

SCHRIFTENREIHE ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT

Materialien

November 2022

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

Materialband

Frithjof Staiß (AG-Leitung) | Maike Schmidt | Cyril Stephanos | Philipp Stöcker | 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 Sonnen-
energie- und Was-
serstoff-Forschung
Baden-Württemberg
(ZSW)

Maike Schmidt
Zentrum für Sonnen-
energie- und Was-
serstoff-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

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, Materialband* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2022.

Wissenschaftliche Koordination

Maike Schmidt
ZSW

Dr. Cyril Stephanos
acatech

Philipp Stöcker
RWTH Aachen

Sven Wurbs
acatech

Produktionskoordination und Satz

Annika Seiler, acatech

Weitere Mitwirkende

Inga Michalek, acatech

DOI: https://doi.org/10.48669/esys_2022-8

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



Inhalt

Abkürzungen und Einheiten	4
I. Kosten- und Effizienzberechnungen für die Transportoptionen	
Teilpaket quantitative Analyse	8
1 Einleitung	9
2 Transportmittel	11
2.1 Schiffe	11
2.2 Pipelines	15
3 Transportketten	22
3.1 Kosten	22
3.2 Effizienz	27
3.3 Auslastung im Verhältnis zur Wirtschaftlichkeit	30
Anhang A: Weiterführende Berechnungsdetails	32
Treibstoffverbrauch von Schiffen	32
Heuer	34
Hafengebühren	35
Obere Abschätzung der vernachlässigten Kosten für Pufferspeicher im (Export-)Hafen	35
Optimale Strömungsgeschwindigkeit und Kostenstruktur einer Pipeline	35
Kosten der Umrüstung einer Pipeline von Erdgas auf Wasserstoff	36
Trassierungskosten für Pipelines	36
Wirtschaftlich optimale Auslastung	38
Anhang B: Stoffparameter	42

II.	Qualitative Bewertung der Transportvektoren für Wasserstoff bis 2030	
	Teilpaket qualitative Analyse	45
1	Bewertungshintergrund und Kriterienset	46
2	Ergebnisse der einzelnen Transportvektoren.....	51
2.1	Gasförmiger Wasserstoff per Pipeline	51
2.2	Flüssigwasserstoff per Schiff	53
2.3	Synthetisches Methan per Schiff	55
2.4	Synthetisches Methan per Pipeline	57
2.5	Ammoniak per Schiff bei Direktnutzung des Ammoniaks.....	59
2.6	Ammoniak per Schiff mit Rückgewinnung des Wasserstoffs.....	62
2.7	Ammoniak per Pipeline.....	64
2.8	Methanol per Schiff.....	66
2.9	Methanol per Pipeline.....	67
2.10	Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) per Schiff	69
2.11	Synthetisches Fischer-Tropsch-Produkt per Schiff.....	71
2.12	Synthetisches Fischer-Tropsch-Produkt per Pipeline.....	72
3	Zusammenfassende Bewertungsübersicht.....	75
III.	Beispielpfade für den Transport von grünem Wasserstoff bis 2030	
	Teilpaket Länderanalysen	77
1	Hintergrund und Methodik.....	78
2	Kriterienraster im Detail	82
2.1	Kriterium 1: Stromerzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien	82
2.2	Kriterium 3: Technisches Exportpotenzial für Wasserstoff.....	87
2.3	Kriterium 4: Transportbedingungen für Wasserstoff bzw. PtX-Produkte	89
2.4	Kriterium 5: Investitions- und Versorgungssicherheit.....	90
2.5	Kriterium 6: Chancen für deutsche Unternehmen.....	94
2.6	Kriterium 7: Export Readiness.....	95
2.7	Kriterium 8: Gesellschaftliche Akzeptanz.....	98
3	Länderergebnisse.....	100
3.1	Brasilien.....	100
3.2	Marokko	107
3.3	Saudi-Arabien.....	113
3.4	Spanien.....	119
3.5	Südafrika	125
3.6	Ukraine.....	132
	Literaturverzeichnis.....	139
	Das Akademienprojekt.....	140

Abkürzungen und Einheiten

<i>a</i>	Jahr
<i>A</i>	Annuität der Investitionssumme
<i>A_P</i>	Annuitäten der Investition der Pumpstationen
<i>A_R</i>	Annuitäten der Investition der Rohrleitung
<i>AG</i>	Arbeitsgruppe
<i>ANF</i>	Annuitätenfaktor
<i>BIP</i>	Bruttoinlandsprodukt
<i>BMWi</i>	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<i>C</i>	Kohlenstoff
<i>C₁₄H₁₄</i>	Benzyltoluol
<i>CF</i>	Nutzungsgrad
<i>CH₃OH</i>	Methanol
<i>CH₄</i>	Methan
<i>CO₂</i>	Kohlenstoffdioxid
<i>CRI</i>	Climate Risk Index
<i>ct</i>	Cent
<i>C_xH_x</i>	Fischer-Tropsch-Produkt
<i>d</i>	Tag
<i>d</i>	Transportdistanz
<i>d_P</i>	Abstand zwischen den Pumpstationen
<i>D</i>	Rohrinnendurchmesser
<i>DAC</i>	Direct Air Capture
<i>DIN</i>	Deutsches Institut für Normung
<i>DN</i>	Normdurchmesser Pipeline
<i>DP</i>	Druckstufe Pipeline (Maximaldruck)
<i>DVGW</i>	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
<i>dwt</i>	deadweight tonnage, ein Maß für die Tragfähigkeit bei Schiffen
<i>E</i>	elektrische Hilfsenergie
<i>E_R</i>	elektrische Energie
<i>E_T</i>	Energie für Transport
<i>EE</i>	erneuerbare Energien
<i>EH</i>	Energieeinsatz für die Gewinnung von Hilfsstoffen
<i>EN</i>	Europäische Norm
<i>EnEff</i>	Energieeffizienz
<i>EU</i>	Europäische Union
<i>FNB</i>	Fernleitungsnetzbetreiber
<i>F_{O&M}</i>	Faktor der fixen Betriebs- und Wartungskosten

FT	Fischer-Tropsch
G	Hafengebühren
GW	Gigawatt
h	Stunde
H	Heuer für die Besatzung
H₂	Wasserstoff
H₂O	Wasser
HHI	Hitachi Heavy Industries
IMO	International Maritime Organization
IRENA	Internationale Organisation für erneuerbare Energien
k	Rauheit der Rohrwand
k_E	spezifische Energiekosten
k_F	Treibstoffkosten
k_S	Wasserstoffkosten
k_{th}	spezifische Wärmekosten
K	massenspezifische Transportkosten
K_E	Kosten des Hilfsstroms
K_H	Kosten der Hilfsstoffe
K_I	längenspezifische Verlegekosten
K_{min}	minimale Kosten
K_{O&M}	Betriebs- und Wartungskosten
K_P	Investitionen/Kosten für Pumpen
K_{PE}	Strompreis Pumpen (Pipeline)
K_R	längenspezifische Kosten Rohre (Pipeline)
K_S	Kosten durch Wandlungsverluste
K_T	Trassierungskosten
K_{th}	Kosten durch Wärmebedarf
K_U	Kosten pro Umlauf
K_V	massenspezifische variable Kosten
K_W	Kosten durch Rückgewinnung
kg	Kilogramm
km	Kilometer
km/h	Kilometer pro Stunde
kt	Kilotonne
kWh	Kilowattstunde
kWh/kWp/a	mittleres praktisches Potential

l_{WL}	Länge der Wasserlinie
LH_2	Liquified Hydrogen (Flüssigwasserstoff)
LNG	Liquified Natural Gas
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
m	Meter
\dot{m}	massenbezogener Durchsatz
m_R	längenspezifischer Rohrmaterialbedarf
m^3	Kubikmeter
mm	Millimeter
MPa	Megapascal
N	Stickstoff
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NEP	Netzentwicklungsplan
NH_3	Ammoniak
O&M-Kosten	Betriebs- und Wartungskosten
O_2	Sauerstoff
P	Druck
p_R	Materialpreis Rohr (Pipeline)
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
R_s	spezifische Gaskonstante
Re	Reynoldszahl
REN21	Renewables Global Status Report 2021
RWGS-Reaktion	Reverse Wassergas-Shift-Reaktion
s	Reduktion des Energiegehalts durch Synthese (exotherm)
S	Sicherheitsfaktor
SDG	Sustainable Development Goal
t	Tonne
T	Temperatur
T_d	Treibstoffbedarf pro Tag (Schiff)
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
TEU	Twenty-foot Equivalent Unit
t_H	Umschlagzeiten (im Hafen)
t_W	Wartungszeiten (Schiff)
TJ	Terajoule
U	Umläufe pro Jahr (Schiff)
USD	US-Dollar

v	Geschwindigkeit
V	Laderaum
V_s	Syntheseverhältnis
VBS	Vollbenutzungsstunden
VDZ	Verein Deutscher Zementwerke
VLCC	Very Large Crude Carrier
VLS	Volllaststunden
w_{H_2}	Energiedichte Wasserstoff
w_M	Energiedichte Transportmedium
W	Wärmebedarf
W_R	Wärmebedarf für Wasserstoffrückgewinnung
W_V	Energieeinsatz für die Verdichterarbeit der Pumpen
W/m^2	mittlere Leistungsdichte Wind
WEF	World Economic Forum
WRI	World Resources Institute
z	Kompressionsfaktor
Z	Zyklen
δ	notwendige Wandstärke
H	dynamische Viskosität
η_P	Pumpeneffizienz
η_R	Effizienz der Rückgewinnung des Wasserstoffs aus dem Trägermaterial
η_T	Effizienz des Transports
η_W	Effizienz der Wandlung
K	Isentropenexport
λ	Rohrreibungszahl
ρ	Dichte
ρ_R	Dichte des Rohrmaterials
σ_{zul}	zulässige Zugfestigkeit des Rohrmaterials
γ	Motorparameter, der die Effizienz widerspiegelt

I. Kosten- und Effizienzberechnungen für die Transportoptionen

Teilpaket quantitative Analyse

1 Einleitung

In der quantitativen Analyse, die Teil der Arbeiten der ESYS-AG „Wasserstoffwirtschaft 2030“ ist, wird ein breites Portfolio an Transportoptionen betrachtet, das darauf zielt, in Wasserstoff gebundene Energie beziehungsweise wasserstoffbasierte Rohstoffe aus verschiedenen potenziellen Exportregionen nach Deutschland zu bringen.

Wesentliche Fragen für die – auf Basis eines eigens entwickelten Excel-Tools – durchgeführten Berechnungen lauten:

- Wie stellt sich die Kostenstruktur der einzelnen Transportoptionen dar?
- Welche spezifischen Kostenanteile ergeben sich für die einzelnen Transportoptionen?
- Sind darunter wesentliche Treiber für die Kosten einzelner Optionen? Welche Effizienz weisen die jeweiligen Transportoptionen auf?
- Lassen sich aus den Ergebnissen Rangfolgen beziehungsweise Prioritäten für eine zeitnahe und marktfähige Realisierung bis 2030 und darüber hinaus ableiten?

Die Betrachtung der Transportoptionen beschränkt sich auf die Prozessschritte ab der Bereitstellung des produzierten Wasserstoffs im Exportland und reicht bis zur Übergabe des zu nutzenden Mediums frei Landesgrenze im Importland, das heißt in diesem Fall Deutschland (siehe Abbildung 1). Sie umfasst folglich den eigentlichen Transport via Schiff oder Pipeline, die notwendigen Schritte zur Aufbereitung beziehungsweise Transportbefähigung des jeweiligen Produkts (Verflüssigung, Synthese oder Hydrierung) und bei Bedarf die notwendigen Schritte zur Freisetzung des Wasserstoffs aus dem genutzten Transportmedium im Importland (Dehydrierung oder Cracking).

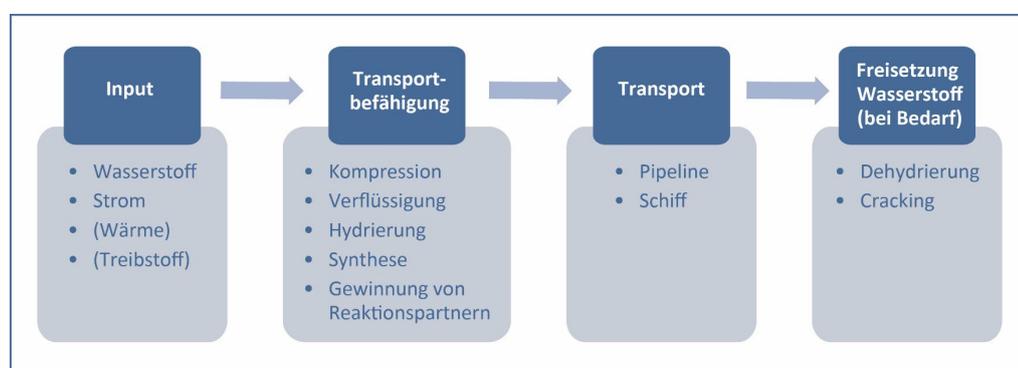


Abbildung 1: Modellierungsstruktur der Berechnungen

Zur Verringerung der Komplexität werden eine Reihe von Details nicht mit in die Berechnung aufgenommen. Dazu gehören:

- Konzessionsabgaben/Transitgebühren,
- spezielle Anlagen in Häfen wie beispielsweise Pufferspeicher ¹ sowie
- inländische Verteilung des Importprodukts und gegebenenfalls Sammlung und Rückführung des Transportmediums zum Importterminal. ²

¹ Eine Abschätzung des Aufwands für Pufferspeicher lässt sich vornehmen, indem man annimmt, die Schiffe würden diese Funktion durch entsprechend längere Liegezeiten in den Häfen übernehmen. Damit erhält man den Aufwand zu $1/n$ des Aufwands für ein Schiff, wobei n die Anzahl der für das Transportaufkommen notwendigen Schiffe ist.

² Letzteres ist für die Variante der dezentralen Nutzung bei der Option LOHC relevant.

2 Transportmittel

Wasserstoff und seine Derivate sind Massentransportgüter in gasförmiger oder flüssiger Form. Geeignete Transportmittel dafür sind Rohrssysteme (Pipelines) und Tankschiffe unterschiedlicher Ausprägung. Die grundsätzlich dafür notwendigen Techniken sind schon lange kommerziell im Einsatz (Pipelines für Gase, Tankschiffe für Flüssigkeiten, Tiefkühltankschiffe für kälteverflüssigte Gase). Entsprechend sind auch deren Ansprüche und Materialeigenschaften in der Regel gut bekannt. Einzelne Ausnahmen ergeben sich durch den Anpassungsbedarf an neue, in ihrer Handhabung noch nicht etablierte Stoffeigenschaften. In den Berechnungen bezieht sich dies im Wesentlichen auf den Transport reinen Wasserstoffs.

2.1 Schiffe

Die Struktur der spezifischen Transportkosten eines Schiffs ergibt sich aus den Ablaufparametern – bestehend aus Fahrtgeschwindigkeit v , Transportdistanz d , Umschlagzeiten t_H und Wartungszeiten t_W –, den Kapazitätskennwerten Tragfähigkeit dwt ³ und Laderaum V sowie den Kostenpositionen, bestehend aus der Annuität der Investitionssumme A , den Betriebs- und Wartungskosten $K_{O\&M}$, der Heuer für das Personal H , den Hafengebühren G , dem Treibstoffbedarf pro Tag T_d und den spezifischen Kosten für Treibstoff k_F . Mit der Anzahl an Umläufen pro Jahr

$$U = \frac{1a - t_W}{\frac{2d}{v} + t_H} \quad (1)$$

ergibt sich für die Kosten pro Umlauf

$$K_U = \frac{A + K_{O\&M} + H}{U} + 2G + 2k_F T_d d \quad (2)$$

oder mit Einsetzen von Gleichung (1) und nach dem Einfluss der Distanz gruppiert

$$K_U = 2 \left(\frac{A + K_{O\&M} + H}{v(1a - t_W)} + k_F T_d \right) d + \frac{(A + K_{O\&M} + H)t_H}{1a - t_W} + 2G. \quad (3)$$

Die Kosten pro Umlauf K_U setzen sich also zusammen aus einem linear mit der Distanz wachsenden Anteil und einem konstanten Term für die distanzunabhängigen Kosten während der Hafenaufenthalte. Teilt man diese Kosten pro Umlauf durch die

³ Genau genommen muss von der Tragfähigkeit dwt noch der Anteil für sonstige zum Betrieb notwendige Beladung abgezogen werden, um die Tragfähigkeit für Nutzladung zu bestimmen. Dieser Anteil liegt typischerweise zwischen 5 % und 10 % (vgl. Schmidtner 2021).

transportierbare Frachtmenge eines Ladeguts der Dichte ρ , so ergeben sich die massenspezifischen Transportkosten

$$K = \left(2 \left(\frac{A + K_{O\&M} + H}{v(1a - t_w)} + k_f T_d \right) d + \frac{(A + K_{O\&M} + H)t_H}{1a - t_w} + 2G \right) / \min(dwt, \rho V) \quad (4)$$

Der Treibstoffbedarf pro Tag ergibt sich aus dem Energiebedarf (im Wesentlichen für den Vortrieb), der Effizienz des Antriebs, hier ausgedrückt in Form des Motorparameters γ , und der gewählten Fahrtgeschwindigkeit v gemäß der Näherungsformel

$$T_d = \gamma v^\alpha dwt^\beta \quad (5)$$

und parametrisch optimiert nach einer Datensammlung für Containerschiffe von Notteboom und Cariou ⁵ (Details im Anhang A).

Aus der Kombination der Gleichungen (4) und (5) ergibt sich ein Optimierungsproblem zur Bestimmung der kostenminimierenden Fahrtgeschwindigkeit bei bekannten Treibstoffkosten und Distanz. Nach oben hin begrenzt bei Frachtschiffen primär die Antriebsleistung, aber auch die Größe des Schiffs die maximal erreichbare Geschwindigkeit auf einen Wert unterhalb der sogenannten Rumpfgeschwindigkeit, die näherungsweise proportional zur Quadratwurzel der Länge der Wasserlinie l_{WL} steigt ⁶ ($v_R \approx 4,5 \sqrt{\frac{l_{WL}}{m}} \frac{km}{h} \approx 2,43 \sqrt{\frac{l_{WL}}{m}} kn$ ⁷, bei einer Wasserlinie von 100 m ergibt sich beispielsweise eine Rumpfgeschwindigkeit von etwa 45 km/h/24 kn).

Schiff	Laderaum V	Länge l	Tragfähigkeit brutto	Tragfähigkeit Nutzlast dwt	Geschwindigkeit v (max/opt)
Coral Methane	3.750 m ³ x2	118 m	6.150 t	ca. 5.500 t	15,5/15,5 kn
Suiso Frontier	1.250 m ³ x2 ⁸	116 m	9.000 t	ca. 8.000 t	13/13 kn
Q-Max-Klasse	266.000 m ³	345 m	130.000 t	ca. 120.000 t	19,5/16,5 kn
Kawasaki LH2 ⁹	40.000 m ³ x4	Annahme: bei Serienfertigung jeweils analog zu Q-Max-Klasse			
HHI VLCC	345.000 m ³	333 m	318.000 t	ca. 300.000 t	15,5/9 kn
Bow Pioneer	86.000 m ³	228 m	75.000 t	ca. 70.000 t	16,5/14 kn

Tabelle 1: Technische Parameter verschiedener Schiffstypen

⁴ Strukturell nach Barras 2004.

⁵ Notteboom/Cariou 2009.

⁶ Die Wasserlinie ist der Schnitt der Bordwand einer Seite des Schiffs mit der Wasseroberfläche.

⁷ Schult 2008.

⁸ Aktuell mit nur einem Tank von 1 250 m³ ausgerüstet, hat die Suiso Frontier Platz für einen zweiten Tank gleicher Größe.

⁹ Entwicklung geplant bis 2030.

Schiff	Investition	Lebensdauer	Unterhaltskosten $K_{O&M}$	Heuer H
Coral Methane	35 Mio. €	30 a	3 % des Invest/a	792.000 €/a
Suiso Frontier	Annahme: bei Serienfertigung analog zu Coral Methane			
Q-Max-Klasse	200 Mio. €	30 a	3 % des Invest/a	960.000 €/a
Kawasaki LH2 ¹⁰	Annahme: bei Serienfertigung analog zu Q-Max-Klasse			
HHI VLCC	75 Mio. €	25 a	2 % des Invest/a	960.000 €/a
Bow Pioneer	50 Mio. €	30 a	3 % des Invest/a	960.000 €/a

Tabelle 2: Ökonomische Parameter verschiedener Schiffstypen

Die Werte der Parameter für verschiedene Schiffstypen sind in Tabelle 1 und Tabelle 2 aufgetragen und die sich damit ergebenden Kosten bei klassischer Annuitätenrechnung mit einem Kalkulationszins von 8 % in Abbildung 2 dargestellt. Das Schiff „Coral Methane“ wird als Vertreter für ein kleineres Tiefkühltankschiff größengleich zum ersten Tankschiff für flüssigen Wasserstoff „Suiso Frontier“ herangezogen. Ebenso wird die „Q-Max-Klasse“ als Vertreter heutiger großer Tiefkühltankschiffe für LNG (verflüssigtes Erdgas) zur Orientierung für die Parameter eines kommerziellen Tankschiffs für Flüssigwasserstoff herangezogen. Letzteres stellt Kawasaki¹¹ für das Jahr 2030 als am Markt verfügbar in Aussicht. Der VLCC („Very Large Crude Carrier“) von HHI (Hitachi Heavy Industries) ist ein typischer großer Tanker für Rohöl und die „Bow Pioneer“ ist ein großer Chemikalienanker für Methanol, Ammoniak und andere flüssig transportierbare Stoffe.

¹⁰ Eine Entwicklung ist bis 2030 geplant.

¹¹ Kawasaki 2019.

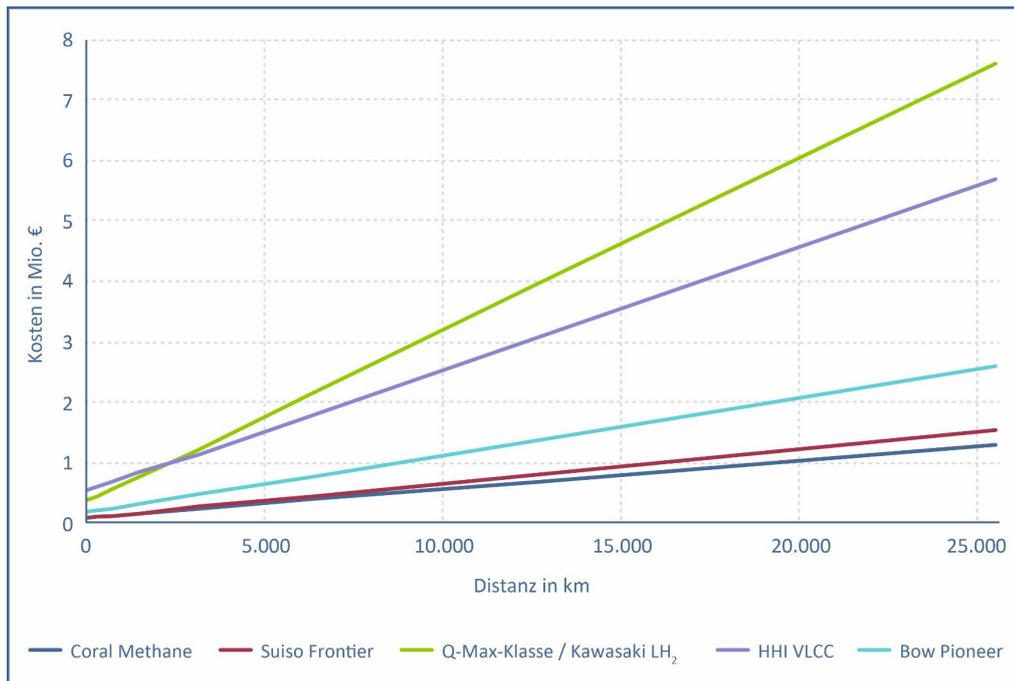


Abbildung 2: Schiffe – Transportkosten pro Umlauf in Abhängigkeit vom Schiffstyp und von der Distanz

Die einzelnen Kostenbestandteile haben deutlich unterschiedliche Anteile an den Gesamtkosten, was aus Abbildung 3 am Beispiel dreier Schiffstypen und einer Transportdistanz von 10.000 km hervorgeht. Den größten Anteil haben danach die Aufwände für die Abschreibung und den Unterhalt mit über 50 % bis 66 %. Danach kommen die Treibstoffkosten mit einem Anteil von etwa einem Viertel. Hafengebühren und Heuer teilen sich den Rest.

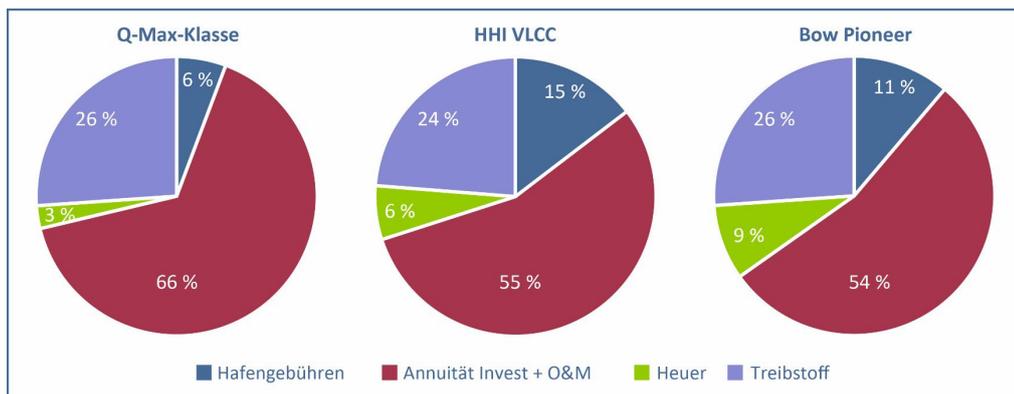


Abbildung 3: Kostenbestandteile in Abhängigkeit vom Schiffstyp

2.2 Pipelines

Eine Pipeline besteht im Wesentlichen aus der Trasse, den darauf verlegten Röhren und den Pumpstationen, die in regelmäßigen Abständen zur Aufrechterhaltung des Durchflusses positioniert sind. Die Modellierung ist dabei im Wesentlichen angelehnt an Krieg ¹².

Aus maximalem Innendruck p_{max} , Innendurchmesser D , Sicherheitsfaktor S und zulässiger Zugfestigkeit des Rohrmaterials σ_{zul} kann die notwendige Wandstärke δ über die Kesselformel

$$\delta = \frac{p_{max}DS}{2\sigma_{zul}} \quad (6)$$

abgeschätzt werden. Mit dem Kompressionsfaktor z , dessen numerische Ausprägung in Abbildung 4 dargestellt ist, lässt sich zu einem Druck p , einer Temperatur T und der spezifischen Gaskonstante R_s über die Zustandsgleichung für kompressible Gase die Dichte des Gases

$$\rho = \frac{p}{zR_sT} \quad (7)$$

berechnen.

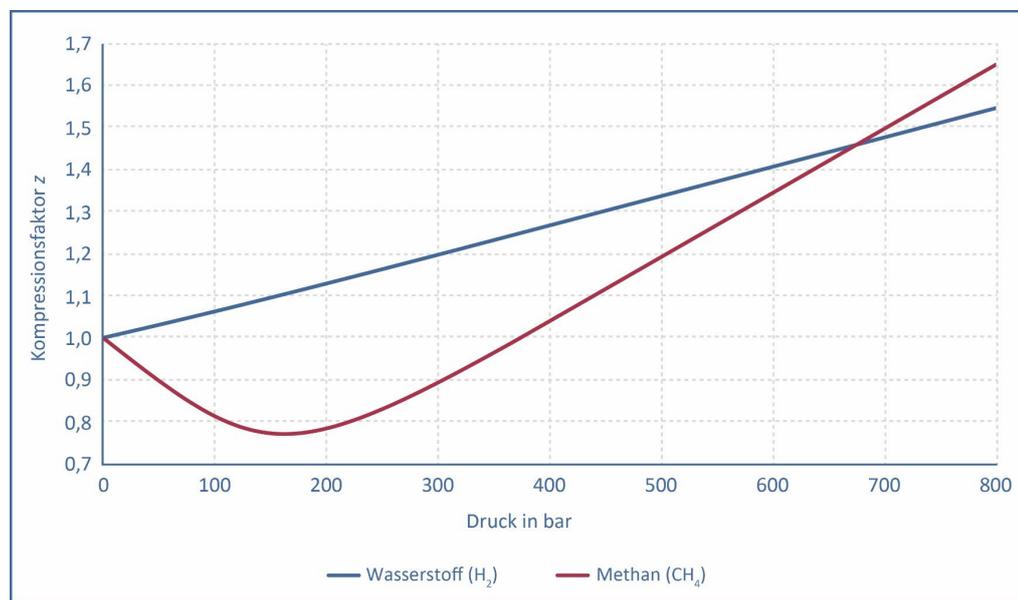


Abbildung 4: Kompressionsfaktor von Wasserstoff und Methan bei 10 °C

Aus dieser Dichte, der Strömungsgeschwindigkeit v des Gases im Rohr, dem Rohrendurchmesser D und der dynamischen Viskosität η lässt sich die Reynoldszahl

$$Re = \frac{\rho v D}{\eta} \quad (8)$$

¹² Krieg 2012.

bestimmen. Mit der Reynoldszahl, der Rauheit der Rohrwand k und wiederum dem Rohrrinnendurchmesser ergibt sich die Rohrreibungszahl λ einheitlich für alle Strömungsregime zu

$$\lambda = \left[-2 \log \left(\frac{2,7 \log(Re)^{1,2}}{Re} + \frac{k}{3,71D} \right) \right]^{-2} \quad (9)$$

nach Schröder und Zanke ¹³.

Damit sind alle Zwischengrößen definiert, um mittels der Dichte des Rohrmaterials ρ_R den längenspezifischen Rohrmaterialbedarf

$$m_R = \rho_R \pi \delta (\delta + D), \quad (10)$$

zusammen mit dem Materialpreis p_R die längenspezifischen Kosten für das Rohr

$$K_R = p_R m_R = p_R \rho_R \pi \delta (\delta + D), \quad (11)$$

den Durchsatz

$$\dot{m} = \rho v \frac{\pi}{4} D^2 \quad (12)$$

und den Abstand zwischen den Pumpstationen

$$d_P = \left[1 - \left(\frac{p_{min}}{p_{max}} \right)^2 \right] \frac{D p_{max}}{\lambda \rho v^2} \quad (13)$$

zu berechnen.

Der Energieeinsatz für die Verdichterarbeit der Pumpen ergibt sich mit dem Isentropenexponent κ und der Pumpeneffizienz η_P aus der adiabaten Volumenarbeit

$$W_V = \frac{z R_s T}{\eta_P} \frac{\kappa}{\kappa - 1} \left[\left(\frac{p_{max}}{p_{min}} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right] \quad (14)$$

und mit den Energiekosten für die Pumpenversorgung K_{PE} daraus die variablen Kosten je Massendurchsatz

$$K_v = W_V K_{PE} = \frac{z R_s T}{\eta_P} \frac{\kappa}{\kappa - 1} \left[\left(\frac{p_{max}}{p_{min}} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right] K_{PE}. \quad (15)$$

Mit dem Annuitätenfaktor ANF , dem Faktor der fixen Betriebs- und Wartungskosten $F_{O\&M}$, den längenspezifischen Verlegekosten K_I , den Trassierungskosten K_T und den Investitionskosten für die Pumpen K_P ergeben sich die Annuitäten der Investitionen für die Rohrleitung

¹³ Schröder/Zanke 2003.

$$A_R = (ANF + F_{O\&M})(K_R + K_I + K_T) \quad (16)$$

und die Pumpstationen

$$A_P = (ANF + F_{O\&M})K_P. \quad (17)$$

Mit dem Nutzungsgrad CF schließlich berechnen sich die massenspezifischen Transportkosten zu

$$K = \frac{dA_R + \left[\frac{d}{d_P}\right] \dot{m} A_P}{CF \dot{m}} + \left[\frac{d}{d_P}\right] K_v. \quad (18)$$

Die oberen Gaußklammern zur Berücksichtigung der diskreten Verteilung der Pumpstationen werden zur Vereinfachung im Folgenden vernachlässigt. Alle vorherigen Gleichungen in Gleichung (18) eingesetzt und passend umgruppiert ergibt die Formel

$$K = \frac{d}{D} \left[\frac{ANF + F_{O\&M}}{CF} \left(\frac{4 \left(p_R \rho_R \frac{p_{max} DS}{2\sigma_{zul}} \left[\frac{p_{max} S}{2\sigma_{zul}} + 1 \right] + \frac{K_I + K_T}{\pi D} \right)}{\rho v} + \frac{\lambda \rho v^2 K_P}{\left[1 - \left(\frac{p_{min}}{p_{max}} \right)^2 \right] p_{max}} \right) \right. \\ \left. + \frac{\lambda \rho v^2}{\left[1 - \left(\frac{p_{min}}{p_{max}} \right)^2 \right] p_{max}} \frac{z R_S T}{\eta_P} \frac{\kappa}{\kappa - 1} \left(\left[\frac{p_{max}}{p_{min}} \right]^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right) K_{PE} \right]. \quad (19)$$

Dabei wird die Rohrreibungszahl λ nicht weiter aufgelöst. Dies wäre sehr komplex und es ist kein zusätzlicher Erkenntnisgewinn zu erwarten, denn sie verändert sich bei unterschiedlichen Strömungsgeschwindigkeiten und Rohrdurchmessern im hier relevanten Bereich nur in begrenztem Umfang.

Anhand von Gleichung (19) wird erkennbar, dass die spezifischen Transportkosten per Pipeline linear mit der Entfernung steigen und mit steigendem Rohrdurchmesser abnehmen. Für die weiteren variierbaren Einflussgrößen, das heißt die Strömungsgeschwindigkeit und die Drücke, sind die Auswirkungen nicht so direkt offensichtlich. Für die Strömungsgeschwindigkeit gibt es sowohl Summanden mit steigender (proportional zu v^2) als auch solche mit fallender (proportional zu $1/v$) Abhängigkeit, sodass von einem Optimierungsproblem mit Minimalpunkt ausgegangen werden kann. In der Tat lässt sich das Optimum analytisch bestimmen und liegt bei einem Verhältnis zwischen den durchsatzbezogenen Kosten für das Rohr, die Installation und die Trasse sowie denen für die Pumpen und die Pumpenergie im Verhältnis von 2:1 (siehe Anhang A für mehr Details). Ähnlich sieht es für das obere und untere Druckniveau aus, wobei sich hier die Umstände noch einmal komplexer als bei der Strömungsgeschwindigkeit darstellen.

Aus nicht näher bekannten Gründen¹⁴ werden Rohrleitungen an Land, zumindest in Europa, auf einen Betrieb mit maximal 100 bar Überdruck ausgelegt, sodass dies eine externe Begrenzung nach oben darstellt. Für die weiteren Berechnungen werden

¹⁴ Manche Quellen nennen Sicherheitsaspekte, ohne dies jedoch näher zu erläutern.

mehrere konkrete Konfigurationen aufgestellt. Die jeweiligen Werte der variierenden Parameter sind in Tabelle 3 und Tabelle 4 aufgeführt.

Konfiguration	Durchmesser D	min. Druck p_{min} (opt)	max. Druck p_{max} (opt)	Transportgeschwindigkeit v ¹⁵ (opt)	Sicherheitsfaktor S ¹⁶
Wasserstoff Neubau	300 mm	80 bar	100 bar	14 m/s	2
Wasserstoff Umrüstung	300 mm	80 bar	100 bar	10 m/s	2
Wasserstoff groß Neubau	1.016 mm	80 bar	100 bar	13,5 m/s	2
Wasserstoff groß Umrüstung	1.016 mm	80 bar	100 bar	9,5 m/s	2
Methan Neubau	1.016 mm	75 bar	100 bar	5,5 m/s	1,6
Methan Weiternutzung	1.016 mm	75 bar	100 bar	3 m/s	1,6

Tabelle 3: Technische Parameter verschiedener Pipelinekonfigurationen

Medium	Materialkosten Rohr p_R	Investitionskosten Pumpen K_P	Lebensdauer ¹⁷	Unterhaltskosten $K_{O\&M}$
Wasserstoff	1.200 €/t	15.208,33 €/(t/d) ¹⁸	40 a	3 % des Invest/a
Methan	850 €/t	2.500 €/(t/d)	40 a	2 % des Invest/a

Tabelle 4: Ökonomische Parameter Pipelines für verschiedene Medien

Die beiden ersten Zeilen in Tabelle 3 stellen den Neubau beziehungsweise die Umrüstung einer Pipeline für Wasserstoff mit dem heute größten kommerziell betriebenen Innendurchmesser¹⁹ dar. In den darauffolgenden beiden Zeilen wird eine Skalierung in der Größenordnung heutiger großer Erdgasfernleitungen vorgenommen und in den beiden letzten Zeilen der gleiche Innendurchmesser für Methan dargestellt. Für die Fälle mit einer Umrüstung wird angesetzt, dass in Anlehnung an FNG Gas²⁰ die rohr-

15 Angegeben ist die Transportgeschwindigkeit bei maximalem Druck, direkt hinter der Verdichterstation. Diese nimmt umgekehrt proportional zum Druckabfall auf dem Weg zur nächsten Verdichterstation zu, sodass der massenbezogene Durchsatz \dot{m} jederzeit erhalten bleibt.

16 Die DIN EN 1594 fordert mindestens 1,39. Der DVGW legt laut DVGW-Arbeitsblatt G-463 mindestens 1,6 fest. Für Wasserstoff wird der Wert mit einem Sicherheitsaufschlag auf 2 erhöht.

17 Dies ist hier als Länge des Abschreibungszeitraums zu interpretieren. Die technische Lebensdauer einer Pipeline kann deutlich länger sein.

18 Der krumme Wert kommt durch Umrechnung zustande aus der Angabe 7,3 Mio. € für 240 t/d in (vgl. Krieg 2012). Dieser Wert wurde halbiert, da hier ein weniger als halb so hohes Verdichterverhältnis angesetzt wird (80 bar zu 100 bar anstatt 30 bar zu 100 bar).

19 Krieg 2012.

20 FNB Gas 2020.

bezogenen Investitionskosten 10 % derjenigen eines Neubaus betragen (Details siehe Anhang A). Die Pumpen werden getauscht und daher als Investition in vollem Umfang angesetzt. Für die Weiternutzung einer Erdgaspipeline zum Transport von Methan wird davon ausgegangen, dass keine Investitionskosten entstehen, weil das Medium gleich bleibt.

Für die Pumpeneffizienz η_P wird ein Wert von 80 %, bezogen auf den Energiebedarf der isentropen Zustandsänderung, angenommen.²¹ Die Pumpen werden strombetrieben angenommen und der Strompreis K_{PE} mit 0,15 €/kWh angesetzt.

Das Rohrmaterial soll Stahl sein mit einer Dichte ρ_R von 7,85 g/cm³ und einer Zugfestigkeit σ_{zul} von 360 MPa. Die Rauheitslänge k der Rohrwand wird mit 0,02 mm angenommen.

Weitere für die Berechnung notwendige physikalische Parameter sind in Tabelle 5 angegeben.

Medium	Temperatur T	Spezifische Gas-konstante R_s	Dynamische Viskosität ²² η	Dynamische Viskosität ²³ η
Wasserstoff	283 K	4.124 J/(kg*K)	$8,82 \cdot 10^{-6}$ Pa*s	1,42
Methan	283 K	518 J/(kg*K)	$13,1 \cdot 10^{-6}$ Pa*s	1,7

Tabelle 5: Physikalische Parameter Medien für Pipelines

Die Abschätzung der spezifischen Verlegekosten K_I ergibt sich in quadratischer Abhängigkeit zum Rohrdurchmesser gemäß Abbildung 5. Für Wasserstoff als transportiertes Medium wird pauschal mit einem Aufpreis von 25 % gegenüber Methan gerechnet.²⁴

²¹ Krieg 2012.

²² Gültig bei 85 bar Überdruck und 283 K Temperatur.

²³ Gültig bei 85 bar Überdruck und 283 K Temperatur.

²⁴ Krieg 2012.

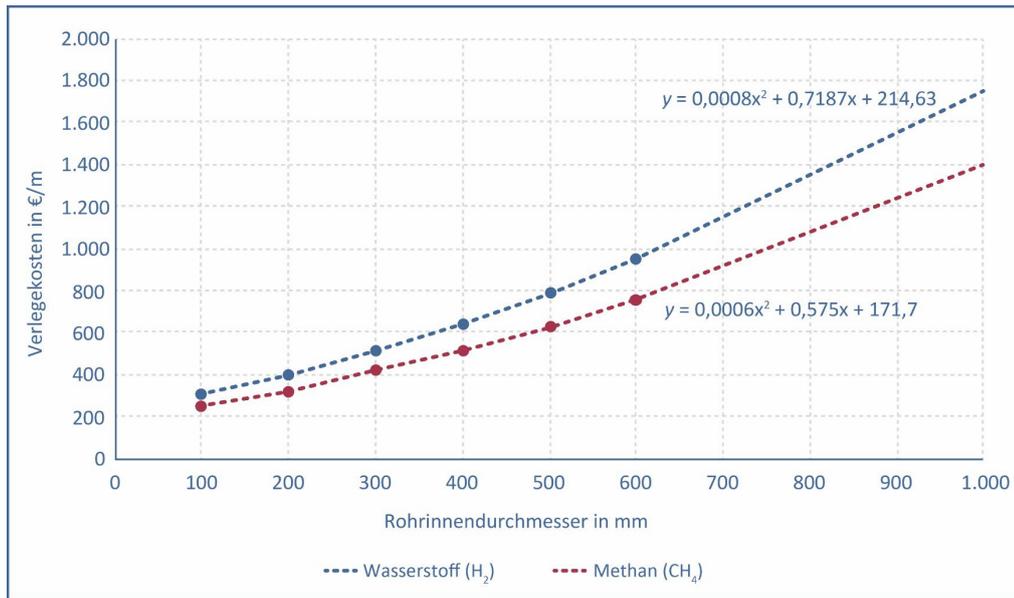


Abbildung 5: Abgeschätzte Verlegekosten in Abhängigkeit vom Rohrinnendurchmesser

Die Trassierungskosten bei einer Neuverlegung werden mit $K_T = 850 \text{ €/m}$ angenommen, ²⁵ Details der Herleitung siehe Anhang A.

Für einen Kalkulationszins von 8 % und eine Auslastung von 91 % (8.000 Volllaststunden) ergeben sich die in Abbildung 6 dargestellten Kosten für den Transport per Pipeline.

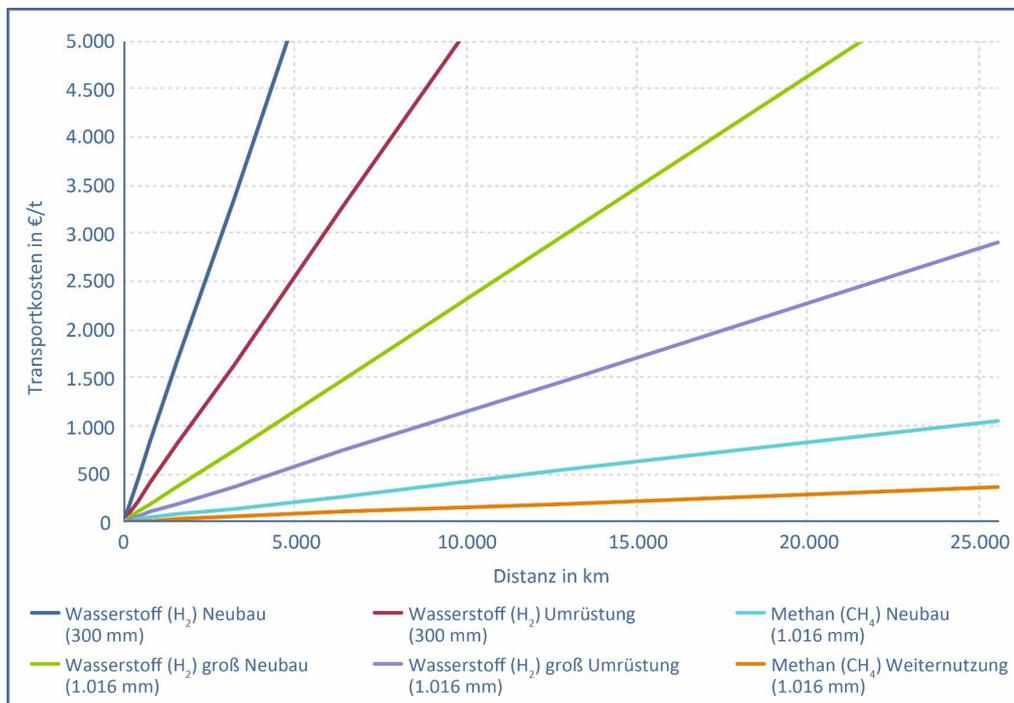


Abbildung 6: Transportkosten pro Tonne Medium in Abhängigkeit von der Konfiguration und der Distanz

²⁵ In Anlehnung an FNB Gas 2020.

Diese Kosten unterteilen sich, wie in Abbildung 7 und Abbildung 8 dargestellt, in die einzelnen Bestandteile. Für die Anteile Trassierung, Rohr und Verlegung sowie Pumpen ist die Summe aus der Annuität und den Betriebs- und Wartungskosten dargestellt. Gut erkennbar ist auch hier das in Kapitel 2.1 erläuterte feste Verhältnis zwischen den Kosten für die Pumpen sowie die Pumpenergie und den Kosten für Trassierung, Rohr und Verlegung von ca. 1:2 im wirtschaftlichen Optimum.

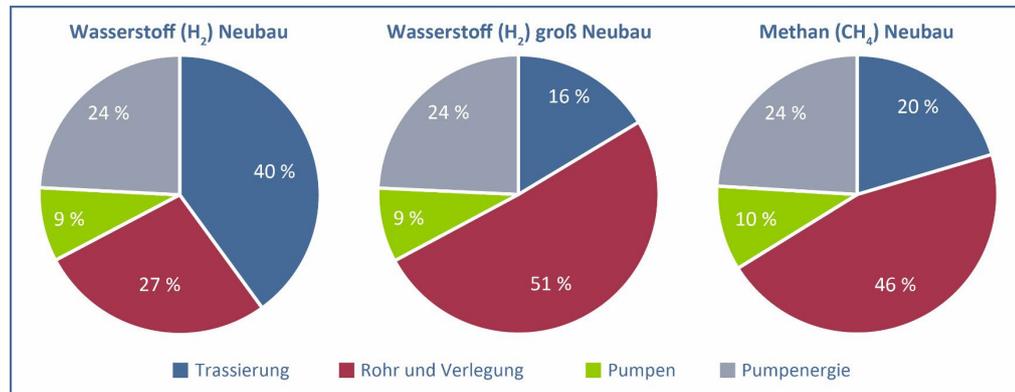


Abbildung 7: Kostenbestandteile bei Pipelineneubauten in Abhängigkeit von der Konfiguration. Die Werte für Trassierung, Rohr und Verlegung sowie Pumpen sind als Annuität inklusive O&M-Kosten dargestellt.

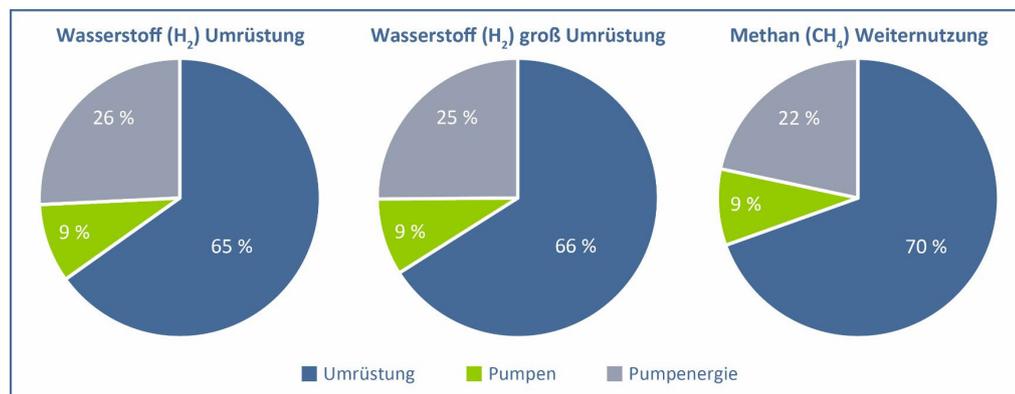


Abbildung 8: Kostenbestandteile für die Weiternutzung von Pipelines in Abhängigkeit von der Konfiguration. Die Werte für die Umrüstung und Pumpen sind als Annuität inklusive O&M-Kosten dargestellt.

3 Transportketten

Mit Ausnahme des Transports von gasförmigem Wasserstoff per Pipeline erfordern alle Transportoptionen vor dem eigentlichen Transport eine Umwandlung. Für den Schiffstransport muss der Wasserstoff zunächst verflüssigt werden. Bei Methan, Methanol, Ammoniak und den Fischer-Tropsch-Produkten bedarf es einer Synthetisierung, die unter Zugabe der Reaktionspartner Kohlenstoffdioxid beziehungsweise Stickstoff erfolgt. Trägermedien wie die flüssigen organischen Träger (Liquid Organic Hydrogen Carrier) oder Ammoniak müssen für den Transport eingangs mit dem Wasserstoff beladen (hydriert) werden. Vor der direkten Nutzung des Wasserstoffs sind sie wieder zu extrahieren, entweder direkt im Importterminal (zentral) oder erst bei der Anwendung vor Ort (dezentral). Auch wenn es keine Umwandlung im eigentlichen Sinne ist, entsteht selbst für die Beschickung einer Wasserstoffpipeline ein geringer Aufwand im Vorfeld, denn der Wasserstoff muss erst ausreichend – mindestens auf das untere Druckniveau der Pipeline – verdichtet werden.

Um einen vollständigen Vergleich der Transportoptionen zu ermöglichen, bedarf es bei allen Optionen folglich neben dem eigentlichen Transport noch weiterer Aufwände, die mit in die Bilanz eingehen müssen. Für Ammoniak, das per Schiff in flüssiger Form transportiert wird, wurde bei der Modellierung auf eine extra Verflüssigung verzichtet, denn obwohl Ammoniak bei Normbedingungen gasförmig ist, entsteht in diesem Fall kein zusätzlicher und damit zu berücksichtigender Aufwand. Hintergrund ist, dass das Ammoniak bereits in flüssiger Form aus der Syntheseanlage abgeschieden wird, da die Verflüssigung gebraucht wird, um das Ammoniak aus dem im Reaktor zirkulierenden Gasgemisch abzutrennen.

3.1 Kosten

Die Kosten für die Transportbefähigung ergeben sich aus den Aufwänden einer betrachteten Periode für die Abschreibung der Anlageninvestition A , die Betriebs- und Wartungskosten $K_{O\&M}$, die Kosten des Hilfsstroms K_E und der notwendigen Hilfsstoffe K_H sowie gegebenenfalls die Aufwendungen für den Wärmebedarf K_{th} und die Wandlungsverluste infolge der Verringerung der enthaltenen chemischen Energie bei der Synthese K_S , sofern auf die am Ende gelieferte Energie normiert wird.²⁶ Mit dem Nutzungsgrad CF und dem Nenndurchsatz \dot{m} erhält man

$$K_W = \frac{A + K_{O\&M}}{\dot{m}_{H_2} CF} + K_E + K_H + K_{th} (+K_S). \quad (20)$$

²⁶ Dies ist notwendig, um die Resultate der Berechnung auch bei Normierung auf die am Ende gelieferte Energie direkt miteinander vergleichen zu können. Ohne eine solche Korrektur ergäben sich unterschiedliche Basiskosten durch die verschiedenen Bedarfe an Wasserstoffeinsatz pro gelieferter Energiemenge (siehe auch im Anhang B die Syntheseverhältnisse).

Die Kosten der Rückgewinnung beim Einsatz eines Trägermaterials ergeben sich analog.

Die Kosten für die Hilfsstoffe lassen sich für den Fall einmaliger Verwendung mithilfe einer gleichsam vereinfachten Produktionskostenschätzung ermitteln zu

$$K_H = \frac{\dot{m}_H}{\dot{m}_{H_2}} \left(\frac{A_H + K_{O\&M,H}}{\dot{m}_H CF} + K_{E,H} \right), \quad (21)$$

die Kosten für den Strom- und den Wärmebedarf aus den spezifischen Stromkosten k_E und dem Strombedarf E beziehungsweise den spezifischen Wärmekosten k_{th} und dem Wärmebedarf W zu

$$K_E = E k_E \text{ und } K_{th} = W k_{th} \quad (22)$$

und bei Normierung auf den im Importland ankommenden Energiegehalt die Kosten für die Syntheseverluste aus der Reduktion des Energiegehalts durch Synthese s und den Wasserstoffkosten k_s zu

$$K_S = s k_s. \quad (23)$$

Beim Spezialfall LOHC mit einem Kreislauf aus Beladung, Transport, Entladung und Rückführung des entladenen Trägerstoffs muss zur Abschätzung der Kosten die Investition in das Trägermaterial in der nötigen Menge betrachtet und auf einen Nutzungszyklus umgerechnet werden zu

$$K_H = \frac{A_{LOHC}}{z} + \frac{K_{O\&M,LOHC}}{Z} \quad (24)$$

mit den jährlichen Zyklen z und den zwischen zwei Aufbereitungen durchführbaren Zyklen Z . Zu beachten ist hierbei, dass die Aufbereitungskosten $K_{O\&M,LOHC}$ nicht in einer zeitlich festen Periode auftreten, sondern nach einer bestimmten Anzahl Zyklen Z jeweils eine Aufbereitung notwendig wird.

Die ökonomischen Parameter der einzelnen Anlagentypen sind in Tabelle 6 aufgelistet. Zu beachten ist dabei der unterschiedliche Entwicklungsstand der Anlagen. Ammoniaksynthese und Stickstoffwäsche basieren auf Daten real gebauter Anlagen, alle weiteren Werte sind der Literatur entnommene oder aus dem Kreis der AG-Mitglieder stammende Prognosen für die weitere Entwicklung der jeweiligen Technik. Auch die zugrunde gelegten Anlagengrößen variieren erheblich beziehungsweise sind teils sogar unbekannt. Zur Vereinheitlichung werden die in der Literatur etwas höher angegebenen Investitionskosten für die Methanisierung und die Methanolsynthese denen der Ammoniaksynthese gleichgesetzt, da die Anlagen in der hier vorgenommenen groben Betrachtung weitgehend ähnlich sind. Der Wärmebedarf des Ammoniak-Cracking wird vom LOHC-Prozess abgeleitet modelliert. Aufgrund des deutlich höheren Temperaturniveaus (teilweise über 900 °C, mittels geeigneter Katalysatoren auch weniger, aber sicher mehr als die 300 °C der LOHC-Dehydrierung) sind hierbei bezogen auf den Wasserstoffdurchsatz doppelt so hohe Verluste gegenüber dem theoretischen Minimum angesetzt. Das theoretische Minimum an Wärmeeinsatz beträgt bei

der Ammoniakspaltung $4,216 \text{ MWh/t}_{\text{H}_2}$ ²⁷ gegenüber $10 \text{ MWh/t}_{\text{H}_2}$ beim LOHC.²⁸ Für alle Anlagen wird von einer einheitlichen Lebensdauer von 20 Jahren ausgegangen.

Anlagentyp	Nenndurchsatz	Investition	O&M-Kosten $K_{O\&M}$	Strombedarf E	Wärmebedarf W
Wasserstoff Verdichtung	240 $\text{t}_{\text{H}_2}/\text{d}$	0,73 Mio. €/t _{H2} /h	3 % Inv./a	465 kWh/t _{H2}	-
Wasserstoff Verflüssigung	1.000 $\text{t}_{\text{H}_2}/\text{d}$	35 Mio. €/t _{H2} /h	3 % Inv./a	8.000 kWh/t _{H2}	-
Methanisierung	unbekannt	15 Mio. €/t _{H2} /h	3 % Inv./a	400 kWh/t _{H2}	-
Methanolsynthese	29 $\text{t}_{\text{H}_2}/\text{d}$	15 Mio. €/t _{H2} /h	3 % Inv./a	1.200 kWh/t _{H2}	-
Ammoniaksynthese	390 $\text{t}_{\text{H}_2}/\text{d}$	15 Mio. €/t _{H2} /h	3 % Inv./a	1.500 kWh/t _{H2}	-
Fischer-Tropsch-Synthese ²⁹	1.200 $\text{t}_{\text{H}_2}/\text{d}$	17,3 Mio. €/t _{H2} /h	5 % Inv./a	704,5 kWh/t _{H2}	-
LOHC Hydrierung	50 $\text{t}_{\text{H}_2}/\text{d}$	9,1 Mio. €/t _{H2} /h	3 % Inv./a	430 kWh/t _{H2}	-
LOHC Dehydrierung	50 $\text{t}_{\text{H}_2}/\text{d}$	16,7 Mio. €/t _{H2} /h	3 % Inv./a	950 kWh/t _{H2}	11.220 kWh/t _{H2}
Ammoniak-Cracker	1.080 $\text{t}_{\text{H}_2}/\text{d}$	8,8 Mio. €/t _{H2} /h	3 % Inv./a	950 kWh/t _{H2}	6.650 kWh/t _{H2}
Direct Air Capture CO ₂	Unbekannt	2,96 Mio. €/t _{CO2} /h	4 % Inv./a	300 kWh/t _{CO2}	1.500 kWh/t _{CO2}
Stickstoffwäsche	700 $\text{t}_{\text{N}_2}/\text{d}$	1,88 Mio. €/t _{N2} /h	3 % Inv./a	60 kWh/t _{N2}	-
Wasserstoffelektrolyse	100 MW _{el}	23,1 Mio. €/t _{H2} /h	3 % Inv./a	51.000 kWh/t _{H2}	-

Tabelle 6: Techno-ökonomische Parameter verschiedener Anlagen entlang der Transportketten

Für die Option LOHC wird Benzyltoluol als Trägermaterial angesetzt, mit Investitionskosten von 2 €/kg und Kosten für die Aufbereitung von 1 €/kg nach jeweils 200 Zyklen. Die Lebens- und damit auch die Abschreibungsdauer wird analog zu den Anlagen für die Hydrierung und Dehydrierung mit 20 Jahren angenommen. Die effektiven Zyklen ergeben sich primär aus der Umlaufdauer der Schiffspassage. Da es sich hierbei strukturell um ein Pfandbehältersystem handelt (mit einem flüssigen „Behälter“), muss diese ideale Zyklenzahl noch korrigiert werden durch Multiplikation mit einem sogenannten Umlauffaktor (zentral: 0,8; dezentral: 0,65), der Aspekte wie die Verweildauer zur Hydrierung und Dehydrierung sowie im dezentralen Fall die extra Standzeiten für die notwendige Verteilung und Sammlung berücksichtigt.

²⁷ Vgl. CIAAW 2013, NIST 2021.

²⁸ Krieger 2019.

²⁹ Baumstark 2021.

Die Kosten für die Umwandlung bezogen auf die nach Deutschland gelieferte Energiemenge stellen sich wie in Abbildung 9 dar. Die Verdichtung ist im Vergleich zu den restlichen Kosten praktisch vernachlässigbar. Bei den Synthesen ist der größte Kostenblock die Bereitstellung des Kohlenstoffdioxids. Für die Wasserstoffträger LOHC und Ammoniak kommt es im Wesentlichen darauf an, ob die zur Wasserstofffreisetzung notwendigen Wärmemengen ohne zusätzliche Kosten zur Verfügung stehen oder extra beschafft werden müssen. Ist Letzteres der Fall, dann dominiert deren Beschaffung die restlichen Kostenbestandteile.

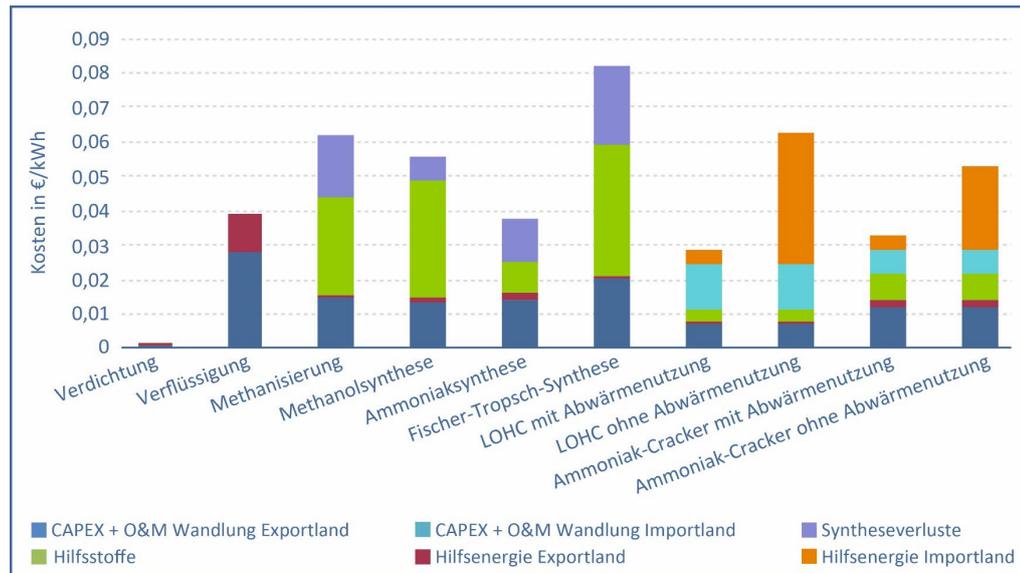


Abbildung 9: Umwandlungskosten pro geliefertem Energiegehalt

Um die Kosten der gesamten Transportkette abzubilden, kommen zu den Umwandlungskosten noch die entsprechenden Kosten für den eigentlichen Transport aus Kapitel 2 hinzu, sodass sich für die unterschiedlichen betrachteten Varianten energie-spezifische Kosten wie in Abbildung 10 dargestellt ergeben. Diese beziehen sich, wie bereits erwähnt, auf die Prozessschritte nach der Bereitstellung des Wasserstoffs im Exportland bis zum Import frei Landesgrenze. Dabei wird ein Kalkulationszins von 8 % und die Auslastung mit 5.000 VBS bei einem Strompreis von 4,5 ct/kWh angenommen. Die Wasserstoffkosten für die Syntheseverluste ergeben sich zu 2.900 €/t. Die Stromkosten in Deutschland sind mit 15 €/ct/kWh und die Wärmekosten für Hochtemperaturwärme in Deutschland mit 10 €/ct/kWh angesetzt.

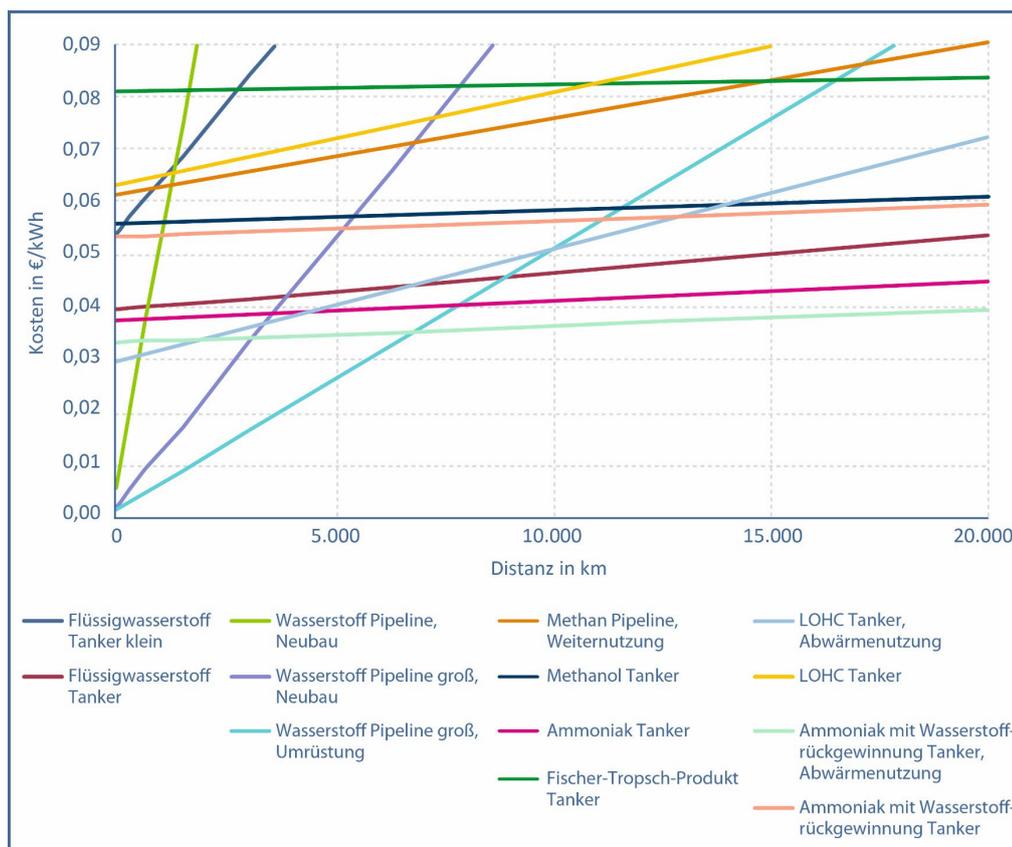


Abbildung 10: Gesamtkosten der Transportketten pro geliefertem Energiegehalt in Abhängigkeit von der Distanz (ohne Gesteungskosten für den Wasserstoff)

Das Diagramm ist in mehrere untereinander nur eingeschränkt oder nicht direkt miteinander vergleichbare Optionengruppen aufgeteilt. So bilden die in der Legende links stehenden Optionen die Möglichkeiten für den Transport von reinem Wasserstoff ab. Rechts in der Mitte stehen die Syntheseverbindungen mit Stickstoff oder Kohlenstoffdioxid und ganz rechts die Optionen mit den Wasserstoffträgern LOHC und Ammoniak.

Gut zu erkennen ist der systematische Unterschied zwischen den Pipelines für gasförmigen Wasserstoff und den restlichen Optionen: Die Wasserstoffpipelines haben nur einen minimalen Initialaufwand (Beginn der Y-Achse), aber eine deutliche Abhängigkeit der Kosten von der Distanz. Die restlichen Optionen haben einen signifikanten Initialaufwand durch die Verflüssigung, Synthese oder Hydrierung/Dehydrierung, aber geringere bis sehr geringe distanzabhängige Kostenbestandteile für den Transport per Schiff. Entsprechend eignen sich Pipelines neben anderen Aspekten vor allem auch aus Kostengründen nur für kürzere bis mittlere Distanzen, das heißt bis etwa 4.000 km. Die Kostenparität liegt im Falle der Umrüstung zwar noch deutlich jenseits dieser Kilometermarke, aber es gibt im Einzugsgebiet Deutschlands keine Erdgaspipeline mit einer derartigen Länge, sodass der Vorteil jenseits der 4.000 km aus einer deutschen beziehungsweise europäischen Perspektive rein theoretischer Natur bleibt.³⁰

³⁰ Die längste nach Europa laufende Pipeline ist die Jamal-Europa-Pipeline mit gut 4.000 km Länge.

Eine Sonderposition nehmen die beiden Varianten basierend auf LOHC ein, deren Steigung höher ausfällt als bei den anderen schiffsgebundenen Optionen. Dies liegt zum einen in der Tatsache begründet, dass LOHC die im Vergleich geringste Energiedichte aller per Schiff transportierten Optionen aufweist. Die volumetrische Energiedichte von LOHC beträgt nur 75 % derer von flüssigem Wasserstoff und nur etwa die Hälfte derer von Ammoniak. Gravimetrisch sind die Unterschiede noch deutlicher. Zum anderen wirkt sich hier die notwendige Abschreibung des Trägermaterials aus, die mit zunehmender Distanz und einer damit verbundenen abnehmenden Zyklenzahl die Kosten pro Energiedurchsatz ansteigen lässt.

Abbildung 11 ergänzt die in Abbildung 10 gezeigten Inhalte um die Kosten für die Wasserstoffgestehung und stellt somit die kompletten Importkosten frei Landesgrenze dar. Gut zu erkennen ist, dass den größten Anteil die Wasserstoffgestehungskosten ausmachen. Entsprechend relativieren sich die Unterschiede zwischen den Optionen in der Gesamtbetrachtung etwas im Vergleich zur zuvor in Abbildung 10 gezeigten isolierten Betrachtung der Schritte Wandlung und Transport ohne Wasserstoffgestehungskosten.

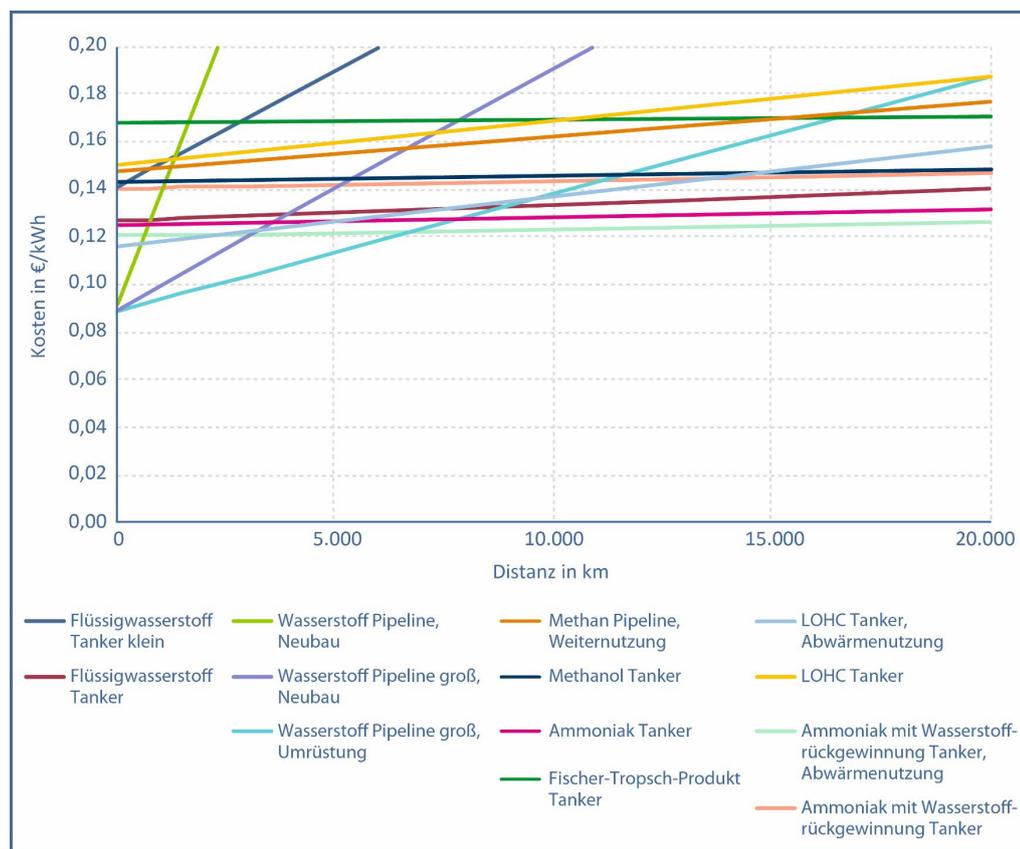


Abbildung 11: Gesamtkosten der Transportketten pro geliefertem Energiegehalt in Abhängigkeit von der Distanz (inklusive Gestehungskosten für den Wasserstoff in Höhe von 2,9 €/kg)

3.2 Effizienz

Neben den Kosten spielt die Effizienz für den Vergleich der Optionen eine wesentliche Rolle. Vor dem Hintergrund begrenzter Ressourcen und Standorte für die (günstige) Erzeugung von erneuerbarem Strom führt eine gesteigerte Effizienz bei gleicher Energiebasis im Exportland zu einer Erhöhung der importierten Energiemenge.

Die Effizienz der Wandlung zur Transportbefähigung im Exportland ergibt sich zu

$$\eta_W = \frac{w_M V_S}{w_{H_2} + E + E_H} \quad (25)$$

mit der Energiedichte des Transportmediums w_M , dem Syntheseverhältnis V_S , der Energiedichte des Wasserstoffs w_{H_2} , der elektrischen Energie E und gegebenenfalls dem Energieeinsatz für die Gewinnung von Hilfsstoffen E_H . Die Effizienz des Transports berechnet sich zu

$$\eta_T = \frac{w_M}{w_M + T} = \frac{1}{1 + T/w_M} \quad (26)$$

mit der für den Transport notwendigen Energie T . Eine gegebenenfalls notwendige Rückgewinnung des Wasserstoffs aus einem Trägermaterial wirkt sich effizienztechnisch zu

$$\eta_R = \frac{w_{H_2}}{w_{H_2} + E_R + W_R} = \frac{1}{1 + (E_R + W_R)/w_{H_2}} \quad (27)$$

aus, mit der elektrischen Energie E_R und dem Wärmebedarf W_R . Dieser Wärmebedarf wird abgesehen von Spezialfällen³¹ auch nicht aus Abwärme gedeckt werden können, da er sowohl mengenmäßig als auch in Bezug auf das Temperaturniveau erheblich ist. Bei LOHC entspricht er ca. 1/3 der im Wasserstoff enthaltenen Energie bei 300 °C, bei Ammoniak ist der Wärmebedarf nur etwa halb so hoch, dafür aber bisher auf einem deutlich höheren Niveau von – je nach Katalysator – bis über 900 °C.

Mittels der Parameter in Tabelle 6 und Anhang B ergeben sich die in Abbildung 12 dargestellten Gesamteffizienzen ab Eingang Wandlungsanlage und damit ohne die Wasserstofferzeugung sowie die in Abbildung 13 dargestellten Gesamteffizienzen ab Eingang Strom und somit inklusive der Elektrolyse zur Gewinnung des benötigten Wasserstoffs.

³¹ Einen wesentlichen Spezialfall stellt die Hochseeschifffahrt dar: Die Antriebsanlagen haben hier eine ausreichende Größenordnung und laufen im Dauerbetrieb, sodass ein effizientes Wärmemanagement umsetzbar ist. Alternative Abnehmer für die Wärme sind dabei in der Regel nicht vorhanden. Daher kann die Abwärme der Antriebe als „Abfallprodukt“ ohne andere Verwendungsmöglichkeit als kostenfrei bereitgestellt bilanziert werden.

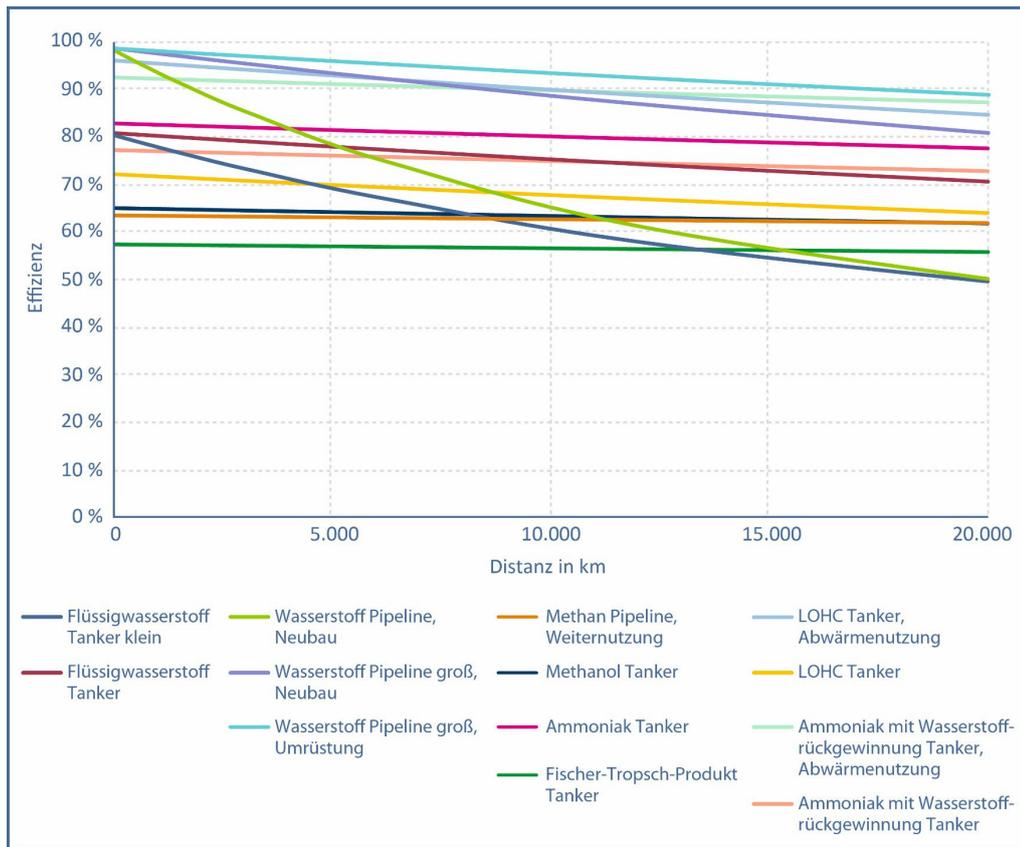


Abbildung 12: Gesamteffizienz der Transportketten in Abhängigkeit von der Distanz (ohne Wasserstofferzeugung)

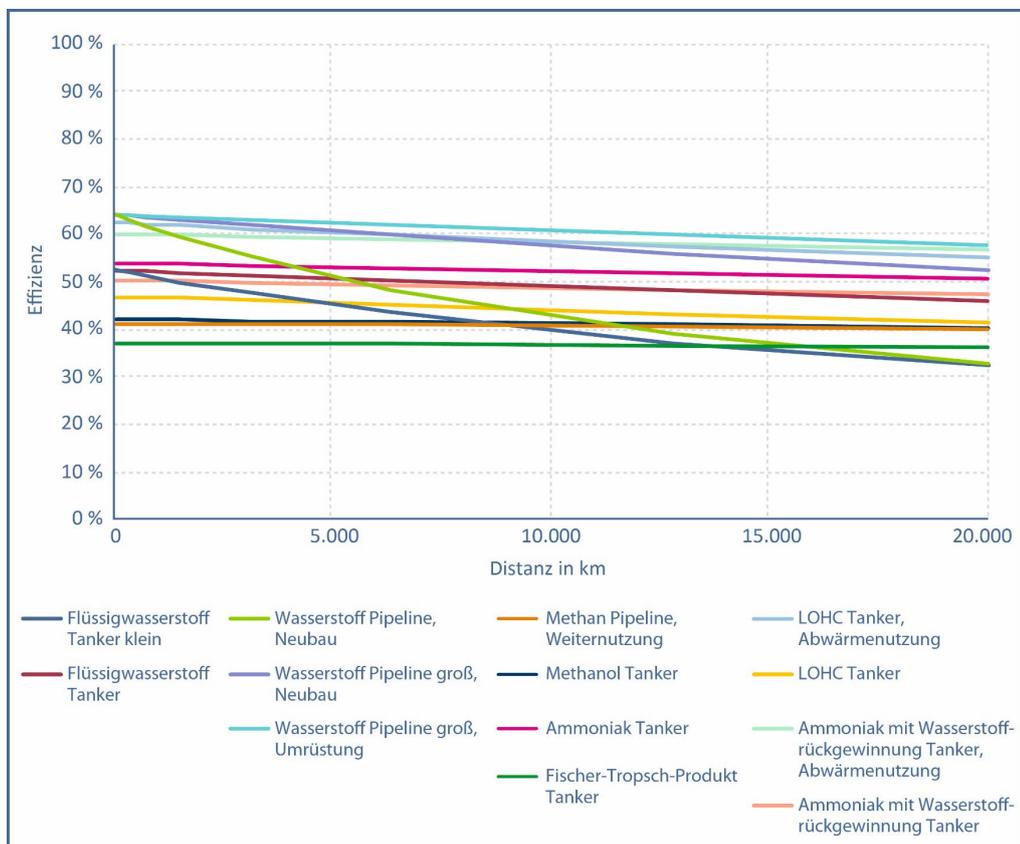


Abbildung 13: Gesamteffizienz der Transportketten in Abhängigkeit von der Distanz (inklusive Elektrolyse zur Wasserstofferzeugung)

3.3 Auslastung im Verhältnis zur Wirtschaftlichkeit

Bei einer Energieversorgung auf der Basis von fluktuierend erneuerbar erzeugtem Strom aus Photovoltaik und Windkraft stellt sich unmittelbar die Frage nach der wirtschaftlich günstigsten Auslegung der technischen Anlagen zur Realisierung der Transportketten. Insbesondere relevant ist das Verhältnis der Erzeugung aus PV und Wind, der Dimensionierung der Elektrolyseanlagen zur Stromerzeugung und schließlich der weiteren Anlagen relativ zu den vorgenannten. Spielraum bei der Auslegung entsteht dabei durch komplementäre Erzeugungsmuster, Zwischenspeicherungen oder auch einen bewussten Verzicht auf die Nutzung der „letzten Kilowattstunde“, also das Einplanen der Abregelung von Erzeugungsspitzen.

Der Kern dieser Abwägungen ist die Kurve an Kombinationen aus erzielbarer Auslastung, ausgedrückt in Vollbenutzungsstunden (VBS), und den damit verbundenen Energiekosten. Im Rahmen dieser Untersuchung wird diese Kurve generisch durch in Tabelle 7 dargestellte Punkte approximiert. Ausgegangen wird dabei von einem Inselbetrieb mit einer leistungsgleichen Mischung aus PV und Windkraft. Dies ist typischerweise das optimale Verhältnis für möglichst gute wechselseitige Ergänzung der Erzeugungscharakteristiken.³² Weitere Details zur Herleitung dieser Werte siehe Anhang A.

Auslegung Nutzung	Abregelung	Auslastung Nutzung	spezifische Kosten
83 % EE-Nennleistung	0,3 %	3.000 VBS	4,01 €ct/kWh
60 % EE-Nennleistung	4,3 %	4.000 VBS	4,18 €ct/kWh
44 % EE-Nennleistung	11,7 %	5.000 VBS	4,53 €ct/kWh
32,5 % EE-Nennleistung	22,1 %	6.000 VBS	5,14 €ct/kWh
31 % EE-Nennleistung + 5h Batteriespeicher	10,1 %	7.000 VBS	5,40 €ct/kWh
26 % EE-Nennleistung + 7h Batteriespeicher	13,2 %	8.000 VBS	5,66 €ct/kWh

Tabelle 7: Generische Kombinationen aus Volllaststunden und Energiekosten für eine als Inselsystem konzipierte Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (EE)

Anhand der Angaben in Tabelle 7 lassen sich für die verschiedenen Transportoptionen die damit verbundenen Gestehungskosten für Wasserstoff und die Kosten der weiteren Schritte bis zum Import nach Deutschland berechnen. Diese sind für eine einheitliche beispielhafte Distanz von 2.000 km in Abbildung 14 dargestellt. Mit Ausnahme des Neubaus einer kleinen Pipeline machen die Wasserstoffgestehungskosten per Elektrolyse stets den größten Anteil an den Vollkosten aus. Aus deren ver-

³² Ludwig et al. 2020.

gleichsweise starker Abhängigkeit von den Stromkosten ergibt sich für alle Optionen, mit Ausnahme der kleinen Pipeline, ein Optimum bei 5.000 VBS. Für die kleine Pipeline wird das Optimum erst im Bereich der Vollaustattung erreicht. Bei allen auf Kohlenstoffdioxid basierenden Optionen zeigt sich ein weiteres, teils leicht besseres Optimum bei 7.000 VBS. Als bester Kompromiss für einen einheitlichen Parametersatz der generischen Betrachtungen wird daher eine Auslastung von 5.000 VBS bei Stromgestehungskosten frei Verbraucher von 4,50 €ct/kWh angenommen.

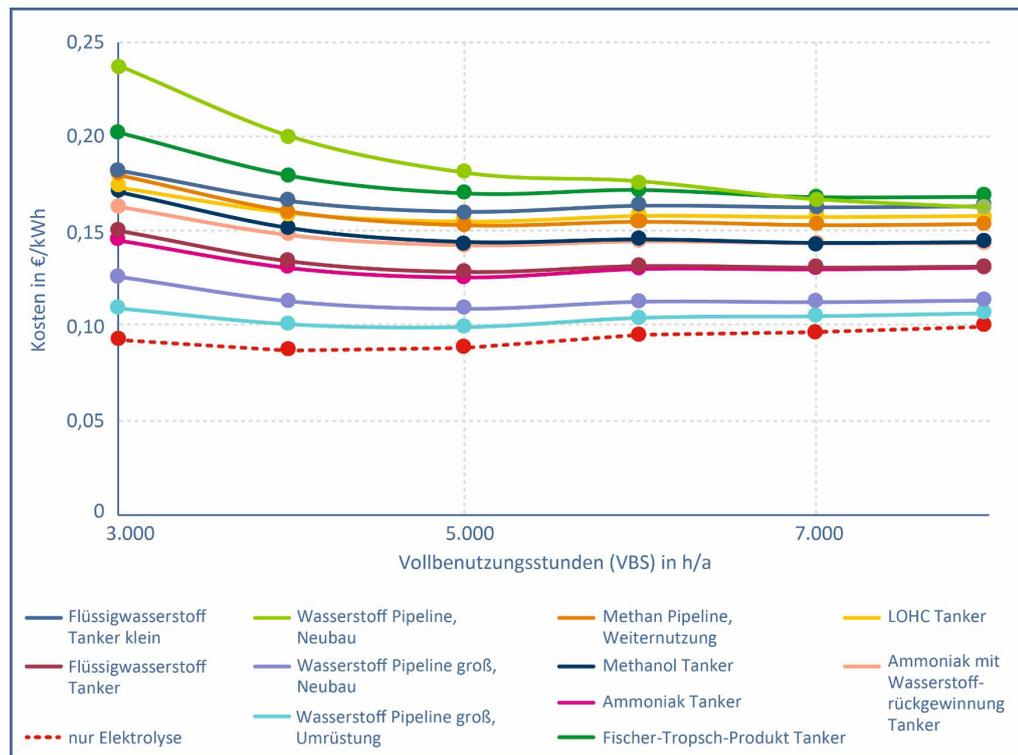


Abbildung 14: Variation der Kosten über die Vollbenutzungsstunden (VBS) bei einer Distanz von 2.000 km

Anhang A: Weiterführende Berechnungsdetails

Treibstoffverbrauch von Schiffen

Zur einheitlichen Abschätzung des Treibstoffbedarfs der unterschiedlichen Schiffe bei variierender Fahrtgeschwindigkeit wird die in Kapitel 2.1 vorgestellte Näherungsformel (5) verwendet. Zur Parametrierung kommen öffentlich verfügbare Datensätze zu Containerschiffen zur Anwendung. Ein Datensatz³³ enthält eine Auswertung der Treibstoffverbräuche von Containerschiffen verschiedener Größe (in TEU) unter Variation der Fahrtgeschwindigkeit und der andere Datensatz, abgerufen³⁴ für eine große Zahl an Containerschiffen, die Werte für die Größe in TEU, die Länge und die Tragfähigkeit *dwt*, sodass die Größenklassen nach TEU des ersten Datensatzes umgerechnet werden können in die Tragfähigkeitsklassen. Die dabei identifizierten Parameterwerte listet Tabelle 8 auf.

Parameter	Wert
Parameter α (Exponent <i>dwt</i>)	1,2
Parameter β (Exponent <i>v</i>)	3,3
Effizienzparameter γ	1/157.000.000

Tabelle 8: Identifizierte Parameter der Näherungsformel für den Treibstoffverbrauch großer Schiffe

Mit diesen Parametern ergibt sich die in Abbildung 15 und Abbildung 16 erkennbare gute Übereinstimmung mit den Datensätzen, insbesondere für Schiffe im höheren Tragfähigkeitsbereich mit $dwt \geq 70\,000$ t.

³³ Notteboom/Cariou 2009.

³⁴ HHM o. D.

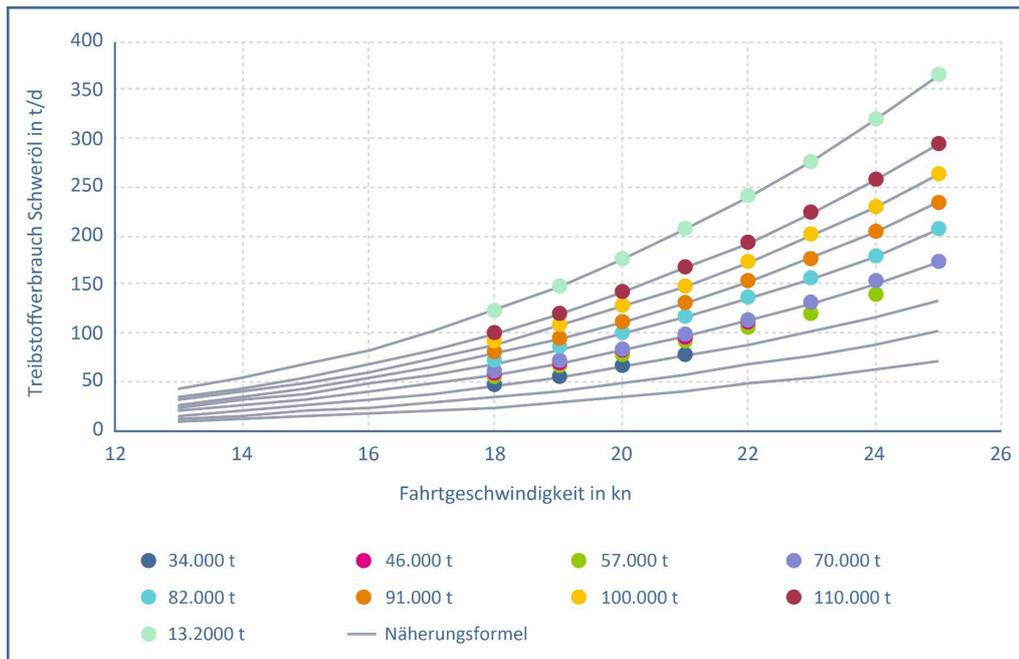


Abbildung 15: Treibstoffverbrauch verschiedener Schiffsgößen, aufgetragen über der Fahrtgeschwindigkeit

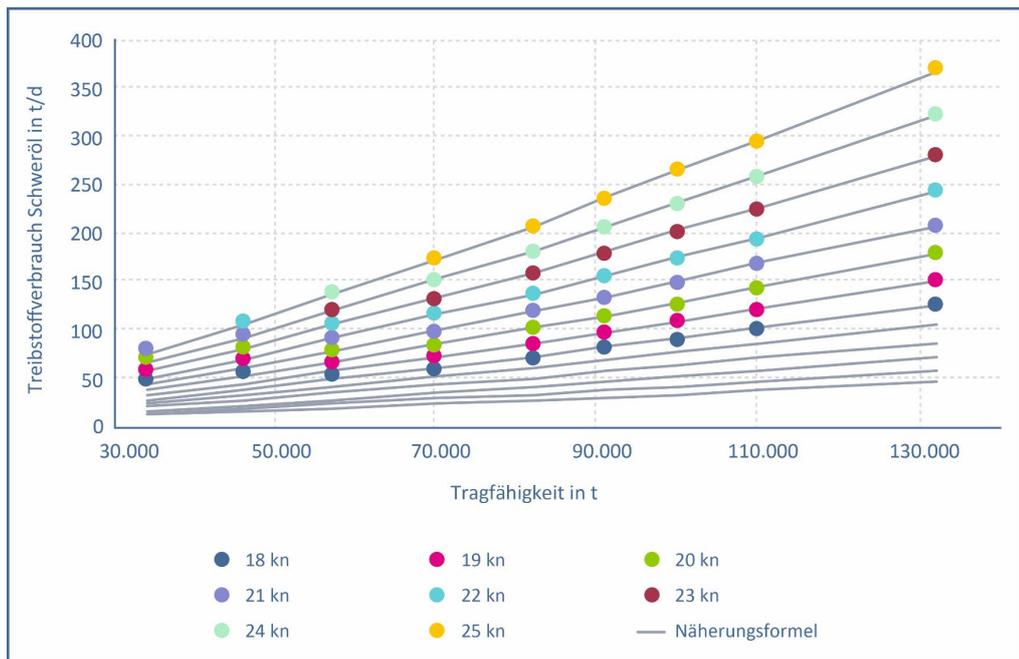


Abbildung 16: Treibstoffverbrauch bei verschiedenen Geschwindigkeiten, aufgetragen über der Tragfähigkeit *dwt*

Heuer

Die Abschätzung der Heuer wird auf Basis einer Auflistung im Online-Lexikon Wikipedia ³⁵ vorgenommen. In der dafür aufgestellten Tabelle 9 sind die einzelnen Positionen mit einer Abschätzung des Bruttogehalts versehen. Es wird von einer einheitlichen Besatzungsstruktur und -anzahl für die verschiedenen Schiffstypen ausgegangen, mit Ausnahme der beiden deutlich kleineren Schiffstypen – für diese wird lediglich die Mindestanzahl an Besatzungsmitgliedern angenommen.

Mindestanzahl	Funktion (Rang/Dienstgrad)	Anzahl	Heuer pro Kopf	Heuer
7	Offiziere:			
1	Kapitän	1	10.000	10.000
1	Leitender Ingenieur	1	7.000	7.000
1	Erster Nautischer Offizier	1	7.000	7.000
1	Zweiter Technischer Offizier/Ingenieur, Elektrischer Ingenieur	1	6.000	6.000
1	Zweiter Nautischer Offizier	1	6.000	6.000
1	Dritter Technischer Offizier/Ingenieur	1	5.000	5.000
1	Dritter Nautischer Offizier	1	5.000	5.000
9	Mannschaftsgrade:			
1	Schiffsbetriebsmeister/Bootsmann	1	3.000	3.000
	Schiffsmechaniker	4	2.500	10.000
3	Vollmatrose, Öler	3	2.000	6.000
3	Leichtmatrose, Wischer	3	1.500	4.500
	Schweißer, Öler, Wischer	3	2.000	6.000
1	Koch	1	3.000	3.000
1	Steward	1	1.500	1.500
	Summe Anzahl	23	Summe Heuer	80.000

Tabelle 9: Übersicht Besatzung und Heuer

³⁵ Vgl. Wikipedia 2021.

Hafengebühren

Eine Abschätzung der Hafengebühren wird anhand von Schaubildern des VDZ³⁶ vorgenommen. Dort werden für den Hafen Rotterdam Gebühren von ca. 100.000 € für ein Schiff von 150.000 t dwt angesetzt und von ca. 60.000 € für ein Schiff von 70.000 t dwt. Kombiniert ergibt das eine Näherungsformel aus 25.000 € Sockelbetrag plus 0,5 € pro t dwt.

Obere Abschätzung der vernachlässigten Kosten für Pufferspeicher im (Export-)Hafen

Auf Importseite können die Pufferspeicher ohne Weiteres aus der Betrachtung ausgeklammert werden, da diese immer benötigt werden – egal, woher die Energieträger beziehungsweise Rohstoffe kommen.

Auf Exportseite lassen sich die Kosten dadurch nach oben hin abschätzen, so dass vereinfachend angenommen wird, dass die Schiffe diese Funktion mit übernehmen. Es wartet also immer ein Schiff so lange im Hafen, bis so viel produziert wurde, dass es vollgeladen ist. Im schlechtesten Fall verdoppeln sich dadurch die spezifischen Schiffskosten. Da diese nur einen geringen Anteil an den Gesamtkosten haben, ergibt sich durch die Vernachlässigung der Kosten der Pufferspeicher keine relevante Auswirkung auf die Ergebnisse.

Optimale Strömungsgeschwindigkeit und Kostenstruktur einer Pipeline

Ausgehend von Gleichung (19) aus Kapitel 2.2 wird nun gezeigt, wie sich die transportkostenminimale Strömungsgeschwindigkeit berechnet und welche Implikation sich daraus für die Kostenstruktur im Optimum ergibt.

Stellt man Gleichung (19) nach der Strömungsgeschwindigkeit um und reduziert die anderen Größen auf Koeffizienten, so erhält man (bei Vernachlässigung der Varianz der Rohrreibungszahl)

$$K = a_{-1}v^{-1} + a_2v^2 \quad (28)$$

und daraus das Minimierungsproblem

$$\min_{v \in \mathbb{R}^+} K_{(v)} = \min_{v \in \mathbb{R}^+} a_{-1}v^{-1} + a_2v^2. \quad (29)$$

Die Lösung(en) dieses Minimierungsproblems ergibt/ergeben sich aus den Nullstellen der ersten Ableitung der Zielfunktion

$$K'_{(v)} = -a_{-1}v^{-2} + 2a_2v = -a_{-1}\frac{1}{v^2} + 2a_2v \stackrel{!}{=} 0 \quad (30)$$

$$\text{zu } v_{\min} = \sqrt[3]{a_{-1}/2a_2}.$$

³⁶ VDZ o. D.

Setzt man die Lösung in Gleichung (28) ein, so erhält man die minimalen Kosten

$$K_{min} = a_{-1} \sqrt[3]{\frac{a_{-1}}{2a_2}}^{-1} + a_2 \sqrt[3]{\frac{a_{-1}}{2a_2}}^2 \quad (31)$$

oder nach Vereinfachung der Summanden

$$K_{min} = 2^{1/3} a_{-1}^{2/3} a_2^{1/3} + 2^{-2/3} a_{-1}^{2/3} a_2^{1/3} \quad (32)$$

und schließlich das Verhältnis der beiden Summanden zu

$$\frac{2^{1/3} a_{-1}^{2/3} a_2^{1/3}}{2^{-2/3} a_{-1}^{2/3} a_2^{1/3}} = 2. \quad (33)$$

Bei einem Vergleich mit Gleichung (19) zeigt sich: Die rohrspezifischen Kosten im ersten Summanden von Gleichung (31) (Annuität und O&M-Kosten der Materialkosten Rohr, Installation und Trassierung) betragen im Optimum das Doppelte der pumpenspezifischen Kosten im zweiten Summanden (Annuität der Investitions- und O&M-Kosten für die Pumpen plus die Kosten für die Pumpenergie). Dabei ist zu beachten, dass dies aufgrund der Vereinfachungen nur näherungsweise gilt.

Kosten der Umrüstung einer Pipeline von Erdgas auf Wasserstoff

Der Netzentwicklungsplan (NEP) der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB) 2020³⁷ gibt in Tabelle 48 Kostenschätzungen einerseits für die Umrüstung einer bestehenden Erdgaspipeline auf Wasserstoff und andererseits für den Neubau einer Wasserstoffpipeline an. Aus dem Verhältnis der beiden Kostenangaben ergibt sich die Abschätzung des Umrüstungsaufwands zu mindestens 10 % der Neubaukosten. Dieser Wert wurde hier weiterverwendet, da die Konfiguration „Umrüstung“ als Untergrenze der Kosten für eine Pipeline gedacht ist, der Neubau hingegen als Obergrenze bei ansonsten gleichen Parametern.

Trassierungskosten für Pipelines

Im Netzentwicklungsplan (NEP) der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB)³⁸ werden in Tabelle 49 Plankostensätze für den Neubau von Erdgaspipelines im Fernleitungsnetz angegeben (Tabelle 10).

³⁷ FNB Gas 2020.

³⁸ FNB Gas 2020.

Innendurchmesser\Maximaldruck	DP 70 bar	DP 80 bar	DP 100 bar
DN 400 mm	1.350 €/m	1.360 €/m	1.370 €/m
DN 500 mm	1.500 €/m	1.510 €/m	1.530 €/m
DN 600 mm	1.640 €/m	1.650 €/m	1.720 €/m
DN 700 mm	1.800 €/m	1.830 €/m	1.920 €/m
DN 800 mm	1.970 €/m	2.020 €/m	2.120 €/m
DN 900 mm	2.150 €/m	2.200 €/m	2.340 €/m
DN 1.000 mm	2.390 €/m	2.450 €/m	2.620 €/m
DN 1.100 mm	2.490 €/m	2.630 €/m	2.840 €/m
DN 1.200 mm	2.770 €/m	2.860 €/m	3.100 €/m
DN 1.400 mm	3.470 €/m	3.620 €/m	3.950 €/m

Tabelle 10: Plankostensätze für Erdgaspipelines im Fernleitungsnetz (aus FNB NEP 2020) ³⁹

Innendurchmesser\Maximaldruck	DP 70 bar	DP 80 bar	DP 100 bar
DN 400 mm	501 €/m	508 €/m	522 €/m
DN 500 mm	632 €/m	643 €/m	664 €/m
DN 600 mm	780 €/m	795 €/m	827 €/m
DN 700 mm	945 €/m	966 €/m	1.009 €/m
DN 800 mm	1.128 €/m	1.156 €/m	1.211 €/m
DN 900 mm	1.329 €/m	1.363 €/m	1.434 €/m
DN 1.000 mm	1.546 €/m	1.590 €/m	1.676 €/m
DN 1.100 mm	1.782 €/m	1.834 €/m	1.939 €/m
DN 1.200 mm	2.035 €/m	2.097 €/m	2.222 €/m
DN 1.400 mm	2.593 €/m	2.677 €/m	2.848 €/m

Tabelle 11: Rohrmaterial- und Verlegekosten zu den Plankostensätzen ⁴⁰

Für eine Reihe von Innendurchmessern sind dort für die drei Maximaldruckstufen 70 bar, 80 bar und 100 bar die Plankosten in €/m Pipeline angegeben.

³⁹ FNB Gas 2020.

⁴⁰ Vgl. FNB Gas 2020.

Davon lassen sich die Kosten für das Rohrmaterial und die Verlegung, gemäß den hier verwendeten und in Kapitel 2.2 vorgestellten Annahmen, abziehen (Tabelle 11), um die Kosten für die Trassierung zu ermitteln. Das Ergebnis ist in Abbildung 17 dargestellt und ergibt im Mittel rund 850 €/m.

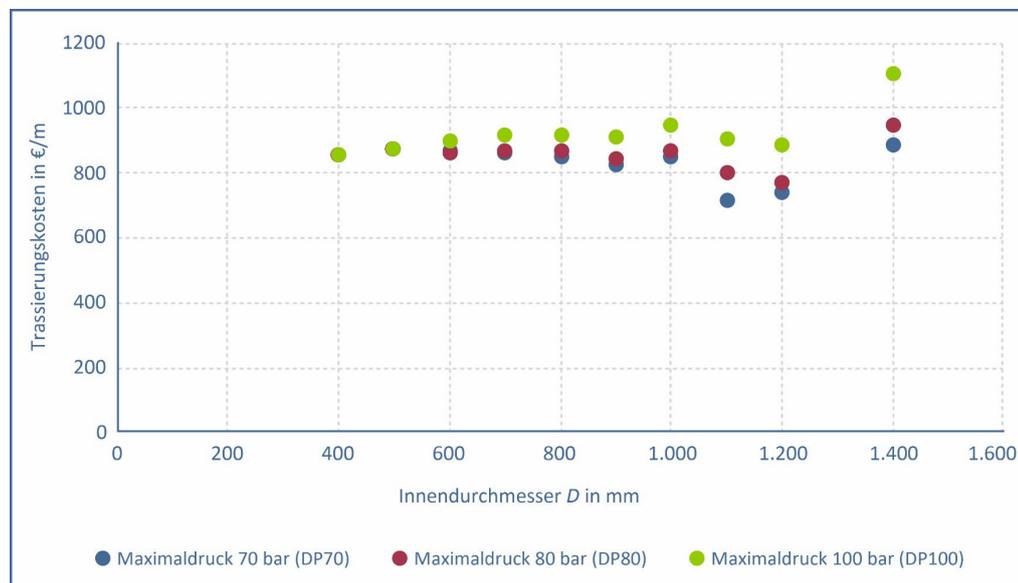


Abbildung 17: Trassierungskosten aus der Differenz der Plankostensätze nach FNB NEP 2020 und eigenen Berechnungen der Rohrmaterial- und Verlegekosten

Wirtschaftlich optimale Auslastung

Eine PV-Anlage hat in global guten Lagen einen Energieertrag von 1.500 bis 2.000 Volllaststunden (VLS). Eine Windenergieanlage (onshore) kommt an guten Standorten auf 3.000 bis 4.000 VLS. Für eine leistungsgleiche Kombination ergeben sich 2.500 bis 2.750 VLS⁴¹, deren mittlere Gestehungskosten im Jahr 2030 mit 3 €/kWh angenommen werden. Die Kosten für die weitere notwendige Infrastruktur (Leitungen zur Anbindung an die Stromnutzung, Kurzzeitspeicher zur Netzstabilisierung) werden mit 1 €/kWh abgeschätzt. Zur Einschätzung der angenommenen Gestehungskosten sei auf Tabelle 12 verwiesen. Bis auf den Kalkulationszins und die Variation der Volllaststunden entspricht die Annahme den aktuellen Rekordhaltern für niedrige Stromgestehungskosten aus PV beziehungsweise Wind (beide realisiert in Saudi-Arabien).^{42, 43, 44, 45} Bei der Nachstellung der beiden realen Beispiele waren bei der Photovoltaik die Investitionskosten und O&M-Kosten unbekannt, bei der Windenergie (onshore) der Zinssatz sowie ebenfalls die O&M-Kosten. Diese werden jeweils (soweit möglich im Rahmen typischer Werte) so gewählt, dass die Gesamtrechnung aufgeht.

⁴¹ Jeweils das Minimum und das Maximum leistungsgleich kombiniert, da ein geografisches Zusammenfallen von optimalen PV- und optimalen Windstandorten die Ausnahme sein dürfte.

⁴² IRENA 2020b.

⁴³ Bajawi/Nahhas 2021.

⁴⁴ Ministry of Energy Saudi Arabia 2019.

⁴⁵ Power Technology 2019 (Press Report).

Bezeichnung	Zins	Laufzeit	Investition	O&M-Kosten	Ertrag	spezifische Kosten
PV (Al-Shuaiba)	1,9 %	25 a	240 €/kW	2 % Inv./a	1.940 VLS	0,87 €ct/kWh
PV optimal	8 %	25 a	240 €/kW	2 % Inv./a	2.000 VLS	1,36 €ct/kWh
PV normal	8 %	25 a	240 €/kW	2 % Inv./a	1.500 VLS	1,82 €ct/kWh
Wind (Dumat al Jandal)	0,3 %	20 a	1.100 €/kW	0,5 % Inv./a	3.500 VLS	1,78 €ct/kWh ⁴⁶
Wind optimal	8 %	20 a	1.100 €/kW	1,5 % Inv./a	4.000 VLS	3,21 €ct/kWh
Wind normal	8 %	20 a	1.100 €/kW	1,5 % Inv./a	3.000 VLS	4,28 €ct/kWh

Tabelle 12: Parameter der Stromerzeugung aus PV und Wind. Kursive Werte der realen Projekte sind eigene Annahmen

Generisch-synthetisch lässt sich die Jahresdauerlinie der kombinierten Erzeugungscharakteristik einer Mischung aus PV und Wind mit einer sogenannten „Hockey-Stick“-Kurve (Kombination aus linearem und exponentiellem Term über die VLS) annähern, siehe Abbildung 18. Anhand dieser Kurve wird abgeschätzt, welche Stromgestehungskosten sich für eine bestimmte Zahl an Vollbenutzungsstunden (VBS) der stromverbrauchenden Anlagen ergeben, siehe Tabelle 13.

Bei sehr hohen angestrebten Vollbenutzungsstunden kann der damit verbundene Anstieg der Gestehungskosten abgemildert werden, wenn mittels eines Batteriespeichers ein Teil der sonst ungenutzten Überschüsse nutzbar gemacht wird. In der gewählten Modellierung und Parametrierung wird der Einsatz eines solchen Batteriespeichers im Bereich zwischen 6.000 und 7.000 VBS wirtschaftlich (siehe Abbildung 19). Der Batteriespeicher wurde dabei mit Investitionskosten von 200 €/kW für den Leistungsteil, 70 €/kWh für den Energieteil, 2 % des Invests für die jährlichen Wartungs- und Unterhaltskosten, 8 % Kalkulationszins bei 20 Jahren Lebensdauer und 80 % Effizienz Strom-zu-Strom angesetzt. Betrieblich wird angenommen, dass der Speicher maximal 60 % der Überschüsse bei bis zu 200 Vollzyklen pro Jahr nutzen kann. Aufgrund der Tatsache, dass ein Batteriespeicher nicht notwendig ist für einen wirtschaftlich optimalen Betrieb der Wasserstoff(derivate)-Importoptionen, wurde dessen Modellierung über diese rudimentäre Form hinaus nicht weiter ausgebaut.

⁴⁶ Alternativ zu der Kombination aus extrem niedrigen Kalkulationszinsen und O&M-Kosten lassen sich die Stromgestehungskosten nur mit einem negativen Kalkulationszins oder unter Annahme einer Abschreibung auf einen positiven Restwert nach 20 Jahren darstellen.

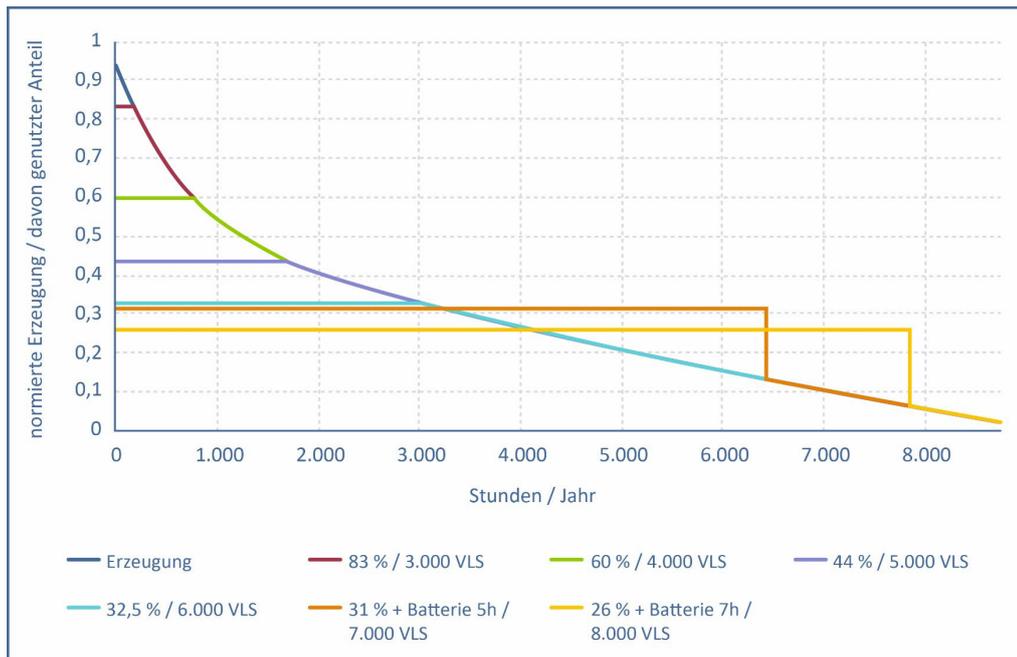


Abbildung 18: Synthetische Jahresdauerlinie für die Stromerzeugung einer PV-Wind-Kombination und Auslastungskurven der Nutzungsseite bei verschiedenen leistungsmäßigen Auslegungen der Nutzungsanlagen relativ zu den Erzeugungsanlagen der Erneuerbaren

Auslegung Nutzung	Abregelung	Auslastung Nutzung	spezifische Kosten
83 % EE-Nennleistung	0,3 %	3.000 VBS	4,01 €ct/kWh
60 % EE-Nennleistung	4,3 %	4.000 VBS	4,18 €ct/kWh
44 % EE-Nennleistung	11,7 %	5.000 VBS	4,53 €ct/kWh
32,5 % EE-Nennleistung	22,1 %	6.000 VBS	5,14 €ct/kWh
31 % EE-Nennleistung + 5h Batteriespeicher	10,1 %	7.000 VBS	5,40 €ct/kWh
26 % EE-Nennleistung + 7h Batteriespeicher	13,2 %	8.000 VBS	5,66 €ct/kWh

Tabelle 13: Auslegungsvariationen für eine EE-Stromversorgung als Inselsystem

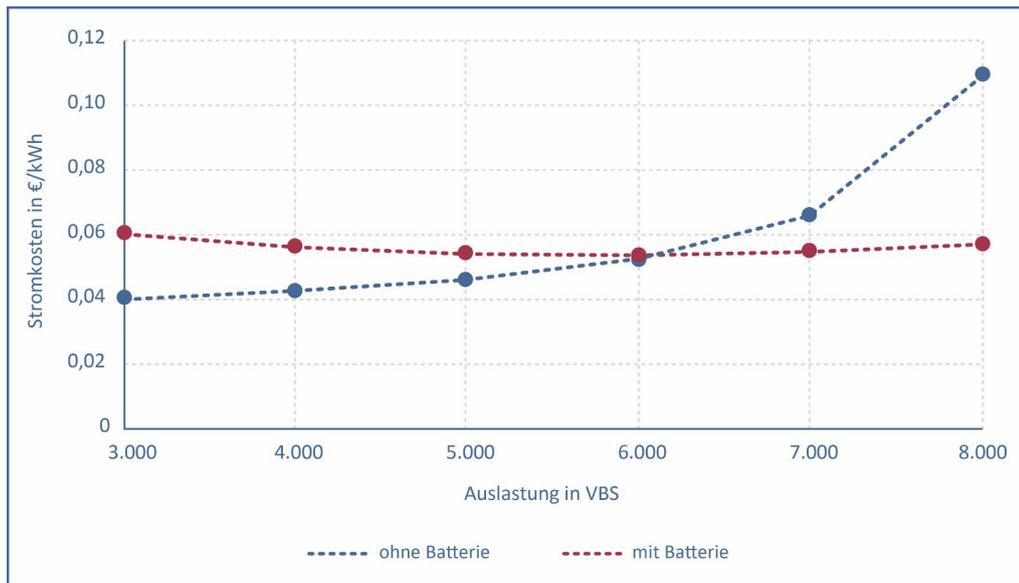


Abbildung 19: Stromkosten über Vollbenutzungsstunden (VBS) mit und ohne Batteriespeicher

Anhang B: Stoffparameter

Im Rahmen der Berechnungen wurden eine Reihe von Stoffparametern verwendet, die im Folgenden zusammengefasst werden. In Abbildung 20 sind die Energiedichten der per Schiff transportierten Stoffe dargestellt und als Vergleich dazu die Werte für Flüssigerdgas (Liquid Natural Gas, kurz: LNG), Braun- und Steinkohle. Rohöl als weiterer Vergleichswert verhält sich ungefähr wie das Fischer-Tropsch-Produkt.



Abbildung 20: Energiedichten der per Schiff transportierten Stoffe und fossiler Vergleichsprodukte

Diese Werte sowie alle weiteren verwendeten Stoffparameter sind in Tabelle 14 zusammengefasst. Die gravimetrischen Energiedichten sind dabei in der Regel aus den molaren Massen und Standardbildungsenthalpien berechnet. Ausnahmen bilden das LOHC, bei dem das Hydrierverhältnis (Masse Wasserstoff zu Masse Trägermaterial) in Verbindung mit einem angenommenen Hydriergrad von 93 % zugrunde gelegt wird, sowie das Fischer-Tropsch-Produkt. Hier wird die Energiedichte als eine Zusammensetzung verschiedener Kohlenwasserstoffe abgeschätzt.

Stoff	Summenformel	Molare Masse in g/mol	Standardbildungsenthalpie in ΔH_f^0	Gravimetrische Energiedichte kWh/kg	Dichte kg/m ³
Wasserstoff	H	1,008	0	33,32038139	70,901 (l)
Kohlenstoff	C	12,011	0	-	-
Methan	CH ₄	16,043	-74,6	13,89619564	-
Methanol	CH ₃ OH	32,042	-205	5,827178217	800,51
Ammoniak	NH ₃	17,031	-45,9	5,167684419	625 (l) ⁴⁷
Benzyltoluol	C ₁₄ H ₁₄	182,266	-	2,056501487 ⁴⁸	870/995 ⁴⁹
Fischer-Tropsch-Produkt	C _x H _x	-	-	11,75	740
Stickstoff	N	14,007	0	-	-
Sauerstoff	O	15,999	0	-	-
Wasser	H ₂ O	18,015	-241,826	-	-
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	44,009	-393,52	-	-

Tabelle 14: Für die Berechnungen relevante Stoffparameter

Tabelle 15 enthält die Syntheseverhältnisse und Hilfsstoffbedarfe relativ zum Verbrauch an Wasserstoff für die Synthesen beziehungsweise Hydrierung der Wasserstoffderivate und -träger. Für Fischer-Tropsch-Produkte ist eine mittlere Kettenlänge von sechs Kohlenstoffatomen angenommen. Die mittlere Kettenlänge aus der Fischer-Tropsch-Synthese wird durch eine Verteilung nach Schulz-Flory bestimmt. Entsprechend der gewählten mittleren Kettenlänge von 6 ergibt sich eine Verteilung mit einem gravimetrischen Ertragsmaximum im Bereich um Hexan/Heptan.

⁴⁷ Bei 8 bar und 283 K.

⁴⁸ Bezüglich der Wasserstoffbeladung bei 93 % Hydriergrad.

⁴⁹ Beladen/unbeladen.

Stoff	Syntheseverhältnis relativ zu Wasserstoff in $\text{kg}_{\text{Produkt}}/\text{kg}_{\text{H}_2}$	Hilfsstoffbedarf relativ zu Wasserstoff in $\text{kg}_{\text{Hilfsstoff}}/\text{kg}_{\text{H}_2}$
Methan	1,98945933	5,45746528
Methanol	5,29794974	7,27662037
Ammoniak	5,63194444	4,63194444
Benzyltoluol	16,2024592	-
Fischer-Tropsch-Produkt	2,02819444	6,11236111

Tabelle 15: Syntheseverhältnisse und Hilfsstoffbedarfe relativ zum Wasserstoffverbrauch

II. Qualitative Bewertung der Transportvektoren für Wasserstoff bis 2030

Teilpaket qualitative Analyse

1 Bewertungshintergrund und Kriterienset

Die generische Analyse der Transportvektoren für Wasserstoff dient vor allem dem Vergleich der Transportoptionen untereinander. Darüber hinaus zeigt sie deren jeweilige Vor- und Nachteile auf, die sich ergeben können, wenn die Transportoptionen realisiert werden und damit einen Beitrag zur Bedienung einer wachsenden Wasserstoffnachfrage in Deutschland leisten. Neben der quantitativen Bewertung (siehe Kapitel I), die eine objektive Betrachtung der Kosten und der Energieeffizienz der einzelnen Transportoptionen ermöglicht, ist ergänzend eine qualitative Bewertung anhand ausgewählter Kriterien zielführend. Denn diese liefert wichtige zusätzliche Informationen und Einschätzungen, die für eine umfassende Bewertung der Transportoptionen von Wasserstoff und seiner Folgeprodukte, insbesondere vor dem Hintergrund einer schnellen Realisierbarkeit, benötigt werden. Zu den hier betrachteten qualitativen Aspekten zählt beispielsweise, ob für den Transport auf bereits bestehende Infrastrukturen zurückgegriffen werden kann und ob rechtliche oder politische Hemmnisse dem Aufbau globaler Lieferketten entgegenstehen. Ebenso werden besondere Sicherheits- und Umweltrisiken beim Transport der Energieträger beachtet.

Um die genannten Aspekte systematisch in die Bewertung der Transportoptionen einzu beziehen, entwickelte die Arbeitsgruppe ein Kriterienset, das transparente, einheitliche und nachvollziehbare Kriterien für die tiefergehende Bewertung der Transportvektoren für grünen Wasserstoff zu definiert. Dabei wurde im Rahmen der Festlegung des Bewertungssystems bewusst keine Gewichtung der Kriterien vorgenommen, um Verzerrungen zu vermeiden und Entscheidungsträger*innen die Möglichkeit zu geben, selbstständig für sie wichtige und weniger relevante Kriterien zu bestimmen.

Das nachfolgend erläuterte Kriterienset ermöglicht eine Gegenüberstellung der jeweiligen Vor- und Nachteile der einzelnen Transportoptionen. Die Bewertung erfolgt anhand einer fünfstufigen Skala, aufsteigend von Doppelminus (--) über Minus (-), Null (0) und Plus (+) bis hin zu Doppelplus (++). Hierbei ist zu beachten, dass Doppelminus immer die schlechteste und Doppelplus die bestmögliche Ausprägung darstellt. Allerdings ist Doppelplus nicht automatisch mit einer positiven Auswirkung gleichzusetzen. Bei der Bewertung der Sicherheit bedeutet ++ beispielsweise, dass im Umgang mit dem Transportmedium von diesem keine Gefahr ausgeht, nicht aber, dass es das Unfallrisiko mindert. Gleichmaßen ist die Bewertung „Null“ nicht zwingend mit „neutral“ gleichzusetzen. Bezogen auf das Beispiel der Sicherheit meint eine Bewertung mit 0 in Bezug auf die Gefährdungslage nicht neutral, sondern die Null steht für ein mittleres Gefährdungspotenzial.

Bis auf den Umsetzungshorizont, bei dem die Ausprägungen, das heißt die Jahreszeiträume klar zu bestimmen waren, sind für die qualitative Bewertung keine eindeutigen Ausprägungen der fünf Skalenabschnitte definiert. Lediglich die beiden Ausprägungen -- und ++ wurden festgelegt. Die jeweiligen Bewertungen der Transportoptionen

für die einzelnen Kriterien sind das Ergebnis der Diskussionsprozesse innerhalb der AG, in denen alle bekannten Sachargumente berücksichtigt und teils auch ergänzende Einschätzungen von Expert*innen einbezogen wurden. Die Argumentationen für die einzelnen Bewertungen sind in Kapitel 2 dokumentiert.

Im Folgenden werden die sieben Kriterien kurz einzeln vorgestellt, die von der AG definiert und anschließend bei der Durchführung der qualitativen Bewertung der Transportoptionen angewandt worden sind:

Kriterium 1: Erwarteter Umsetzungshorizont

Bewertungsskala:

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

Kurzbeschreibung: Der Umsetzungshorizont umfasst den Zeithorizont für die Umsetzung der Transportkette vom (Liefer-)Vertragsabschluss bis zur ersten kommerziellen Lieferung. Die Lieferung erfolgt per Pipeline vergleichbar zu heutigen Energieträgern oder per Schiff mit einer Tankerflotte in kommerziellen Größenordnungen. Die Verfügbarkeit von (grünem) Wasserstoff wird dabei vorausgesetzt. Berücksichtigt werden alle umsetzungsrelevanten Aspekte. Neben technischen Themen werden auch planerische, rechtliche und politische Randbedingungen einbezogen.

Optimum: Der Transportvektor kann [ohne besondere Aufwendungen] sofort realisiert werden.

Kriterium 2: Vorhandene Importinfrastrukturen

Bewertungsskala:

-- = nichts vorhanden

++ = alles vorhanden

Kurzbeschreibung: Was ist für den jeweiligen Transportvektor bereits an Infrastruktur vorhanden? Berücksichtigung finden alle Elemente der Wertschöpfungskette, die für den Import gegeben sein müssen – von der Verdichtung/Verflüssigung/Synthese über Terminals, Tanker beziehungsweise Pipelines bis hin zu Speichern. Sofern in Deutschland keine Infrastrukturen vorhanden sind, wird geprüft, ob dies in Europa der Fall und eine Anbindung Deutschlands über Verteilstrukturen bereits gegeben ist oder einfach zu realisieren wäre.

Optimum: Alle entlang der Transportkette erforderlichen Infrastrukturen sind bereits im erforderlichen Umfang vorhanden, sodass der Import nach Deutschland oder Europa infrastrukturseitig sofort beginnen könnte.

Kriterium 3: Politischer und gesetzlicher Rahmen

Bewertungsskala:

-- = geringe Umsetzungswahrscheinlichkeit und hoher Aufwand

++ = hohe Umsetzungswahrscheinlichkeit und geringer Aufwand

Kurzbeschreibung: Wie gering ist der Aufwand, um die notwendigen rechtlichen Rahmenbedingungen für die Realisierung des Transportvektors zu schaffen beziehungsweise wie wahrscheinlich sind die Anpassung des Rechtsrahmens und die politische Umsetzung bis zum Jahr 2030? Bei der Bewertung wurden hier auch die Ergebnisse der beiden für die AG erstellten Rechtsgutachten⁵⁰ berücksichtigt.

Optimum: Der regulatorische Rahmen besteht bereits vollumfänglich und der Import des Transportvektors wird politisch unterstützt, sodass einer zeitnahen Realisierung auf dieser Ebene nichts entgegensteht.

Kriterium 4: Pfadabhängigkeiten und Lock-in-Effekte

Bewertungsskala:

-- = hohe Gefahr

++ = keine Gefahr

Kurzbeschreibung: Wie gering ist die Gefahr von Pfadabhängigkeiten und möglichen Lock-in-Effekten bei einem starken Fokus auf den jeweiligen Transportvektor? Vermindert oder verstärkt dieser bestehende Pfadabhängigkeiten? Verlängert er die Dauer der Abhängigkeit oder erschwert er einen (späteren) Wechsel auf andere Transportvektoren?

Optimum: Es besteht keine Gefahr von Pfadabhängigkeiten oder Lock-in-Effekten.

⁵⁰ Harsch et al. 2021 und Hoffmann et al. 2021.

Kriterium 5: Energiesystemstabilität

Bewertungsskala:

-- = stark negative Wirkungen auf andere zentrale Elemente des Energiesystems (und) negative Wirkung auf die Versorgungssicherheit

++ = stark positive Wirkungen auf andere zentrale Elemente des Energiesystems (und) positive Wirkung auf die Versorgungssicherheit

Kurzbeschreibung: Welchen Einfluss hat der importierte Energieträger auf die Flexibilität des deutschen und europäischen Energiesystems in 2030 und darüber hinaus bis 2050? Wird durch die Realisierung des Transportvektors die Versorgungssicherheit gesamtsystemisch gestärkt, da die bereitgestellte Energie zum Beispiel flexibel einsetzbar ist? Wird die Zuverlässigkeit im Stromsystem erhöht oder verhält sich der Ausbau des Transportvektors neutral, weil keine direkte Einflussnahme auf andere Komponenten des Energiesystems gegeben ist? Senkt der Energieträger gegebenenfalls die Flexibilität des Energiesystems, weil er dauerhaft auf eine Energiezufuhr zum Beispiel in Form von Wärme angewiesen ist?

Optimum: Der Transportvektor wirkt durch seine hohe Flexibilität im Einsatz gesamtsystemisch stabilisierend auf das Energiesystem und erhöht die Versorgungssicherheit (deutlich).

Kriterium 6: Umweltwirkungen

Bewertungsskala:

-- = hohes Umweltgefährdungspotenzial

++ = keine Umweltgefährdung

Kurzbeschreibung: Der Gefährdungsgrad, der an dieser Stelle vom jeweiligen Medium ausgeht, wird durch die Umweltrisiken und die Toxizität bestimmt: Wie gering ist die Gefahr im Fall von Leckagen, Unfällen etc. für die Umwelt beziehungsweise die Flora und Fauna? Berücksichtigt wird, welche Gefahren sich aus den jeweiligen Aggregatzuständen des Transportvektors bei unvorhergesehenen Schadensereignissen ergeben, wie er sich dann chemisch verhält und welche Toxizität er für Natur und Umwelt mit sich bringt.

Optimum: Bei eingetretenen Schadensereignissen gehen vom Transportvektor keine Gefahren aus.

Kriterium 7: Sicherheit

Bewertungsskala:

-- = hohes Gefährdungspotenzial

++ = keine Gefährdung

Kurzbeschreibung: Das Kriterium beschreibt, wie gering das Gefährdungspotenzial für Personen und Sachmittel im direkten Umfeld ausfällt, wenn es zu unerwarteten Schadensereignissen während des Transports kommt. Berücksichtigt werden das chemisch-physikalische Verhalten des Transportvektors und die sich daraus ergebenden Gefahren für Mitarbeitende im direkten Umgang mit dem Transportvektor, für unbeteiligte Personen und für Sachmittel wie Hafeninfrastrukturen, Gebäude, technische Einrichtungen usw.

Optimum: Bei eingetretenen Schäden während des Transports gehen vom Transportvektor keine Gefahren für Menschen und Sachmittel aus.

2 Ergebnisse der einzelnen Transportvektoren

Im Folgenden werden aus Transparenzgründen die Ergebnisse der qualitativen Bewertung aller in der Analyse ursprünglich berücksichtigten Transportoptionen dargestellt. Diese Darstellung geht somit über die im Analysepapier ⁵¹ erläuterten Transportoptionen hinaus.

Zu Beginn der Unterkapitel geben die Tabellen einen Überblick über die zusammengefassten Bewertungen für die jeweils behandelte Transportoption. Sie beruhen auf den in diesem Kapitel dargestellten Überlegungen, denen wiederum die jeweils verfügbaren Erkenntnisse aus Fachveröffentlichungen und insbesondere auch das eingebrachte Wissen der Expert*innen der AG zugrunde liegen.

2.1 Gasförmiger Wasserstoff per Pipeline

	Umsetzungshorizont	vorhandene Importinfrastruktur	politisch-gesetzlicher Rahmen	Pfadabhängigkeiten/Lock-ins	Energiesystemstabilität	Umweltwirkungen	Sicherheit
gasförmiger Wasserstoff per Pipeline	+ (bestehende Trasse)	0 (Umrüstung)	+ (bestehende Trasse)	0	+	++	0
	- (neue Trasse)	- (neue Pipeline)	0 (neue Trasse)				

Tabelle 16: Qualitative Bewertung für per Pipeline transportierten gasförmigen Wasserstoff

Umsetzungshorizont

Für den Umsetzungshorizont sind zwei Fälle zu unterscheiden: Erfolgt die Umsetzung über die Umrüstung einer bestehenden Erdgaspipeline oder den Neubau einer Wasserstoffpipeline in einer bestehenden Pipelinetrasse, wird von einem Umsetzungshorizont von 3 bis zu 5 Jahren (Bewertung „+“) ausgegangen. Beim Pipelinetransport von gasförmigem Wasserstoff werden hier keine grundsätzlichen technologischen Hindernisse gesehen. Allerdings ist die regulatorische und sicherheitsbezogene Umsetzung als anspruchsvoll einzustufen. Handelt es sich um die zweite Option, die Umsetzung eines Pipelineneubaus in einer vollständig neuen Trasse, kommt der zeitliche Aufwand für das Genehmigungsverfahren und die Trassenfestlegung hinzu, weshalb dann von einem Umsetzungshorizont von 8 bis 10 Jahren ausgegangen wird, was nach der Bewertungsskala einem „-“ entspricht.

⁵¹ acatech 2022.

Vorhandene Importinfrastruktur

Für den Transport von gasförmigem Wasserstoff per Pipeline sind auch bezüglich der Importinfrastrukturen zwei Fälle zu unterscheiden. Wenn bestehende Erdgaspipelines umgerüstet werden können, erfolgt mit „o“ eine durchschnittliche Bewertung. Denn es sind zwar bestimmte Infrastrukturen vorhanden, auf die zurückgegriffen werden kann, dennoch bestehen in der Transportkette insgesamt noch Lücken wie fehlende Verdichterstationen, und zudem ist der Aufwand für die Umwidmung und Umrüstung von Erdgasleitungen nicht zu unterschätzen. Für den zweiten Fall, den Neubau einer reinen Wasserstoffpipeline, fällt die Bewertung mit „-“ negativ aus. Dies liegt darin begründet, dass zwar Erfahrungen mit dem Air-Liquid-Netz in Nordrhein-Westfalen bestehen, diese aber bei Weitem nicht den Dimensionen von Wasserstoffimportpipelines entsprechen.

Politisch-regulatorischer Rahmen

Beim politisch-regulatorischen Rahmen ist ebenfalls zwischen zwei Fällen zu unterscheiden. Für Bestandstrassen erfolgt die Bewertung mit „+“, bei neuen Trassen führt der höhere Aufwand zu einer Bewertung mit „o“. Die Hauptfrage, die es zu klären gilt, ist, ob Wasserstoff über ein reguliertes öffentliches Netz mit diskriminierungsfreiem Zugang transportiert werden wird oder ob dies über privatwirtschaftlich betriebene Netze erfolgen soll. Die Infrastruktur- und Trassenplanung ist bislang ein regulierter Bereich mit entsprechend klarer Rechtsprechung und Erfahrung. Es ist allerdings noch unklar, was speziell für Wasserstofftransportnetze zusätzlich zu regeln ist. Zu bedenken ist auch, dass es sich vorrangig um EU-Recht handelt, was eine schnellere Umsetzung verspricht als internationales Recht oder IMO-Regularien, wie sie für den Schiffstransport von Flüssigwasserstoff erforderlich sind.

Pfadabhängigkeiten/Lock-in-Effekte

Mit Blick auf die möglichen Pfadabhängigkeiten oder Lock-ins fällt die Bewertung mit „o“ im Vergleich zum Flüssigwasserstoff schlechter aus, weil eine Pipeline prinzipiell immer eine Festlegung darstellt und gewisse Abhängigkeiten schafft. Hinzu kommt, dass zur Steigerung der Auslastung von Pipelines aus Gründen der einzuhaltenden Regulationsanforderungen des EU-Binnenmarkts beziehungsweise zur Stärkung der Versorgungssicherheit eventuell auch Wasserstoff zugelassen wird, der nicht als klimaneutral oder grün einzustufen ist. Dies könnte neue Abhängigkeiten von fossilen Rohstoffen hervorbringen beziehungsweise bestehende Abhängigkeiten zum Beispiel von einzelnen Lieferländern zementieren. Zu berücksichtigen ist auch, dass zur Absicherung der Auslastung der Pipeline Speicher benötigt werden, was durch den dafür erforderlichen Infrastrukturaufbau einer Festlegung auf einen Nutzungspfad entspricht.

Energiesystemstabilität

Bezüglich der Energiesystemstabilität wird von positiven Auswirkungen insbesondere bei der Nutzung bestehender Trassen ausgegangen („+“), da dies eine frühere Realisierung ermöglicht und eine zusätzliche Flexibilitätsoption für das europäische Energiesystem darstellt.

Hinzu kommt, dass reiner Wasserstoff flexibel einsetzbar ist (Industrie, Verkehr, Prozesswärme, Strom-/Wärmebereitstellung) und damit das Energiesystem an den unterschiedlichsten Stellen unterstützen kann.

Umweltwirkungen

Hinsichtlich der Umweltrisiken erhält Druckwasserstoff aus der Pipeline mit „++“ die bestmögliche Bewertung, da er keine Umweltrisiken mit sich bringt. Er ist ungiftig, schnell flüchtig und es entsteht auch lokal im Falle von Leckagen keine Gefährdungslage. Da Wasserstoff nahezu keine Treibhausgaswirkung entfaltet, entstehen auch diesbezüglich bei Havariefällen keine Gefahren.

Sicherheit

Mit Blick auf die Sicherheit wird das Gefahrenpotenzial mit „0“ als mittelgroß eingestuft, denn der Pipelinetransport geschieht unter Druck und damit ist das Sicherheitsrisiko höher als bei Flüssigwasserstoff. Hinzu kommt die Explosionsgefahr, insbesondere an Punkten mit umbauten Räumen, in denen sich austretendes Gas sammeln kann. Im Freien erscheinen Lecks in Pipelines unter Sicherheitsaspekten dagegen unkritisch.

2.2 Flüssigwasserstoff per Schiff

	Umsetzungshorizont	vorhandene Importinfrastruktur	politisch-gesetzlicher Rahmen	Pfadabhängigkeiten/Lock-ins	Energiesystemstabilität	Umweltwirkungen	Sicherheit
Flüssigwasserstoff per Schiff	-	--	-	+	2030: 0 2050: +	++	0

Tabelle 17: Qualitative Bewertung für per Schiff transportierten flüssigen Wasserstoff

Umsetzungshorizont

Der Umsetzungshorizont wird auf ca. 8 - 10 Jahre geschätzt, was zu einer Bewertung mit „-“ führt. Die Gründe hierfür sind:

- Verflüssigung: Eine Hochskalierung ist innerhalb von 5 Jahren realisierbar. Heutige Verflüssiger sind zwar nicht auf eine hohe energetische Effizienz ausgerichtet, von einer deutlichen, schnell realisierbaren Verbesserung ist diesbezüglich aber auszugehen.
- Schiffe: Es gibt einzelne Ankündigungen von Unternehmen, wonach bis 2025 4 bis 5 Schiffe mit jeweils 40.000 m³ Kapazität fahren beziehungsweise bis 2030 2 bis 4 Schiffe mit je 160.000 m³ Kapazität verfügbar sein sollen.⁵²
- Anlandungsterminals: Weil es eine typische Hafeninfrastuktur darstellt, sollte ein Ausbau im Zeitraum von 5 - 10 Jahren realisierbar sein.

Vorhandene Importinfrastruktur

Der Transport von Flüssigwasserstoff per Schiff erhält bei der Importinfrastruktur mit „--“ aus folgenden Gründen die schlechteste Bewertung:

⁵² Bei den Zahlen handelt es sich um Angaben einzelner AG-Mitglieder zu ihnen bekannten, teils nicht veröffentlichten Aufbauzielen. Kawasaki hat angekündigt, bis 2030 zwei Schiffe mit einer Kapazität von je 160.000 m³ für den kommerziellen Betrieb bereitstellen zu wollen (Kawasaki 2019).

- Verflüssigungsanlagen, die eine Grundvoraussetzung für die Umsetzung dieser Transportkette sind, existieren derzeit global nur vereinzelt und nur im Maßstab von bis zu 35 t/d⁵³. Im industriellen Maßstab stehen sie bislang nicht zur Verfügung.
- Außer einem ersten kleinen Prototypen⁵⁴ sind bislang keine Transportschiffe vorhanden. Die technische Umrüstung von LNG-Schiffen erscheint nach heutigem Kenntnisstand zudem sehr aufwendig, sofern sie überhaupt realisierbar ist.
- Es sind aktuell keine relevanten Hafeninfrastrukturen, Terminals und Speicherkapazitäten vorhanden, weder in Deutschland noch in Europa.

Politisch-regulatorischer Rahmen

Die Bewertung des politisch-regulatorischen Rahmens fällt mit „-“ negativ aus, da zwar der politische Wille zur schnellen Umsetzung vorhanden ist, aber ein relativ hoher Regelungsbedarf besteht. Ein Regelwerk für den Transport und den flächendeckenden Einsatz von Wasserstoff als Energieträger fehlt in Deutschland und Europa bislang nahezu vollständig. Zudem mangelt es an Erfahrungen hinsichtlich der Auslegung und Umsetzung des Genehmigungsrechts. Bezüglich des Schiffstransports sind Diskussionen mit der International Maritime Organisation (IMO) angestoßen, die bis 2030 abgeschlossen sein sollten – nicht zuletzt, weil Japan und Korea hier als treibende Kräfte auftreten.

Pfadabhängigkeiten/Lock-in-Effekte

Beim Flüssigwasserstoff werden in puncto Pfadabhängigkeiten und Lock-ins aufgrund seiner flexiblen Einsatzmöglichkeiten und der Option zur Regasifizierung nur geringe Lock-in-Gefahren gesehen. Dies führt zu einer Bewertung mit „+“.

Energiesystemstabilität

Beim Einfluss auf die Energiesystemstabilität wird zwischen kurzfristig bis 2030 und langfristig bis 2050 unterschieden. Für 2030 ist die Bewertung mit „0“ im mittleren Bereich angesiedelt, da keine energieintensive Weiterprozessierung erforderlich ist, wie dies beim Cracken von Ammoniak oder bei der Dehydrierung von LOHC der Fall ist. Bis 2030 wird weder eine positive noch eine negative Beeinflussung des Energiesystems erwartet. Da im Jahr 2050 insbesondere in Verbindung mit zu etablierenden Speichern wichtige Beiträge zur Flexibilisierung geleistet werden können, fällt für diesen Zeitraum die Bewertung mit „+“ positiv aus.

Umweltwirkungen

Bezüglich der Umweltrisiken erhält Flüssigwasserstoff mit „++“ die bestmögliche Bewertung, da die Transportoption nahezu keine Umweltrisiken birgt. Wasserstoff ist ungiftig, schnell flüchtig und hat so gut wie keine Treibhausgaswirkung. Im Falle einer Havarie kommt es durch den Übergang vom tiefkalten, flüssigen in den gasförmigen Zustand lokal lediglich kurzfristig zur Eisbildung.

⁵³ Berstad et al. 2012 und Linde Kryotechnik 2016.

⁵⁴ Kawasaki 2019.

Sicherheit

In puncto Sicherheit erhält Flüssigwasserstoff mit „0“ eine durchschnittliche Bewertung, da durch die gegebene Explosionsgefahr ein mittleres Sicherheitsrisiko insbesondere bei Hafeninfrastrukturen und in umbauten Räumen angenommen werden muss.

2.3 Synthetisches Methan per Schiff

	Umsetzungshorizont	vorhandene Importinfrastruktur	politisch-gesetzlicher Rahmen	Pfadabhängigkeiten/Lock-ins	Energiesystemstabilität	Umweltwirkungen	Sicherheit
Methan per Schiff	+ (CO ₂ aus Industrie) - (CO ₂ aus DAC)	+	+	-	++	0	0

Tabelle 18: Qualitative Bewertung für per Schiff transportiertes synthetisches Methan

Hinweis: Die Bewertung erfolgte vor dem Beginn des Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine im Februar 2022. Die darauffolgenden Entwicklungen, die unter anderem die Etablierung der LNG-Terminals in Deutschland und damit der unten angesprochenen Terminalinfrastruktur beschleunigen, sind in der Bewertung daher nicht berücksichtigt. Gleiches gilt für die Frage, ob Deutschland eigene Terminals benötigt oder die Anlandung von Wasserstoff beziehungsweise Syntheseprodukten auch über europäische Häfen und eine entsprechende Verteilnetzinfrastruktur nach Deutschland realisiert werden kann. Für die Integration der dynamischen Ereignisse ab dem Februar 2022 hätte es erneuter Abstimmungen mit beziehungsweise unter den AG-Mitgliedern bedurft, die aus Zeitgründen nicht mehr umgesetzt werden konnten.

Umsetzungshorizont

Beim Umsetzungshorizont sind zwei Fälle zu unterscheiden. Steht für die Synthese, das heißt die Methanisierung, CO₂ aus Industrieprozessen zur Verfügung, wird der Umsetzungshorizont mit 3 - 5 Jahren („+“) bewertet, da die Etablierung der CO₂-Abscheidung im benötigten Umfang innerhalb dieser Zeitspanne realisierbar erscheint. Die CO₂-Verfügbarkeit ist an dieser Stelle für die Bewertung ausschlaggebend, da bei einer Anlandung des Methans in den Niederlanden eine Regasifizierung und Verteilung über das Erdgasnetz und damit die Umsetzung der weiteren Transportkette unmittelbar möglich erscheinen. Kommt CO₂ aus Direct Air Capture (DAC) zur Anwendung, gibt dessen Technologieentwicklung den entsprechenden Umsetzungshorizont vor, was zu einer Abschätzung von 8 bis 10 Jahren („-“) führt. Die Umsetzung dieser Transportoption hängt somit nicht zuletzt an den Skalierungsfortschritten für die Syntheseanlagen und an der jeweiligen Quelle des eingesetzten CO₂. Bezüglich der Planungen für die zwei eigenen LNG-Terminals in Deutschland, die dann auch für synthetisches Methan genutzt werden können, wird der Umsetzungshorizont aufgrund der laufenden Diskussionen eher auf 5 Jahre („+“) geschätzt. Die Gründe sind weniger technologische Hürden, sondern vielmehr die politischen Prioritätensetzungen und gegebenenfalls auch eine zu geringe Auslastung, was eine wirtschaftliche Hürde darstellt. Die Terminalplanungen sind zudem teilweise ebenso aus ökologischer Sicht umstritten. Ob Flüssiggas zukünftig der präferierte Transportvektor sein wird, ist ebenso offen, da zum Beispiel auch Ammoniak für eine Flexibilisierung der Energieversorgung im Gespräch ist.

Vorhandene Importinfrastruktur

Hinsichtlich der Importinfrastruktur wird die Option des Transports von synthetischem Methan per Schiff mit „+“ positiv bewertet, da zwar innerhalb Deutschlands bislang keine Transport- und Anlandungsinfrastrukturen für Flüssiggas beziehungsweise LNG vorhanden sind, diese aber in Europa existieren und aktuell LNG kaum als LNG weitertransportiert, sondern hauptsächlich regasifiziert und in die vorhandene Erdgaspipelineinfrastruktur eingespeist wird. Diesbezüglich erscheint eine eigene, vorübergehende Infrastruktur innerhalb Deutschlands, die der Realisierung einer Brückentechnologie dient, verzichtbar, sofern sich im europäischen Kontext beispielsweise durch Verbindungen zum Hafen von Rotterdam Versorgungsstrukturen etablieren lassen. Hinzu kommt, dass sich Terminals in Deutschland zwar durchaus in Planung befinden, sie aber teilweise, zum Beispiel aus Umweltgesichtspunkten, umstritten sind.

Politisch-regulatorischer Rahmen

Hinsichtlich des politisch-regulatorischen Rahmens fällt die Bewertung mit „+“ positiv aus. Denn für Erdgas, auch in Form von LNG als Energieträger (Einsatz zum Beispiel als Treibstoff für Schiffe und LKW), ist der regulatorische Rahmen bereits vollumfänglich gegeben, sodass diesbezüglich kein zusätzlicher Regulierungsbedarf besteht. Mögliche Widerstände gegen Terminalplanungen, die politisches Handeln einschränken können und voraussichtlich auch zu rechtlichen Auseinandersetzungen führen, verhindern eine uneingeschränkt positive Bewertung mit „++“.

Pfadabhängigkeiten/Lock-in-Effekte

Bezüglich der Verlängerung bestehender Pfadabhängigkeiten wird die Gefahr gesehen, die bestehende Abhängigkeit von Erdgas zu verlängern und gegebenenfalls auch durch neu geschaffene Hafeninfrastrukturen zu erhöhen. Daher erfolgt hier eine Bewertung mit „-“, denn die Fortführung des Bestehenden kann gegebenenfalls zu einer geringen Transformationsbereitschaft beziehungsweise -aktivität führen. Zu berücksichtigen ist auch, dass eine Weiternutzung bestehender Assets (Erdgasnetze, Terminals etc.) finanzielle Vorteile für die in diesen Bereichen bereits tätigen Unternehmen bedeutet, was diesen fossilbasierten Pfad begünstigen und zu verlängerten Nutzungszeiten führen kann.

Energiesystemstabilität

Hinsichtlich der Energiesystemstabilität erhält die Transportoption synthetisches Methan per Schiff mit „++“ die bestmögliche Bewertung, da es durch die Speicherbarkeit in bestehenden Infrastrukturen zeitnah einen Beitrag zur Stabilisierung des Energiesystems sowie zu dessen Flexibilisierung und damit zur Versorgungssicherheit leisten kann. Ein Einsatz des Methans ist zudem auch im Rahmen vorhandener Flexibilitätäten wie Gasturbinen, die als Spitzenlastkraftwerke dienen, möglich.

Umweltwirkungen

Die Umweltrisiken werden mit „0“ als mittlere Risikoklasse eingestuft. Bei einer Freisetzung im Falle einer Tankerhavarie verdampft das Flüssiggas zu Methan, wodurch es eine negative Wirkung als Treibhausgas entfaltet. Abgesehen davon bestehen jedoch eher geringe Umweltwirkungen.

Sicherheit

Bezüglich der Sicherheit ist zunächst festzuhalten, dass LNG und somit auch synthetisches Methan flüssig transportiert und dabei aktiv gekühlt werden muss. Bei einer Leckage erfolgt der Übergang in die erwähnte gasförmige Phase. Das Methan ist dann flüchtig, was an der Luft zu einer raschen Verdünnung führt. Da Methan brennbar ist, ergibt sich allerdings ein Sicherheitsrisiko. In geschlossenen Räumen besteht zudem ab einem bestimmten Mischverhältnis von Methan und Luft Explosionsgefahr. Es existieren jedoch bekannte und bewährte Sicherheitsstandards, sodass die Risiken handhabbar erscheinen und die Transportoption mit „0“ bewertet wird.

2.4 Synthetisches Methan per Pipeline

	Umsetzungshorizont	vorhandene Importinfrastruktur	politisch-gesetzlicher Rahmen	Pfadabhängigkeiten/Lock-ins	Energiesystemstabilität	Umweltwirkungen	Sicherheit
Methan per Pipeline	++ (bestehende Trasse; CO ₂ aus Industrie)	++	++	-	+	0	0
	- (Neubau; CO ₂ aus DAC)						

Tabelle 19: Qualitative Bewertung für per Pipeline transportiertes synthetisches Methan

Umsetzungshorizont

Der Umsetzungshorizont beträgt 0 - 2 Jahre (Bewertung „++“), sofern bestehende Erdgaspipelines weitergenutzt werden, das heißt freie Pipelinekapazitäten im Bestand unmittelbar umgewidmet werden können und nicht zuvor regulatorische oder Zertifizierungsfragen zu klären sind. Dies gilt allerdings nur, wenn für die Methanisierung CO₂ aus industriellen Quellen zur Verfügung steht, das mit vorhandenen Technologien zur CO₂-Abscheidung erschlossen werden kann und Skalierungs- und Entwicklungsfortschritte hinsichtlich der direkten Nutzung von CO₂ im Syntheseprozess zu erzielen sind.

Ist dagegen ein Pipelineneubau erforderlich, ist von den üblichen Zeiträumen für Trassenplanungen und -realisierungen auszugehen, was zu einem Umsetzungshorizont von 8 - 10 Jahren und einer Bewertung mit „-“ führt. Aufgrund bestehender Erfahrungen mit Methan/Erdgas und des existierenden Regulierungsrahmens wird jedoch eine schnellere Realisierung als bei reinem Wasserstoff angenommen.

Vorhandene Importinfrastruktur

Für die Transportoption synthetisches Methan per Pipeline sind in Deutschland und Europa vollständige Transportinfrastrukturen vorhanden, da die für fossiles Erdgas vorhandenen Infrastrukturen unmittelbar nutzbar sind, sofern fossiles Erdgas durch synthetisches Erdgas ersetzt wird. Daher erfolgt die höchstmögliche Bewertung mit „++“. Es können auch bestehende Leitungen ausgehend von ausgeförderten Gasfeldern weitergenutzt werden, wenn vor Ort die Erzeugungsbedingungen für synthetisches Methan gegeben sind.

Politisch-regulatorischer Rahmen

Hier erfolgt mit „++“ die bestmögliche Bewertung, da der regulatorische Rahmen für Erdgas als Energieträger ebenso wie als Kraftstoff (zum Beispiel Treibstoff für Schiffe und LKW) und Rohstoff in der Industrie vollumfänglich vorhanden ist. Darüber hinaus scheint kein zusätzlicher Regulierungsbedarf gegeben zu sein. Eventuell besteht jedoch Anpassungsbedarf bei der Beimischung von synthetischem zu konventionellem Methan, auch wenn dieser vergleichsweise einfach umzusetzen sein sollte.

Pfadabhängigkeiten/Lock-in-Effekte

Da mit dieser Transportoption die Gefahr verbunden ist, bestehende Pfadabhängigkeiten beim Erdgas zu verlängern und gegebenenfalls auch zu erhöhen, fällt die Bewertung mit „-“ negativ aus. Dies wird auch durch die Überlegung gestützt, dass eine Fortführung des Bestehenden möglicherweise zu einer geringeren Transformationsbereitschaft beziehungsweise -aktivität führt, unter anderem weil eine Weiternutzung bestehender Assets mit finanziellen Vorteilen für etablierte Stakeholder verbunden ist, was diesen Pfad begünstigen dürfte.

Energiesystemstabilität

Mit „+“ fällt die Bewertung hinsichtlich des Beitrags zur Stabilisierung des Energiesystems sowie zu dessen Flexibilisierung aufgrund der längerfristigen Sicherung von Methanlieferungen trotz rückläufiger natürlicher Methanquellen und der Einsatzflexibilität positiv aus – nicht zuletzt auch, weil hierdurch der Einsatz vorhandener Flexibilität wie Gasturbinen als Spitzenlastkraftwerke unterstützt wird. Im Vergleich zum Transport per Schiff ist jedoch das Risiko eines längerfristigen Pipelineausfalls in Betracht zu ziehen, wie es sich in der Vergangenheit beispielsweise in Baden-Württemberg durch den Ausfall einer der beiden Stränge der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP) gezeigt hat.

Umweltwirkungen

Hinsichtlich der Umweltwirkungen erfolgt mit „0“ eine mittlere Risikoeinstufung, weil sich Methan bei Freisetzung schnell verflüchtigt, was an der Austrittsstelle zu brennbaren Gasgemischen führen kann. Entscheidend ist aber nach einer Freisetzung vor allem die negative Wirkung als Treibhausgas. Darüber hinausgehende Umweltwirkungen werden als gering eingestuft.

Sicherheit

Bezüglich der Sicherheit wird Methan ebenfalls ein mittleres Gefährdungspotenzial zugeschrieben („0“). Der Stoff ist brennbar und bei Leckagen flüchtig, geht allerdings auch rasch in Verdünnung mit der Luft. In geschlossenen Räumen besteht ab einem bestimmten Mischungsverhältnis Explosionsgefahr, es existieren jedoch zugleich bekannte und bewährte Sicherheitsstandards, sodass die Risiken handhabbar sind.

2.6 Ammoniak per Schiff bei Direktnutzung des Ammoniaks

	Umsetzungs- horizont	vorhandene Import- infrastruktur	politisch- gesetzlicher Rahmen	Pfad- abhängig- keiten/Lock- ins	Energie- system- stabilität	Umwelt- wirkungen	Sicherheit
Ammoniak per Schiff stoffliche Nutzung	++	+ bis ++	+	0	0	--	0

Tabelle 20: Qualitative Bewertung für per Schiff transportiertes Ammoniak zur stofflichen Nutzung

Umsetzungshorizont

Aufgrund der vorhandenen Infrastrukturen wird von einer schnellen Umsetzung beim Ersatz von fossilem Ammoniak durch grünes Ammoniak ausgegangen und der Umsetzungshorizont mit 0 - 2 Jahren angegeben (Bewertung „++“). Das gilt vor allem für den unmittelbaren Ersatz des heute bereits importierten fossilbasierten Ammoniaks als Einstieg. Wenn auch die heutige Vor-Ort-Produktion des in Deutschland benötigten Ammoniaks durch grünes Importammoniak ersetzt werden soll, sind zusätzliche Infrastrukturen aufzubauen, was dann zusätzliche Zeit in Anspruch nehmen würde. Für den bestehenden Importanteil könnte aber unmittelbar mit grünem Ammoniak gestartet werden. Da für Ammoniak als Chemierohstoff alle relevanten Regelwerke bestehen, ist für diesen Fall keine Ausweitung des regulatorischen Rahmens erforderlich, das heißt, es sind keine zeitlichen Restriktionen zu erwarten. Das Potenzial für die rein rohstoffliche Nutzung von Ammoniak ist allerdings begrenzt.

Vorhandene Importinfrastruktur

Für den Ammoniakimport per Schiff und dessen direkte Nutzung als Chemierohstoff bestehen in Deutschland und Europa bereits Importinfrastrukturen (Chemikalien-tanker, Hafeninfrastrukturen, Lagerkapazitäten, Verteilinfrastrukturen per Tankzug oder LKW), weshalb eine Bewertung mit „+“ bis „++“ erfolgt. Aktuell werden nur etwa 25 % des deutschen Ammoniakbedarfs gehandelt und entsprechend transportiert.⁵⁵ Der Großteil des in Deutschland produzierten Ammoniaks wird somit am Ort der Nutzung direkt produziert. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass für einen vollständigen Ersatz des Ammoniakbedarfs durch grünes Importammoniak die bestehenden Infrastrukturen deutlich ausgeweitet werden müssten.

Politisch-regulatorischer Rahmen

Für den Transport und die Nutzung von Ammoniak als Chemierohstoff ist ein entsprechender Rechtsrahmen vorhanden. Die Bewertung erfolgt mit „+“, da bei einer Ausweitung der Importkapazitäten mit zumindest geringfügigem Anpassungsbedarf gerechnet wird. Denn insbesondere die Berücksichtigung der Umwelt- und Sicherheitsaspekte bei der Errichtung größerer Speicheranlagen in Hafennähe und dem Aufbau von weiteren Verteilinfrastrukturen könnte sich hier als herausfordernd erweisen.

Pfadabhängigkeiten/Lock-in-Effekte

Bezüglich der Pfadabhängigkeiten und möglicher Lock-ins wird bei der mit dem heutigen Stand der Technik idealen Direktnutzung des Ammoniaks als Industrierohstoff, anders als bei der Rückgewinnung des Wasserstoffs aus Ammoniak, nicht von der Schaffung neuer oder der Verlängerung bestehender Pfadabhängigkeiten ausgegangen. Ein Umstieg von der Vor-Ort-Produktion auf Importe schafft eventuell zwar neue Lieferabhängigkeiten, die Gefahr von Lock-ins wird jedoch nicht gesehen. Neue Lieferabhängigkeiten können durch positive Effekte wie zum Beispiel den Verzicht auf Erdgas für die Produktion von Ammoniak kompensiert werden. Da allerdings auch keine Pfadabhängigkeiten aktiv abgebaut werden, erfolgt eine Bewertung mit „0“.

⁵⁵ Statistisches Bundesamt 2021a und Statistisches Bundesamt 2021b.

Energiesystemstabilität

Bezüglich der Energiesystemstabilität erfolgt eine mittlere Bewertung mit „0“. Beim Einsatz von Ammoniak als Industrierohstoff werden zwar keine unmittelbaren Auswirkungen auf die Stabilität des Energiesystems erwartet, es kann tendenziell aber von indirekten positiven Wirkungen ausgegangen werden, da durch den Import von Ammoniak der Bedarf an Erdgas für die Wasserstofferzeugung sinkt beziehungsweise entfällt. Dieses Erdgas könnte dann für andere Nutzungen zur Verfügung gestellt werden, was die Flexibilität des Energiesystems erhöhen würde. Zudem müsste durch den Wegfall der Ammoniakproduktion in Deutschland keine Luftzerlegung zur Stickstoffgewinnung mehr betrieben werden, da diese am Ort der Ammoniakproduktion und damit dann im Exportland erfolgt. Der Energiebedarf in Deutschland würde sich dann entsprechend reduzieren. Allerdings ist offen, ob die bestehenden Luftzerlegungsanlagen nicht für die Gewinnung weiterer Rohstoffe (Argon, Sauerstoff) weiterbetrieben werden, sodass in diesem Fall der Energiebedarf unverändert bliebe.

Umweltwirkungen

Bezüglich potenzieller Umweltrisiken im Havariefall erhält Ammoniak mit „-“ die schlechteste Bewertung, weil es mehrere und weitreichende Gefahren birgt. Es ist einerseits ein ätzendes, flüchtiges Gas, andererseits durch seine hohe Wasserlöslichkeit sehr wassergefährdend und hochgradig biotoxisch. Der Transport ist nur in entsprechend genormten, zertifizierten und für Ammoniak zugelassenen Transportbehältnissen zulässig, in denen es aktiv gekühlt wird. Auf diese Weise kann Ammoniak als Flüssigkeit transportiert werden, unter anderem auch, um durch eine bessere Handhabbarkeit als bei Gasen Umweltrisiken im Havariefall möglichst zu minimieren. Gerade seine hohe Wassergiftigkeit führt zu kurzzeitig sehr hohen lokalen Umweltrisiken im Havariefall, insbesondere auch in Häfen und Binnengewässern. Langzeitschäden wie etwa bei der Havarie eines Rohöltankers treten dagegen nicht auf.

Sicherheit

Auch in puncto Sicherheit weist Ammoniak im direkten Umgang ein Gefahrenpotenzial auf, aus dem insgesamt eine Bewertung mit „-“ resultiert. Der Transport erfolgt als aktiv gekühlte Flüssigkeit, wodurch der Transportbehälter drucklos gehalten werden kann, was sicherheitstechnisch von Vorteil ist – unter anderem, weil sich die Explosionsgefahr im Vergleich zum Transport eines Gases dadurch verringert. Im Falle einer Leckage verdampft das freigesetzte Ammoniak und führt lokal bei hohen Konzentrationen zu einer extremen Gesundheitsgefährdung von Arbeiter*innen, die den beim Verdampfen gebildeten ätzenden Gasen ausgesetzt sind. Sie können diese potenziell einatmen und durch die Ätzwirkung der Gase Schäden im Atemsystem erleiden. Bei zu hohen Konzentrationen wirkt Ammoniak tödlich, allerdings führt der stechende Geruch, der bereits weit unterhalb schädlicher Konzentrationen auftritt, zu einer sehr frühzeitigen Gefahrenallokation. Darüber hinaus bergen Luft-Ammoniak-Gemische innerhalb bestimmter Grenzen des Mischungsverhältnisses die Gefahr von Explosionen, woraus sich ein zusätzliches Risiko nicht nur für Personen-, sondern auch für Sachschäden ergibt.

Aufgrund seines hohen Gefährdungs- und Schadenspotenzials ist für den Umgang mit Ammoniak bereits ein umfangreiches Sicherheitsregelwerk in Kraft, dessen Einhaltung im Regelfall einen sicheren Umgang mit dem Gefahrstoff ermöglicht.

2.7 Ammoniak per Schiff mit Rückgewinnung des Wasserstoffs

	Umsetzungs- horizont	vorhandene Import- infrastruktur	politisch- gesetzlicher Rahmen	Pfad- abhängig- keiten/Lock- ins	Energie- system- stabilität	Umwelt- wirkungen	Sicherheit
Ammoniak per Schiff Wasserstoff- rückgewinnung	0 bis -	+	0	0	-	--	-

Tabelle 21: Qualitative Bewertung für per Schiff transportiertes Ammoniak mit anschließender Wasserstoffrückgewinnung

Umsetzungshorizont

Bezüglich des Umsetzungshorizonts wird für den Transport von Ammoniak inklusive der Rückgewinnung von Wasserstoff von etwa 7 - 9 Jahren ausgegangen, was in der Bewertung „0“ bis „-“ zum Ausdruck kommt. Dies liegt einerseits an der Tatsache, dass die bestehenden Importinfrastrukturen aktuell nur auf die Deckung kleinerer Anteile des deutschen Ammoniakbedarfs ausgelegt sind und die Errichtung größerer Importinfrastrukturen Zeit benötigt. Auf der anderen Seite fehlt für das Cracken von Ammoniak im industriellen Maßstab die passende Technologie, denn die aktuell verfügbare Größenordnung liegt bei rund 2 t/d bezogen auf den Ammoniak-Input, was etwa 0,4 t/d Wasserstoff-Output entspricht.⁵⁶ Sowohl die Technologieskalierung als auch deren Umsetzung benötigen ebenfalls entsprechende Vorlaufzeiten. Zudem fehlen noch entsprechende Regelwerke, beispielsweise für die Stickstofffreisetzung oder die Energiebereitstellung in Hafennähe, deren Aufnahme eine Erweiterung des bestehenden Rechtsrahmens erfordert beziehungsweise technische Infrastrukturen, die zum Beispiel das Austreten von problematischen Ammoniakkonzentrationen vermeiden helfen.

Vorhandene Importinfrastruktur

Für den Ammoniakimport per Schiff mit dem Ziel der Rückgewinnung von Wasserstoff fällt die Bewertung mit „+“ positiv aus. Zu beachten ist dabei jedoch, dass die vorhandenen Importinfrastrukturen wie Chemikaliertanker, Hafeninfrastukturen, Lagerkapazitäten beziehungsweise die Verteilinfrastrukturen (Tankzüge und LKW) sowohl in Europa als auch in Deutschland noch um die entsprechenden Dehydrierungsanlagen, das heißt um die sogenannten Ammoniak-Cracker, ergänzt werden müssen, um die Aufspaltung von Ammoniak in Stickstoff und Wasserstoff zu realisieren. Sie sind heute jedoch noch nicht im industriellen Maßstab vorhanden.

Politisch-regulatorischer Rahmen

Für den Transport und die Nutzung von Ammoniak als Chemierohstoff ist ein entsprechender Rechtsrahmen vorhanden, nicht aber für das Cracken und die Rückgewinnung sowie die damit möglicherweise verbundene Stickstofffreisetzung. Hier sind gegebenenfalls umfangreichere Anpassungen im Regelwerk erforderlich, was zu einer Bewertung mit „0“ führt, zumal aufgrund der Umwelt- und Sicherheitsaspekte die

⁵⁶ BEIS 2020 und Crystec 2022. Eine Hochskalierung müsste um rund 3 Größenordnungen erfolgen, was dann 400 t/d an Wasserstoff-Output bei 2.250 t/d Ammoniak-Input entspricht. In diesem Fall könnte, laut eigenen Berechnungen, ein Ammoniak-Cracker den Inhalt eines großen Tankers (54.000 t Kapazität für Ammoniak) in ca. 24 Tagen verarbeiten.

Errichtung größerer Speicher- und Cracking-Anlagen in Hafennähe regulatorisch ebenfalls herausfordernd sein könnte.

Pfadabhängigkeiten/Lock-in-Effekte

Bezüglich der Pfadabhängigkeiten und möglicher Lock-ins werden bei einer Fokussierung auf Ammoniak als Transportmedium für Wasserstoff mit dem Aufbau von Infrastrukturen (Großspeicheranlagen, Cracking-Einheiten) möglicherweise Lock-ins geschaffen, sofern diese neu zu errichtenden Infrastrukturen nicht auch für weitere Zwecke verwendbar sind. Auf der anderen Seite wäre der aus dem Ammoniak freigesetzte Wasserstoff sehr flexibel einsetzbar, sodass keine neuen Pfadabhängigkeiten entstehen. Unter Abwägung dieser beiden Aspekte erfolgt die Bewertung mit „o“.

Energiesystemstabilität

Mit Blick auf den Einfluss auf die Energiesystemstabilität werden negative Effekte erwartet, da für das Cracken von Ammoniak größere zusätzliche Energiemengen standortgebunden benötigt werden. Weil diesbezüglich aller Voraussicht nach auch mit einer kontinuierlichen Nachfrage zu rechnen ist, könnte dieser Dauerbedarf die Flexibilität des Energiesystems negativ beeinflussen und hiermit auch dessen Stabilität verschlechtern. Diese Überlegungen führten zu einer Bewertung mit „-“.

Umweltwirkungen

Bezüglich potenzieller Umweltrisiken im Havariefall unterscheiden sich die beiden Transportpfade Ammoniak für die Direktnutzung und Ammoniak mit der Rückgewinnung von Wasserstoff nicht, weil in beiden Fällen Ammoniak transportiert wird. Aufgrund der stark ausgeprägten Gefahrenlage (ätzendes, flüchtiges Gas; hohe Wasserlöslichkeit und zugleich sehr wassergefährdend; hochgradig biotoxisch) erfolgt daher auch hier mit „-“ die schlechteste Bewertung. Mit Blick auf die Rückgewinnung des Wasserstoffs ist auch die potenzielle Freisetzung großer Mengen Stickstoff beim Cracking zu berücksichtigen.

Sicherheit

Auch in puncto Sicherheit unterscheiden sich die beiden Transportpfade Ammoniak für die Direktnutzung und Ammoniak mit Wasserstoffrückgewinnung nicht, das heißt, Ammoniak weist im Umgang ein Gefahrenpotenzial auf, was auch bei dieser Transportoption eine Bewertung mit „-“ zur Folge hat. Für Arbeiter*innen im direkten Umfeld einer Leckage besteht die Gefahr schwerer Verätzungen insbesondere der Atemwege, wenn das verdampfte, freigesetzte Gas eingeatmet wird. Bei zu hohen Konzentrationen wirkt Ammoniak zudem tödlich, wobei allerdings der stechende Geruch, der bereits weit unterhalb schädlicher Konzentrationen auftritt, die Aufnahme zu hoher Mengen in der Regel verhindert. Luft-Ammoniak-Gemische bergen darüber hinaus bei bestimmten Mischungsverhältnissen die Gefahr von Explosionen, wodurch Personen- und auch Sachschäden entstehen können.

Für den Umgang mit Ammoniak ist aufgrund seines hohen Gefährdungs- und Schadenspotenzials ein umfangreiches Sicherheitsregelwerk in Kraft, dessen Einhaltung im Regelfall einen sicheren Umgang mit dem Gefahrstoff ermöglicht.

2.8 Ammoniak per Pipeline

Bei der Option Ammoniak per Pipeline erfolgt keine Nutzungsunterscheidung zwischen der Direktnutzung von Ammoniak und der Rückgewinnung von Wasserstoff aus dem transportierten Ammoniak, weil die Realisierung einer Ammoniakpipeline generell mit hohen Hürden verbunden sein dürfte.

	Umsetzungs- horizont	vorhandene Import- infrastruktur	politisch- gesetzlicher Rahmen	Pfad- abhängig- keiten/Lock- ins	Energie- system- stabilität	Umwelt- wirkungen	Sicherheit
Ammoniak per Pipeline	-	--	0	-	0 bis -	-	0

Tabelle 22: Qualitative Bewertung für per Pipeline transportiertes Ammoniak

Umsetzungshorizont

Da insbesondere der Planungs- und Genehmigungszeitrahmen für Ammoniakpipelines ähnlich umfangreich und zeitaufwendig sein dürfte wie für andere Pipelines, wird der Umsetzungshorizont auf 8 bis 10 Jahre geschätzt, was zu einer Bewertung mit „-“ führt. Hinzu kommt, dass diesbezüglich bisher auch die Genehmigungspraxis fehlt, was zu noch längeren Umsetzungszeiträumen führen könnte.

Vorhandene Importinfrastruktur

Innerhalb Deutschlands und Europas ist bisher kein Pipelinennetz für Ammoniak und damit auch keine entsprechende Importinfrastruktur vorhanden. Der Import von Ammoniak als Rohstoff für die Chemieindustrie erfolgt per Schiff und im Binnenverkehr wird es per Zug oder LKW transportiert.

Politisch-regulatorischer Rahmen

Bezüglich des politisch-regulatorischen Rahmens sind zwei Aspekte für die Bewertung abzuwägen. Einerseits ist für den Transport und die Nutzung von Ammoniak als Chemierohstoff ein umfangreicher Rechtsrahmen vorhanden, sodass hier von einem geringen Anpassungsbedarf ausgegangen werden kann. Andererseits dürfte gerade für eine Pipelinegenehmigung die Berücksichtigung der Umwelt- und Sicherheitsaspekte herausfordernd sein und eine Anpassung des Rechtsrahmens erfordern. Aus diesem Grund erfolgt hier die Bewertung mit „0“.

Pfadabhängigkeiten/Lock-in-Effekte

Bezüglich der Pfadabhängigkeiten und möglicher Lock-ins wird bei der mit dem heutigen Stand der Technik idealen Direktnutzung des Ammoniaks als Industrierohstoff nicht von der Schaffung neuer oder der Verlängerung bestehender Pfadabhängigkeiten ausgegangen. Ein Umstieg von der Vor-Ort-Produktion auf Importe schafft zwar gegebenenfalls neue Lieferabhängigkeiten, die Gefahr von Lock-in-Effekten wird jedoch nicht gesehen, weil Ammoniak mit seinen zahlreichen Nutzungsmöglichkeiten in dieser Option allgemein bereitgestellt wird, ohne sich auf einen spezifischen Technologiepfad festzulegen. Allerdings werden auch keine Pfadabhängigkeiten aktiv abgebaut. Die positiven Effekte, die sich aus dem Verzicht auf Erdgas in der Ammoniakproduktion vor Ort ergeben können, werden voraussichtlich durch die potenziellen neuen Lieferabhängigkeiten kompensiert. Hinzu kommt, dass eine Pipeline immer

eine geografische Festlegung darstellt, weshalb die Bewertung mit „-“ hier schlechter ausfällt als beim Schiffstransport.

Energiesystemstabilität

Bezüglich der Energiesystemstabilität werden beim Einsatz von Ammoniak als Industrierohstoff keine direkten Auswirkungen auf die Stabilität des Energiesystems erwartet. Es können aber indirekte positive Wirkungen auftreten, weil durch den Import von Ammoniak der Bedarf an Erdgas für die Wasserstoffherzeugung sinkt beziehungsweise entfällt. Dieses Erdgas könnte für andere Nutzungen zur Verfügung gestellt werden, was die Flexibilität des Energiesystems erhöht. Zudem müsste für die Ammoniakproduktion keine Luftzerlegung zur Stickstoffgewinnung mehr betrieben werden, was wiederum den Energiebedarf in Deutschland reduzieren würde. Allerdings ist offen, ob die bestehenden Luftzerlegungsanlagen nicht für die Gewinnung weiterer Rohstoffe (Argon, Sauerstoff) weiterbetrieben werden, sodass der Energiebedarf unverändert bliebe. Aus diesen Gründen wird der direkte stoffliche Einsatz von Ammoniak mit „0“ bewertet.

Bei der Nutzung von Ammoniak als Wasserstoffträger werden dagegen negative Effekte erwartet, denn für das Cracken von Ammoniak werden größere zusätzliche Energiemengen standortgebunden gebraucht. Da diese aller Voraussicht nach dann auch kontinuierlich nachgefragt werden, könnte ein solcher Dauerbedarf die Flexibilität des Energiesystems negativ beeinflussen und dessen Stabilität verschlechtern. Diese Überlegungen führen bei der zweiten Nutzungsform daher zu einer Bewertung mit „-“.

Umweltwirkungen

Bezüglich der Umweltrisiken stellt sich die Situation für den Pipelinetransport von Ammoniak positiver dar als für dessen Schiffstransport. Ammoniak behält zwar auch in einer Pipeline seine chemikalienbedingten Eigenschaften als ätzendes, flüchtiges Gas, das reaktionsfreudig, wasserlöslich und hochgradig biotoxisch ist. In der Pipeline erfolgt der Transport jedoch gasförmig unter Druck und in der Regel über Land. Bei Leckagen können dann auch hier Ammoniakwolken entstehen, die lokal hohe Umweltrisiken bergen. Die Risiken sind jedoch voraussichtlich geringer als beim Schiffstransport, wo der Stoff direkt in Kontakt mit Wasser kommt. Eine Bewertung mit „-“ erscheint daher angemessen.

Sicherheit

Auch mit Blick auf die Sicherheitsbewertung erscheint das Gefährdungspotenzial für Personen und Sachgüter bei einer Pipelinehavarie geringer als bei einem Schiffsunfall. Bei einer Leckage verdampft das Ammoniak und kann Verätzungen beim Einatmen hervorrufen. Die in der Regel gut sichtbare Wolke erleichtert allerdings den Gesundheitsschutz der Arbeiter*innen. Die Bewertung mit „0“ gibt ein mittleres Gefährdungspotenzial an. Dies berücksichtigt auch, dass Luft-Ammoniak-Gemische innerhalb bestimmter Mischverhältnisse Explosionsgefahr mit sich bringen, was ein zusätzliches Risiko nicht nur für Personen, sondern auch für Sachschäden beinhaltet. Auch diese Gefahr erscheint jedoch bei Pipelines im Freien geringer. Auch hier gilt, dass für den Umgang mit Ammoniak aufgrund seines hohen Gefährdungs- und Schadenspotenzials ein umfangreiches Sicherheitsregelwerk existiert, dessen Einhaltung im Regelfall einen sicheren Umgang mit dem Gefahrstoff ermöglicht.

2.9 Methanol per Schiff

Bei dieser Transportoption wird nur die Direktnutzung von Methanol betrachtet. Eine Rückgewinnung des Wasserstoffs wird nicht in Betracht gezogen, weil dies aus Effizienzgründen unsinnig erscheint.

	Umsetzungs- horizont	vorhandene Import- infrastruktur	politisch- gesetzlicher Rahmen	Pfad- abhängig- keiten/Lock- ins	Energie- system- stabilität	Umwelt- wirkungen	Sicherheit
Methanol per Schiff	++ (CO ₂ aus Industrie) – (CO ₂ aus DAC)	++	+ bis ++	+	0	0	0

Tabelle 23: Qualitative Bewertung für per Schiff transportiertes Methanol

Umsetzungshorizont

Bezüglich des Umsetzungshorizonts sind auch für grünes Methanol zwei Fälle zu unterscheiden, die mit der Verfügbarkeit des für die Synthese benötigten CO₂ zusammenhängen. Ist das CO₂ aus Biomasse oder Industrieprozessen kurzfristig mit bestehenden Abscheidetechniken verfügbar, dürfte der Umsetzungshorizont bei 0 bis 2 Jahren liegen, was der Bewertung mit „++“ entspricht. Muss das CO₂ allerdings auf Basis der DAC-Technologie gewonnen werden, verlängert sich der Umsetzungshorizont deutlich (8 - 10 Jahre, Bewertung „–“), da eine Skalierung der DAC-Technologie in den industriellen Maßstab noch aussteht. Ohne die hiermit verbundene Kostensenkung dürfte grünes Methanol nicht konkurrenzfähig sein. Kleinere verfahrenstechnische Herausforderungen birgt auch die direkte Nutzung von CO₂ in der Synthesekette von Methanol, was allerdings für eine kurzfristige Umsetzung dieses Transportpfads kein Hindernis darstellen sollte.

Vorhandene Importinfrastruktur

Für Methanol als international gehandelte Plattformchemikalie sind sowohl innerhalb Deutschlands als auch innerhalb Europas entsprechende Importstrukturen wie Chemikalienanker, Hafeninfrastrukturen, Speicher/Tanks und Verteilinfrastrukturen vorhanden. Der Ersatz des heute gehandelten fossilbasierten Methanols durch grünes Methanol erscheint mit den vorhandenen Infrastrukturen unmittelbar umsetzbar, weshalb die Bewertung „++“ vergeben wird. Zu beachten ist bei Methanol, ähnlich wie bei Ammoniak, dass es heute zu größeren Teilen vor Ort produziert wird, sodass für die Erschließung umfangreicher Importpotenziale gegebenenfalls zusätzliche Infrastrukturen errichtet werden müssen.

Politisch-regulatorischer Rahmen

Für den Einsatz von Methanol als Chemierohstoff ebenso wie als Kraftstoffadditiv ist der regulatorische Rahmen bereits vollumfänglich vorhanden. Hier wird zumindest für den Ersatz von fossilbasiertem durch grünes Methanol kaum Anpassungsbedarf gesehen. Sollte Methanol umfassend als Energieträger eingesetzt werden, könnte es gegebenenfalls weiteren Regelungsbedarf geben, daher die Bewertung mit „+“ bis „++“.

Pfadabhängigkeiten/Lock-in-Effekte

Da Methanol als Plattformchemikalie vielseitig einsetzbar ist, erfolgt durch eine Umstellung auf grünes Methanol keine Pfadentscheidung oder Einschränkung der Handlungsfreiheiten. Es ist eher das Gegenteil der Fall, weil Methanol auch direkt als Energieträger und damit als Ersatz für fossile Stoffe eingesetzt werden könnte, was sich in der Bewertung „+“ widerspiegelt.

Energiesystemstabilität

Beim Einsatz von Methanol als Industrierohstoff werden keine Auswirkungen auf die Stabilität des Energiesystems erwartet, weshalb hier eine Bewertung mit „0“ erfolgt. Tendenziell könnten sogar leicht positive Wirkungen auftreten, wenn durch den verstärkten Import von Methanol der Energiebedarf insbesondere für Erdgas für die Methanolproduktion vor Ort entfällt.

Umweltwirkungen

Bezüglich der Umweltrisiken wird Methanol ein mittleres Gefährdungspotenzial zugeordnet (Bewertung „0“). Methanol ist ein leichter, flüchtiger Flüssigenergieträger, der bei Leckagen durch seine Toxizität durchaus lokale Umweltauswirkungen auf Gewässer, Flora und Fauna hat. Es ist jedoch nur leicht wassergefährdend und wird durch seine Wasserlöslichkeit schnell verdünnt. Zudem ist Methanol biologisch abbaubar, sodass keine Langzeitschäden eintreten. Diese ergeben sich auch nicht klimatisch, weil Methanol unter Normalbedingungen eine Flüssigkeit ist und dementsprechend keine Treibhausgaswirkung entfaltet.

Sicherheit

Ein mittleres Gefährdungspotenzial wird Methanol ebenso bei der Sicherheit zugewiesen, was einer Bewertung mit „0“ entspricht. Der Transport von Methanol erfolgt flüssig und drucklos, was nur geringe Gefahren in der direkten Handhabung birgt. Die chemischen Eigenschaften von Methanol verlangen gewisse Sicherheitsvorkehrungen, für die jedoch umfangreiche und erprobte Sicherheitsregeln bestehen, sodass die Sicherheitsrisiken handhabbar sind.

2.10 Methanol per Pipeline

Berücksichtigt wird bei dieser Transportoption ausschließlich die Direktnutzung von Methanol, das heißt, eine Rückgewinnung von Wasserstoff aus Methanol ist nicht Teil der Bewertung.

	Umsetzungshorizont	vorhandene Importinfrastruktur	politisch-gesetzlicher Rahmen	Pfadabhängigkeiten/Lock-ins	Energiesystemstabilität	Umweltwirkungen	Sicherheit
Methanol per Pipeline	- bis --	--	+	0	0	0	+

Tabelle 24: Qualitative Bewertung für per Pipeline transportiertes Methanol

Umsetzungshorizont

Für den Pipelinetransport von Methanol wird von einem Umsetzungshorizont von etwa 10 Jahren ausgegangen (Bewertung „-“ bis „--“). Ein Grund hierfür sind die Planungs- und Genehmigungszeiträume, die für Methanolpipelines ähnlich umfangreich und zeitaufwendig sein dürften wie für andere Pipelineprojekte. Aufgrund der fehlenden Genehmigungspraxis ist eventuell auch mit längeren Zeiträumen zu rechnen. Ein weiterer Grund für den langen Umsetzungshorizont liegt in der CO₂-Verfügbarkeit. Da die Genehmigungs- und Bauzeiten der Pipelines den Rahmen vorgeben, ist im Gegensatz zum Schiffstransport keine Unterscheidung anhand der Herkunft des CO₂ notwendig, da in diesem Zeitraum selbst für die DAC-Skalierung genügend Raum bleibt. Vor diesem Hintergrund werden auch kleinere verfahrenstechnische Herausforderungen bei der direkten Nutzung von CO₂ in der Synthesekette von Methanol bis zur Genehmigung der Pipelines überwunden sein.

Vorhandene Importinfrastruktur

Innerhalb Deutschlands und Europas ist kein Pipelinenetz für Methanol vorhanden, weshalb für diese Transportoption hier die Bewertung „--“ gewählt werden muss. Importinfrastrukturen für Methanol als Rohstoff für die Chemieindustrie bestehen für Deutschland und Europa ausschließlich für den Schiffstransport oder den Transport im Binnenverkehr per Zug oder LKW.

Politisch-regulatorischer Rahmen

Für den Einsatz von Methanol als Chemierohstoff ebenso wie als Kraftstoffadditiv ist der regulatorische Rahmen bereits vollumfänglich vorhanden. Hier wird zumindest für den Ersatz von fossilbasiertem durch grünes Methanol kaum Anpassungsbedarf gesehen. Herausfordernd könnte aufgrund der fehlenden Genehmigungspraxis allerdings die Umsetzung der Pipeline werden, weshalb hier in der Bewertung nur ein „+“ vergeben wird.

Pfadabhängigkeiten/Lock-in-Effekte

Da Methanol als Plattformchemikalie vielseitig einsetzbar ist, erfolgt durch eine Umstellung auf grünes Methanol keine Pfadentscheidung oder Einschränkung der Handlungsfreiheiten. Weil Methanol auch direkt als Energieträger eingesetzt werden kann, ist eher das Gegenteil der Fall. Allerdings bedeutet eine Pipeline immer auch eine geografische Festlegung und schafft damit neue Abhängigkeiten. Daher erfolgt hier die Bewertung mit „0“.

Energiesystemstabilität

Beim Einsatz von Methanol als Industrierohstoff werden keine Auswirkungen auf die Stabilität des Energiesystems erwartet, weshalb hier diese Option mit „0“ bewertet wird. Tendenziell könnten sogar leicht positive Wirkungen eintreten, wenn durch einen verstärkten Import von Methanol der Energiebedarf insbesondere für Erdgas für die Methanolproduktion vor Ort entfällt.

Umweltwirkungen

Bezüglich der Umweltrisiken wird Methanol ein mittleres Gefährdungspotenzial attestiert (Bewertung „0“). Methanol ist ein leichter, flüchtiger Flüssigenergieträger, der bei Leckagen durch seine Toxizität durchaus lokale Umweltauswirkungen auf Gewässer, Flora und Fauna ausübt. Der Stoff ist jedoch nur leicht wassergefährdend und wird durch seine Wasserlöslichkeit schnell verdünnt. Zudem ist Methanol biologisch abbaubar, weshalb nicht mit Langzeitschäden zu rechnen ist. Diese ergeben sich auch nicht klimatisch, da Methanol unter Normalbedingungen flüssig ist und dementsprechend keine Treibhausgaswirkung entfaltet.

Sicherheit

Mit Blick auf die Sicherheit wird der Methanoltransport per Pipeline als weniger kritisch eingestuft als der Schiffstransport und die Option erhält daher hier ein „+“. Per Pipeline erfolgt der Transport von Methanol flüssig und drucklos, was in der direkten Handhabung nur geringe Gefahren birgt. Im Fall einer Pipelineleckage sind die Folgen lokal begrenzt und die Risiken für großflächige Wirkungen entsprechend geringer als bei einer Schiffshavarie, bei der sich der Stoff im Wasser weitläufiger verteilen kann. Die chemischen Eigenschaften von Methanol verlangen gewisse Sicherheitsvorkehrungen, für die jedoch umfangreiche und erprobte Sicherheitsvorgaben existieren, sodass die Risiken handhabbar erscheinen.

2.11 Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) per Schiff

	Umsetzungshorizont	vorhandene Importinfrastruktur	politisch-gesetzlicher Rahmen	Pfadabhängigkeiten/Lock-ins	Energiesystemstabilität	Umweltwirkungen	Sicherheit
LOHC per Schiff	-	0 bis +	+	- (Dehydrierung zentral) -- (Dehydrierung dezentral)	- (Dehydrierung zentral) 0 (Dehydrierung dezentral)	--	+ bis ++

Tabelle 25: Qualitative Bewertung für per Schiff transportiertes LOHC mit anschließender Rückgewinnung des Wasserstoffs (Dehydrierung)

Umsetzungshorizont

Bezüglich des Umsetzungshorizonts wird LOHC mit „-“ bewertet (8 - 10 Jahre), da insbesondere Dehydrierungsanlagen im industriellen Maßstab fehlen und eine Lieferung sowie für das Trägermaterial auch eine Rückführungsinfrastruktur zunächst etabliert werden muss. Darüber hinaus mangelt es auch an den Produktionskapazitäten, um große Mengen der organischen Trägermaterialien herzustellen. Hier müsste zunächst der Hochlauf der Produktion erfolgen, bevor die Materialien in die Wasserstofftransportaufgabe gegeben werden können. Weil diese Trägermaterialien gegenwärtig fossilen Ursprungs sind, könnten sich hieran Diskussionen entzünden, die zu Verzögerungen in den Prozessen führen. Bis zum Bau erster Pilotanlagen ist mit Realisierungszeiträumen von 3 - 5 Jahren zu rechnen. Da dies erst die Vorstufe zur großtechnischen Realisierung darstellt, erscheint ein Umsetzungshorizont von 8 - 10 Jahren realistisch.

Vorhandene Importinfrastruktur

Hinsichtlich bestehender Infrastrukturen zur Umsetzung der Transportoption ist zu konstatieren, dass bislang keine Infrastrukturen explizit für LOHC existieren, weder in Deutschland noch in Europa und das weder für beladenes LOHC noch für das Trägermedium selbst, das nach der Dehydrierung jeweils wieder zurückgeführt werden muss, um es neu zu beladen. Nach aktueller Rechtslage müsste das Trägermedium als Chemikalie eingestuft und könnte nur in entsprechend dafür geeigneten Infrastrukturen transportiert werden. Für das beladene LOHC könnte es aufgrund seiner stofflichen Eigenschaften, die zu einem ähnlichen Verhalten wie Dieselkraftstoff führen, möglich sein, teilweise bestehende Infrastrukturen der Mineralölwirtschaft weiter zu nutzen (Speicher, Tanker), sofern diese frei werden beziehungsweise sind. Aufgrund dieser Tatsache erfolgt eine Bewertung hinsichtlich der Infrastrukturen von „0“ bis „+“.

Politisch-regulatorischer Rahmen

Auch wenn es bislang keinen regulatorischen Rahmen für den Einsatz von LOHC gibt, wird davon ausgegangen, dass aufgrund seiner Analogie zu Dieseldieselkraftstoff in Anlehnung an dessen Regelungen zeitnah ein rechtlicher Rahmen geschaffen werden könnte und dieser relativ leicht umsetzbar wäre, was zu einer Bewertung mit „+“ führt. Allerdings sind diesbezüglich auch noch diverse Fragen ungeklärt, zum Beispiel ob die International Maritime Organization (IMO) einer Gleichbehandlung mit Rohöl zustimmen und die Nutzung von Rohöltankern für LOHC zulassen wird oder ob sie auf die Nutzung von Chemikaliertankern besteht. Dies gilt auch mit Blick auf die Rückführung des unbeladenen Trägermediums.

Pfadabhängigkeiten/Lock-in-Effekte

Wird LOHC nur für den Import genutzt und am Hafen gespeichert sowie zentral dehydriert, erscheinen die Lock-in-Gefahren mittelgroß und ergeben sich insbesondere aus der dauerhaften Festlegung und damit Bindung der Transportkapazitäten für den erforderlichen Rücktransport des Trägermediums (Bewertung „-“). Geschieht die Dehydrierung dagegen dezentral an Tankstellen oder direkt in Fahrzeugen selbst, ist der Aufbau eines weitverzweigten Rückführsystems für das Trägermedium nötig. Es werden neue Pfadabhängigkeiten geschaffen und die Gefahr von Lock-ins ist groß (Bewertung „-“). Hinzu kommen bei der zentralen wie der dezentralen Lösung hohe Investitionen für die „Erstausrüstung“ mit den Trägermaterialien und der Aufwand, um sie im Rahmen einer kontinuierlichen Nutzung nach einer gewissen Dauer wieder aufzubereiten. Auch dies stellt möglicherweise einen Lock-in dar.

Energiesystemstabilität

Bezüglich des Einflusses von LOHC auf die Energiestabilität muss man zwei Ansätze unterscheiden. Generell ist der Energiebedarf für die Dehydrierung des LOHC und die Rückgewinnung des Wasserstoffs in Deutschland aufzubringen. Es erscheint zwar möglich, mit entsprechenden Konzepten auch Abwärme für die Dehydrierung zu nutzen, kurzfristig fehlen aber umsetzbare großtechnische Lösungsansätze. Wenn also die Wärme zur Dehydrierung über Strom bereitgestellt werden muss, belastet dies das europäische Stromsystem im Zweifel über eine unflexible dauerhafte Nachfrage.

Bei großen zentralen Dehydrierungseinheiten in Hafennähe kann dies zu einer Verschlechterung der Flexibilität des Stromsystems führen, was sich in der Bewertung mit „-“ ausdrückt. Erfolgt die Dehydrierung dezentral, kann von einer deutlich breiteren räumlichen und zeitlichen Streuung des Energiebedarfs ausgegangen werden, was das Energiesystem in seiner Stabilität und Flexibilität nicht negativ beeinflussen sollte, weshalb hier eine Bewertung mit „0“ erfolgt.

Umweltwirkungen

Wird als Trägerstoff Dibenzyltoluol verwendet, ist dieser im unbeladenen Zustand eine wassergefährdende Chemikalie, die gegebenenfalls auch kanzerogene Wirkung entfalten kann. Im Fall einer Havarie gelangt sie in die Umwelt und kann entsprechende Schäden in den Gewässern anrichten. Wesentlich kritischer erscheint aber ein Unfall im beladenen Zustand, da sich hier das LOHC dieselähnlich verhält und daher auch ein ähnlich hohes Gefährdungspotenzial für Gewässer, Flora, Fauna und Umwelt aufweist. Insbesondere mit Blick auf die Langfristschäden sind die Auswirkungen mit einem Unglück eines Rohöltankers vergleichbar, weshalb hier die Bewertung von „-“ angemessen erscheint.

Sicherheit

Hinsichtlich möglicher Gefahren für Menschen und Sachgüter ist LOHC als Flüssigkeit sehr sicher in der Handhabung und weist nur ein geringes Gefährdungspotenzial auf. Hinzu kommt der drucklose Transport als Flüssigkeit und die Tatsache, dass keine Explosionslasten vorhanden sind, was eine Bewertung mit „+“ bis „++“ rechtfertigt.

2.12 Synthetisches Fischer-Tropsch-Produkt per Schiff

	Umsetzungshorizont	vorhandene Importinfrastruktur	politisch-gesetzlicher Rahmen	Pfadabhängigkeiten/Lock-ins	Energiesystemstabilität	Umweltwirkungen	Sicherheit
Fischer-Tropsch-Produkt per Schiff	++ (CO ₂ aus Industrie) - (CO ₂ aus DAC)	++	++	0 bis -	+	--	+

Tabelle 26: Qualitative Bewertung für per Schiff transportiertes Fischer-Tropsch-Produkt

Umsetzungshorizont

Bezüglich des Umsetzungshorizonts ist positiv hervorzuheben, dass die Technologie der Fischer-Tropsch-Synthese bereits großtechnisch vorhanden ist und sich im kommerziellen Einsatz befindet. Anpassungs- und Entwicklungsbedarf besteht noch für die Reverse Watergas Shift Reaction (RWGS) bei der Einkopplung von CO₂ in die Synthesegasproduktion. Hier scheinen zeitnahe Entwicklungsfortschritte möglich, sodass – sofern das CO₂ aus Industrieprozessen mittels konventionellen Abscheidetechnologien bereitgestellt werden kann – der Umsetzungshorizont bei 0 - 2 Jahren (Bewertung „++“) liegen dürfte. Steht CO₂ nur aus Direct Air Capture zur Verfügung, verlängert sich der Umsetzungshorizont auch für diese Transportoption auf 8 - 10 Jahre (Bewertung „-“), da die großtechnische Bereitstellung von CO₂ per DAC-Verfahren entsprechende Entwicklungs- und Skalierungszeiten in Anspruch nehmen wird.

Vorhandene Importinfrastruktur

Für den Transport von synthetischen Fischer-Tropsch-Produkten kann theoretisch die gesamte vorhandene Infrastruktur für Rohöl- und Mineralölprodukte genutzt werden. Diese ist nicht nur in Deutschland, sondern auch in Europa mit Pipelines, Hafeninfrastrukturen, Rohöltankern, Speicherkapazitäten sowie mit Raffinerien zur Weiterverarbeitung und entsprechenden Verteillogistikstrukturen extrem breit aufgestellt. Sofern diese mit- oder weitergenutzt werden kann, besteht eine sehr gute Infrastrukturabdeckung, die unmittelbar zur Verfügung stehen könnte, was eine Bewertung mit „++“ zur Folge hat.

Politisch-regulatorischer Rahmen

Da der regulatorische Rahmen für Mineralölprodukte, zu denen das synthetische Fischer-Tropsch-Produkt äquivalent ist, vollumfänglich existiert, wird dieses Kriterium mit „++“ bewertet, auch wenn gegebenenfalls kleinere Anpassungen beispielsweise zur gemeinsamen Nutzung von Infrastrukturen, zur Beimischung oder Anrechenbarkeit von Anteilen auf die Treibhausgasminderung über die Zeit noch zu klären sein könnten.

Pfadabhängigkeiten/Lock-in-Effekte

Hinsichtlich der Pfadabhängigkeiten werden durch die Nutzung von Fischer-Tropsch-Produkten bestehende Abhängigkeiten von kohlenwasserstoffbasierten Flüssigenergeträgern möglicherweise aufrechterhalten, verlängert oder gegebenenfalls auch zementiert. Neue Pfadabhängigkeiten werden jedoch nicht geschaffen, aber eventuell wird die Ausprägung neuer Pfade durch den Rückgriff auf etablierte Infrastrukturen erschwert, weshalb eine Bewertung von „0“ bis „-“ gewählt wird.

Energiesystemstabilität

Bezüglich der Energiesystemstabilität können mit Fischer-Tropsch-Produkten die bestehenden, breit etablierten Vorratshaltungen für Mineralöl (inklusive der hierfür vorhandenen Speicher) weiterhin genutzt werden, was die Flexibilität des Energiesystems unterstützen kann. Zudem entsteht kein zusätzlicher Energiebedarf in Europa beziehungsweise Deutschland, wenn Fischer-Tropsch-Produkte importiert werden. Daher werden insgesamt tendenziell positive Auswirkungen erwartet, woraus eine Bewertung mit „+“ resultiert.

Umweltwirkungen

Weil Fischer-Tropsch-Produkte im Fall einer Schiffshavarie ein vergleichbar weitreichendes Schadenspotenzial für die Meeresflora und -fauna wie Rohöl oder Mineralölprodukte aufweisen und mit entsprechenden Langzeitwirkungen aufgrund der mangelnden Abbaubarkeit verbunden sind, ist eine Bewertung mit „-“ angebracht.

Sicherheit

Das Potenzial für Gefährdungen von Menschen und Sachgütern im Umgang mit Fischer-Tropsch-Produkten ist nur gering ausgeprägt, weshalb es mit „+“ bewertet wird. Als Flüssigkeiten sind Fischer-Tropsch-Produkte sehr sicher in der Handhabung. Sie weisen nur ein sehr geringes Risiko der Selbstentzündung beziehungsweise Explosion auf und zeigen als Kohlenwasserstoffe ein eher träges Reaktionsverhalten, was der Sicherheit im Umgang mit ihnen sehr zuträglich ist.

2.13 Synthetisches Fischer-Tropsch-Produkt per Pipeline

	Umsetzungshorizont	vorhandene Importinfrastruktur	politisch-geetzlicher Rahmen	Pfadabhängigkeiten/Lock-ins	Energiesystemstabilität	Umweltwirkungen	Sicherheit
Fischer-Tropsch-Produkt per Pipeline	++ (CO ₂ aus Industrie) - (CO ₂ aus DAC)	++	++	0 bis -	+	- bis --	+

Tabelle 27: Qualitative Bewertung für per Pipeline transportiertes Fischer-Tropsch-Produkt

Umsetzungshorizont

Bezüglich des Umsetzungshorizonts für den Transport von Fischer-Tropsch-Produkten per Pipeline gilt das Gleiche wie für deren Schiffstransport. Es ist positiv hervorzuheben, dass die Technologie der Fischer-Tropsch-Synthese selbst bereits großtechnisch vorhanden ist und sich im breiten kommerziellen Einsatz befindet. Anpassungs- und Entwicklungsbedarf besteht noch im Rahmen der RWGS-Reaktion

bei der Einkopplung von CO₂ in die Synthesegasproduktion. Hier scheinen zeitnahe Entwicklungsfortschritte möglich, sodass – sofern das CO₂ aus Industrieprozessen mittels konventioneller Abscheidetechnologien bereitgestellt werden kann – der Umsetzungshorizont bei 0 - 2 Jahren (Bewertung „++“) liegen dürfte. Steht CO₂ nur aus Direct Air Capture zur Verfügung, verlängert sich der Umsetzungshorizont auch für diese Transportoption auf 8 - 10 Jahre (Bewertung „-“), da die großtechnische Bereitstellung von CO₂ über das DAC-Verfahren entsprechende Entwicklungs- und Skalierungszeiten in Anspruch nehmen wird.

Vorhandene Importinfrastruktur

Für den Transport von synthetischen Fischer-Tropsch-Produkten kann prinzipiell die gesamte vorhandene Infrastruktur für Rohöl- und Mineralölprodukte genutzt werden. Diese ist nicht nur in Deutschland, sondern auch in Europa mit Pipelines, Hafeninfrastrukturen, Rohöltankern und Speicherkapazitäten sowie mit Raffinerien zur Weiterverarbeitung und entsprechenden Verteillogistikstrukturen bereits weiträumig etabliert. Sofern diese mit- oder weitergenutzt werden kann, besteht somit eine sehr gute Infrastrukturabdeckung, was eine Bewertung mit „++“ zur Folge hat.

Politisch-regulatorischer Rahmen

Da der regulatorische Rahmen für Mineralölprodukte, zu denen das synthetische Fischer-Tropsch-Produkt äquivalent ist, vollumfänglich vorhanden ist, wird dieses Kriterium mit „++“ bewertet, auch wenn gegebenenfalls kleinere Anpassungen beispielsweise zur gemeinsamen Nutzung von Transportinfrastrukturen oder zur Beimischung und Anrechenbarkeit von Anteilen bezüglich der Treibhausgasminderung noch zu klären sein könnten.

Pfadabhängigkeiten/Lock-in-Effekte

Hinsichtlich der Pfadabhängigkeiten werden durch die Nutzung von Fischer-Tropsch-Produkten bestehende Abhängigkeiten von kohlenwasserstoffbasierten Flüssigenergeträgern gegebenenfalls aufrechterhalten, verlängert oder auch zementiert. Neue Pfadabhängigkeiten werden jedoch nicht geschaffen. Möglicherweise wird aber die Ausprägung neuer Pfade erschwert, weshalb eine Bewertung von „0“ bis „-“ gewählt wird. Es ist jedoch auch hinzuzufügen, dass nicht vom Neubau von Pipelines ausgegangen wird, sondern lediglich von der Weiternutzung bestehender Pipelines. Daher wird hier, abweichend von den anderen Pipelinebewertungen, keine Verschlechterung gegenüber der Option des Schiffstransports des gleichen Produkts gesehen.

Energiesystemstabilität

Bezüglich der Energiesystemstabilität können mit Fischer-Tropsch-Produkten die bestehenden, breit etablierten Vorratshaltungen für Mineralöl (inklusive der hierfür vorhandenen Speicher) weiterhin genutzt werden, was die Flexibilität des Energiesystems unterstützen kann. Zudem entsteht kein zusätzlicher Energiebedarf in Europa beziehungsweise Deutschland, wenn Fischer-Tropsch-Produkte importiert werden. Daher werden insgesamt tendenziell positive Auswirkungen erwartet, weshalb eine Bewertung mit „+“ vergeben wird.

Umweltwirkungen

Da Fischer-Tropsch-Produkte im Fall einer Pipelineleckage ein vergleichbar hohes Schadenspotenzial für Boden, Flora, Fauna und Grundwasser aufweisen, wie dies bei Zwischenfällen mit Rohöl oder Mineralölprodukten der Fall ist, erfolgt eine Bewer-

tung mit „-“ bis „--“. Sie fällt damit etwas besser aus als für den Schiffstransport, weil eine „Ölpest“ an Land zwar mit der Gefahr der Bodenverseuchung und einer erheblichen Grundwassergefährdung einhergeht, aber wesentlich besser handhabbar ist als eine Ölpest auf See, wo sich das Öl innerhalb kurzer Zeit weiträumig verbreiten kann.

Sicherheit

Das Potenzial für Gefährdungen von Menschen und Sachgütern beim Umgang mit Fischer-Tropsch-Produkten ist gering. Als Flüssigkeiten sind sie sehr sicher in der Handhabung und es besteht nur ein sehr geringes Risiko der Selbstentzündung beziehungsweise für Explosionen. Als Kohlenwasserstoffe besitzen Fischer-Tropsch-Produkte ein eher träges Reaktionsverhalten, was der Sicherheit im Umgang sehr zuträglich ist und daher hier zu einer Gesamtbewertung mit „+“ führt.

3 Zusammenfassende Bewertungsübersicht

	Umsetzungshorizont	vorhandene Import- infrastruktur	politisch- gesetzlicher Rahmen	Pfad- abhängig- keiten/ Lock-ins	Energie- system- stabilität	Umwelt- wirkungen	Sicherheit
gasförmiger Wasserstoff per Pipeline umgerüstet	+	0	+	0	+	++	0
(3 - 5 Jahre)							
gasförmiger Wasserstoff per Pipeline Neubau	-	-	0	0	+	++	0
(8 - 10 Jahre)							
Flüssigwasserstoff per Schiff	-	--	-	+	2030: 0 2050: +	++	0
(8 - 10 Jahre)							
Methan per Schiff CO ₂ aus Industrie	+	+	+	-	++	0	0
(3 - 5 Jahre)							
Methan per Schiff CO ₂ aus DAC	-	+	+	-	++	0	0
(8 - 10 Jahre)							
Methan per Pipeline CO ₂ aus Industrie	++	++	++	-	+	0	0
(0 - 2 Jahre)							
Methan per Pipeline CO ₂ aus DAC	-	++	++	-	+	0	0
(8 - 10 Jahre)							
Ammoniak per Schiff stoffliche Nutzung	++	+ bis ++	+	0	0	--	-
(0 - 2 Jahre)							

	Umsetzungshorizont	vorhandene Importinfrastruktur	politisch-gesetzlicher Rahmen	Pfadabhängigkeiten/Lock-ins	Energiesystemstabilität	Umweltwirkungen	Sicherheit
Ammoniak per Schiff mit Wasserstoffrückgewinnung	0 bis – (7 - 9 Jahre)	+	0	0	–	--	–
Ammoniak per Pipeline	– (8 - 10 Jahre)	--	0	–	0 bis –	–	0
Methanol per Schiff CO ₂ aus Industrie	++ (0 - 2 Jahre)	++	+ bis ++	+	0	0	0
Methanol per Schiff CO ₂ aus DAC	– (8 - 10 Jahre)	++	+ bis ++	+	0	0	0
Methanol per Pipeline	– bis -- (ca. 10 Jahre)	--	+	0	0	0	+
LOHC per Schiff H ₂ -Rückgewinnung zentral	– (8 - 10 Jahre)	0 bis +	+	–	–	--	+ bis ++
LOHC per Schiff H ₂ -Rückgewinnung dezentral	– (8 - 10 Jahre)	0 bis +	+	--	0	--	+ bis ++
Fischer-Tropsch-Produkt per Schiff CO ₂ aus Industrie	++ (0 - 2 Jahre)	++	++	0 bis –	+	--	+
Fischer-Tropsch-Produkt per Schiff CO ₂ aus DAC	– (8 - 10 Jahre)	++	++	0 bis –	+	--	+
Fischer-Tropsch-Produkt per Pipeline CO ₂ aus Industrie	++ (0 - 2 Jahre)	++	++	0 bis –	+	– bis --	+
Fischer-Tropsch-Produkt per Pipeline CO ₂ aus DAC	– (8 - 10 Jahre)	++	++	0 bis –	+	– bis --	+

Tabelle 28: Gesamtüberblick über die qualitative Bewertung der Transportoptionen

III. Beispielpfade für den Transport von grünem Wasserstoff bis 2030

Teilpaket Länderanalysen

1 Hintergrund und Methodik

Die generische Analyse der möglichen Transportoptionen für Wasserstoff und seine Syntheseprodukte (siehe Kapitel I und II) dient vor allem dem Vergleich untereinander und der Bewertung ihrer Vor- und Nachteile für die potenzielle Bedienung einer wachsenden Wasserstoffnachfrage in Deutschland. Um darüber hinaus explizit auf einzelne, mögliche Transportrouten und deren kurzfristige Erschließbarkeit eingehen zu können, ist jedoch auch eine Analyse der Gegebenheiten in den Partnerländern erforderlich, in denen der grüne Wasserstoff und gegebenenfalls auch seine zu transportierenden Folgeprodukte produziert werden. Anhand eines einheitlichen Bewertungskatalogs, auf den im Folgenden genauer eingegangen wird, können diese zusätzliche Informationen über die Ausgangspunkte der zu analysierenden Importrouten nach Deutschland erhoben werden.

Im Kontext des Analysepapiers der AG „Wasserstoffwirtschaft 2030“ wurde zur Darstellung von Beispielpfaden eine Länderanalyse für acht exemplarische Länder durchgeführt, die von den AG-Mitgliedern stellvertretend für bestimmte Exportregionen ausgewählt wurden. Die Auswahl der zu untersuchenden Länder ist dabei so getroffen worden, dass eine möglichst große Bandbreite an Transportvektoren, Transportwegen und Transportdistanzen abgebildet werden kann. Weitere wichtige Aspekte, die Eingang in die Analyse fanden, sind bereits bestehende enge Lieferbeziehungen (wie sie beispielsweise zwischen Deutschland und Brasilien existieren), die Erschließung neuer Wertschöpfungsoptionen für Länder beziehungsweise Wirtschaftssysteme, die aktuell stark auf dem Export von fossilen Energieträgern beruhen (wie unter anderem Saudi-Arabien oder teilweise auch Südafrika), geostrategische Überlegungen und die Weiternutzung bestehender Infrastrukturen (wie im Fall der Ukraine), die kurzfristige Ausschöpfung von erneuerbaren Energiepotenzialen auch innerhalb Europas (wie im Fall Spaniens) sowie die Nutzung von Wasserstoff als Anreiz zur Stärkung von Handelsbeziehungen (wie zum Beispiel zwischen Europa und unterschiedlichen Regionen Afrikas, hier am Beispiel von Marokko und Südafrika).

Die Analyse bezieht sich jeweils auf Einzelländer und ist somit auch nur für diese individuell aussagekräftig. Allerdings wurden die Länder gezielt so gewählt, dass sie beispielhaft für potenzielle Partner in bestimmten Weltregionen stehen. Spanien repräsentiert hier die Iberische Halbinsel, Saudi-Arabien die Arabische Halbinsel, Marokko steht für die Maghreb-Staaten, Brasilien repräsentiert Südamerika und Südafrika steht für Subsahara-Afrika. Keinesfalls ist mit dieser Auswahl ein Anspruch auf Vollständigkeit verbunden. Die getroffene Wahl der Länder darf daher auch explizit nicht als Empfehlung für oder gegen Partnerschaften mit einzelnen Ländern verstanden werden. Vielmehr verdeutlichen die für Regionen stehenden Beispielländer das breite Spektrum an potenziellen Kooperationspartnern. Hinzu kommt, dass die gewählten Beispiele dazu dienen, die im Folgenden dargestellte Methodik zur schnellen Einstiegsanalyse in die Länderbewertung auf ihre Funktionalität hin zu prüfen.

Das Ziel der AG-Arbeiten zur Länderanalyse war zunächst, eine möglichst quantitative, nachvollziehbare Datengrundlage für die Bewertung der einzelnen Länder beziehungsweise der Transportoptionen für grünen Wasserstoff oder dessen Syntheseprodukte aus diesen Ländern zu schaffen. Hierzu wurde zunächst ein einheitliches Kriterienset entwickelt. Es umfasst mit den acht Kriterien

- 1) Stromerzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien,
- 2) (emissionsbezogene) Nachhaltigkeit des Energiesystems,
- 3) technisches Wasserstoffexportpotenzial ⁵⁷,
- 4) Transportbedingungen für Wasserstoff beziehungsweise PtX-Produkte,
- 5) Investitions- und Versorgungssicherheit,
- 6) Chancen für deutsche Unternehmen,
- 7) Export Readiness und
- 8) gesellschaftliche Akzeptanz

sowohl techno-ökonomische als auch sozio-ökonomische Aspekte.

Die einzelnen Bewertungskriterien werden durch ein eigens entwickeltes Indikatoren-system gestützt. Die Einzelbewertungen der zugrunde liegenden spezifischen Indikatoren werden zu einer Gesamteinschätzung des jeweiligen Kriteriums zusammengeführt. Die Anzahl der Indikatoren variiert dabei je nach Kriterium, um ein möglichst vollständiges Bild der einzelnen Kriterien zu zeichnen und weil nicht für alle Kriterien dasselbe Aggregationslevel verfügbar war beziehungsweise zielführend schien. Das Indikatorenset wird dabei ausschließlich aus öffentlich zugänglichen und anerkannten Datenquellen gespeist. Dies ist dem Ziel geschuldet, eine hohe Vergleichbarkeit der Ergebnisse untereinander zu gewährleisten, ohne jene Regionen zu bevorzugen, die eine höhere Informationsdichte beziehungsweise Datenverfügbarkeit aufweisen. Es ist jedoch anzumerken, dass die Wahl der allgemein zugänglichen Datenquellen zwar die angestrebte hohe Vergleichbarkeit zulässt, sie jedoch bei einzelnen Indikatoren nicht die für eine vertiefte Einzelfallbetrachtung erforderliche Passgenauigkeit liefert. Dies scheint vor dem Hintergrund, dass die Länderanalyse dem Einstieg in die Länderbewertung dient, eine Veranschaulichung der Transportoptionen ermöglichen soll und die Auswahl explizit keine Empfehlung für den Aufbau einzelner Wasserstofflieferbeziehungen darstellt, angemessen.

Im Rahmen der Festlegung des Bewertungssystems wurde bewusst keine Gewichtung der acht Kriterien untereinander vorgenommen, da eine solche Schwerpunktsetzung den Charakter von Empfehlungen hätte, was nicht intendiert war. Es handelt sich also um ein einfaches Nebeneinanderstellen der analysierten Aspekte auf der Ebene der Bewertungskriterien. Bei den verwendeten Indikatoren für die einzelnen Kriterien wurde ebenfalls so weit wie möglich mit einer gleichen Gewichtung gearbeitet, solange eine Gleichgewichtung nicht zu einer offensichtlichen Überbewertung einzelner Indikatoren geführt hat. Diese weitgehende Gleichgewichtung erwies sich in einer Sensitivitätsanalyse als robust, da die resultierenden Abweichungen in-

⁵⁷ 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 darüber hinausgehender Daten jeweils eine eigenständige Bewertung vor. Diese Korrelation ist bei der Betrachtung des Netzdiagramms zu berücksichtigen.

nerhalb des Indikatorensystems zu keiner grundlegenden Veränderung der Bewertung auf der aggregierten Kriterienebene führten.

Die hier vorliegende Länderanalyse ordnet die betrachteten Länder nicht in eine vollständige internationale Analyse ein. Dies war einerseits nicht Fokus der AG-Arbeiten zur Länderanalyse, da sie lediglich Beispielpfade für die einzelnen generisch betrachteten Wasserstofftransportoptionen aufzeigen soll. Andererseits wäre dies auch nicht für alle 194 Länder weltweit möglich gewesen – aus Kapazitätsgründen und weil einige der verwendeten Datensätze nicht zu allen Ländern Angaben enthalten. Die entwickelte Bewertungsmethodik lässt daher einen relativen Vergleich der betrachteten Länder untereinander zu und kann bei Bedarf zugleich auf weitere Länder ausgeweitet werden, sofern für diese die entsprechenden Datenquellen zur Verfügung stehen.

Bevor die Ergebnisse für einzelne Indikatoren zusammengefasst werden konnten, war ein Normierungsverfahren anzuwenden, denn die Indikatoren werden teils in unterschiedlichen Einheiten gemessen und sind somit nicht immer direkt miteinander vergleichbar. Im Anschluss an die Normierung werden die Werte der Unterindikatoren zu den jeweiligen Hauptindikatoren zusammengefasst, indem sie abhängig von der Datenlage berechnet oder basierend auf einer Datengrundlage geschätzt und in ein Punktesystem von 1 bis 5 Punkten (1 = schlechtestes Ergebnis; 5 = bestmögliches Ergebnis) überführt und so vergleichbar gemacht werden. Durch dieses Verfahren werden die in den unnormierten Indikatorenergebnissen teilweise großen Abstände der Länder untereinander nicht nur berücksichtigt, sondern auch vergleichbar gemacht. Abschließend wurden die vergebenen Punkte mithilfe des Prinzips aus Tabelle 29 in ein Bewertungssystem von -- bis ++ überführt.

Bewertungssystem					
Punkte	1	2	3	4	5
Skala	--	-	0	+	++

Tabelle 29: Überführung der Punktbewertung in die abschließende Gesamtbewertung

Die über die dargestellte Methodik erarbeiteten, vorläufigen Ergebnisse der Länderbewertung wurden durch die Expert*innen der AG „Wasserstoffwirtschaft 2030“ in einem Workshop detailliert geprüft. An manchen Punkten wichen deren Einschätzungen von den Ergebnissen der quantitativen Länderbewertung ab. In diesen Fällen wurden innerhalb des Expert*innenkreises Korrekturfaktoren festgelegt und auf das berechnete Ergebnis angewandt, um zu einem Endergebnis zu kommen, das auf Basis einer unabhängigen, frei zugänglichen Datenbasis berechnet wurde und gleichzeitig das Expert*innenwissen in der AG abbildet.

Es ist zu betonen, dass die gewählte exemplarische Länderdarstellung eine Momentaufnahme mit Blick auf die für die Analyse ausgewählten Aspekte darstellt. Sie basiert auf dem zum Zeitpunkt der Analyse, dem Frühsommer 2021, zur Verfügung stehenden Datenbestand. Eine Verallgemeinerung der Bewertungsergebnisse

über die betrachteten Bewertungsaspekte und den Bewertungszeitpunkt hinaus ist dementsprechend NICHT angemessen.

Im Rahmen der Länderanalyse wird die Bereitstellung des zu transportierenden Wasserstoffs in den Prozessketten der Beispielpfade insofern einbezogen, als dass die Erzeugungsbedingungen für Wasserstoff auf Basis erneuerbaren Stroms in den einzelnen Ländern ebenso wie die vorhandene Exportinfrastrukturen als Bewertungskriterien Berücksichtigung finden. Einer individuellen Standortbewertung unter Beachtung sämtlicher technischer und geografischer Details entspricht dies jedoch ausdrücklich nicht. Letzteres war nicht Ziel der vorliegenden Analyse, weil sie auf einen robusten und zugleich schnellen Einstieg bei überschaubarem Aufwand ausgerichtet ist und dementsprechend nicht auf tiefergehenden Analysen oder Detailwissen von Akteuren aus den untersuchten Ländern beispielsweise zu den vorhandenen Infrastrukturen im jeweiligen Land (Stromnetze, Straßen usw.) fußt. Hinzu kommt, dass die vorliegenden Länderanalysen nur die Betrachtung der potenziellen Exportländer aus der Perspektive Deutschlands beinhalten, weil eine ausgewogene Darstellung in Zusammenarbeit mit entsprechenden Akteuren vor Ort im Rahmen der AG nicht zu leisten war. Mit dem Kriterium „gesellschaftliche Akzeptanz“ wurde allerdings versucht, die Perspektive des jeweiligen Exportlandes einzubeziehen – wohlwissend, dass dies nur ein erster Ansatz der Berücksichtigung der Interessen der Menschen vor Ort sein kann. Insbesondere für weitergehende Aktivitäten zur Etablierung von Wasserstoffpartnerschaften ist es daher unabdingbar, den Austausch mit Akteuren vor Ort wesentlich zu vertiefen, um die Sichtweisen der möglichen Partner auf zukünftige Kooperationen einbeziehen zu können und ihnen auf diese Weise tatsächlich auf Augenhöhe zu begegnen. Somit gibt die vorliegende Bewertung erste Hinweise, worauf aus deutscher Sicht bei der Anbahnung und Etablierung von Länderkooperationen ein besonderes Augenmerk zu richten ist. Eine vollumfängliche Bewertung der Länder, Potenziale und Kosten ersetzt sie entsprechend nicht. Dafür sind detailliertere Standortanalysen unter Einbeziehung der Perspektiven und Ziele des jeweiligen Landes nötig.

2 Kriterienraster im Detail

2.1 Kriterium 1: Stromerzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien

Stromerzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien (EE)

Indikatoren: A. EE-Potenzial | B. EE-Optionen

Gewichtung: A. 80 % | B. 20 %

Kurzbeschreibung: Das Kriterium erfasst, mit welchen Technologien und in welchen Mengen im Exportland erneuerbarer Strom erzeugt werden kann. Je höher das Erzeugungspotenzial der im Land verfügbaren erneuerbaren Energien (Photovoltaik, Windenergie an Land, Offshore-Windenergie, Wasserkraft) und je höher die Anzahl der nutzbaren Optionen, desto höher die Bewertung. Im Erzeugungspotenzial ist indirekt auch die Höhe der erzielbaren Volllaststunden enthalten.

Unabhängig von der gewählten Transportoption sind die Erzeugungsbedingungen für erneuerbaren Strom ein wichtiges Bewertungskriterium bei der Analyse potenzieller Partnerländer für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland. Dabei gibt das vorhandene **EE-Potenzial** Anhaltspunkte dafür, innerhalb welcher Kostenbandbreite erneuerbarer Strom im jeweiligen Exportland voraussichtlich erzeugt werden kann, denn dies übt neben anderen Faktoren maßgeblich Einfluss auf die Erzeugungskosten des grünen Wasserstoffs aus.

Dabei ist weniger das technische Potenzial als vielmehr das tatsächlich nutzbare Potenzial zur Erzeugung erneuerbaren Stroms ausschlaggebend. Weil aktuelle Angaben zu diesen Potenzialgrößen in der Literatur nicht länderscharf verfügbar waren und eine umfassende eigenständige Erhebung im Rahmen der AG-Arbeiten nicht möglich war, wurde eine näherungsweise Bestimmung der Potenziale für die relevantesten Energieträger Photovoltaik und Windenergie an Land vorgenommen.

Das *Potenzial zur Stromerzeugung aus Photovoltaik* wurde aus dem mittleren praktischen Stromerzeugungspotenzial in kWh/kW_p/a für große Freiflächenanlagen und der potenziell für Photovoltaikanlagen nutzbaren Landesfläche (ohne polnahe Gebiete, Hindernisse, Wald- sowie landwirtschaftlich genutzte Flächen)⁵⁸ berechnet.

⁵⁸ Weltbank 2020a.

Photovoltaik

Potenzialermittlung:

mittleres praktisches Potenzial [kWh/kWp/a] * für PV nutzbare Landesfläche [km²] ⁵⁹

- 1 Punkt < 50.000
- 2 Punkte = 50.000 bis 100.000
- 3 Punkte = 100.000 bis 500.000
- 4 Punkte = 500.000 bis 1.000.000
- 5 Punkte > 1.000.000

Der *Potenzialindikator für das Stromerzeugungspotenzial durch Windkraftanlagen* an Land wird über die mittlere Leistungsdichte in W/m²/a in 100 Metern Höhe ⁶⁰ und der für Windkraftanlagen potenziell nutzbaren Landesfläche (ohne städtische, Wald- und 50 % der landwirtschaftlich genutzten Flächen) ⁶¹ berechnet.

Windenergie an Land

Potenzialermittlung:

Potenzialermittlung: mittlere Leistungsdichte Wind [W/m²] in 100 m Höhe * für Wind nutzbare Landesfläche [km²] ⁶²

- 1 Punkt < 50
- 2 Punkte = 50 bis 100
- 3 Punkte = 100 bis 200
- 4 Punkte = 200 bis 400
- 5 Punkte > 400

Die Potenzialgrößen zur Photovoltaik- und Windenergie an Land berücksichtigen somit teilweise das zur Realisierung geeignete Flächenpotenzial.

Für die Berücksichtigung der Offshore-Wind-Potenziale wurde auf eine Analyse der Weltbank zurückgegriffen, die für die analysierten Länder jeweils das Potenzial für festinstallierte und für Free-Floating-Offshore-Windenergieanlagen in Gigawatt ausweist. ⁶³ Entsprechend dem untenstehenden Bewertungsschema wurden diese ausgewiesenen Potenzialgrößen den untersuchten Ländern zugeordnet.

⁵⁹ Global Solar Atlas 2020.

⁶⁰ Global Wind Atlas 2020.

⁶¹ Weltbank 2020b.

⁶² Global Wind Atlas 2020, Weltbank 2020b.

⁶³ Weltbank 2022.

Windenergie offshore	
Bewertungsschema:	
1 Punkt	= kein Küstenzugang
2 Punkte	= wenige Küsten, schwierige Topografie
3 Punkte	= Potenzial vorhanden, kein Markt
4 Punkte	= hohes Potenzial, noch geringe Marktaktivität
5 Punkte	= sehr hohes Potenzial und/oder ausgeprägte Marktaktivität

Die Bewertung für den Indikator 1A „EE-Potenzial“ ergibt sich dann aus dem gebildeten Mittelwert der Potenzialwerte für die Photovoltaik, die Windenergienutzung an Land und die Windenergie offshore.

Einzelindikator	Gewichtung
Potenzial Photovoltaik	33,333 %
Potenzial Windenergie an Land	33,333 %
Potenzial Windenergie offshore	33,333 %

Tabelle 30: Einzelindikatoren der Indikatorengruppe 1A

Neben den beiden erneuerbaren Hauptenergiequellen Photovoltaik und Windenergie, die in jedem Land bis zu einem bestimmten Grad nutzbar erscheinen, und der Offshore-Windenergie für Küstenländer gibt es weitere Optionen der Erzeugung erneuerbaren Stroms, zu denen die Wasserkraft zählt. Da sich ihre Verfügbarkeit, nicht zuletzt aufgrund der jeweils erzielbaren Vollbenutzungsstunden, positiv auf die Stromerzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien im jeweiligen Land auswirkt, wurde der Zugang zu dieser Technologie im Indikator 1B „**EE-Optionen**“ abgebildet.

Für Photovoltaik, Windenergie an Land und Wind offshore wurde die gleiche Quellenbasis und Bewertungsmethodik wie für Indikator 1A herangezogen. Für die Wasserkraft basieren die Potenzialannahmen dagegen auf den Daten der Analyse weltweiter Energiemärkte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.⁶⁴ Folgendes Bewertungsschema kam dabei zur Anwendung.

64 BMWi 2020c.

Wasserkraft

Bewertungsschema:

- 1 Punkt = Wasser ist ein knappes Gut, keine Ausbaupotenziale vorhanden und keine Aktivitäten bekannt
- 2 Punkte = keine Ausbaupotenziale vorhanden und keine Nutzung
- 3 Punkte = keine Ausbaupotenziale vorhanden, Nutzung der vorhandenen Potenziale erfolgt
- 4 Punkte = Ausbaupotenzial vorhanden, Zubau erfolgt
- 5 Punkte = erhebliches ungenutztes Ausbaupotenzial vorhanden, umfangreicher Zubau in Planung/erfolgt

Für das Gesamtergebnis des Indikators 1B „EE-Optionen“ wurden die Punktzahlen für das Photovoltaikpotenzial, das Windenergiepotenzial an Land und offshore sowie das Wasserkraftpotenzial addiert und durch die Anzahl der berücksichtigten Optionen geteilt. Zwar sind in dieser Bewertung die Potenziale der Erzeugung erneuerbaren Stroms aus Biomasse, Geothermie, solarthermischer Stromerzeugung, Meeresenergie und weiteren möglichen Quellen nicht berücksichtigt, sie können in zukünftige Analysen aber einbezogen werden, sofern entsprechend verlässliche Potenzialdaten vorliegen.

2.2 Kriterium 2: (Emissionsbezogene) Nachhaltigkeit des Energiesystems

(Emissionsbezogene) Nachhaltigkeit des Energiesystem

Indikatoren: A. Defossilisierungsgrad Primärenergiemix | B. Defossilisierungsgrad Strommix
C. Grad der Elektrifizierung

Gewichtung: A. 40 % | B. 40 % | C. 20 %

Kurzbeschreibung: Mit dem Kriterium wird erfasst, wie nachhaltig das Energiesystem des jeweiligen Landes mit Blick auf die aktuellen Treibhausgasemissionen ist und welche Entwicklung im Exportland hinsichtlich des Erreichens der Klimaneutralität zukünftig noch vollzogen werden muss. Je weniger fossile Energien im Primärenergie- und Strommix genutzt werden, desto höher ist das Potenzial, frühzeitig Wasserstoff zu exportieren, weil dann ein rascherer Ausbau der Erzeugung erneuerbarer Energieträger über den heimischen Bedarf hinaus erfolgen kann. Ein hoher Elektrifizierungsgrad ist zudem eine Grundvoraussetzung dafür, ortsunabhängig zeitnah Wasserstoff aus erneuerbaren Energien erzeugen und exportieren zu können.

Das Kriterium 2 „(emissionsbezogene) Nachhaltigkeit des Energiesystems“ setzt sich aus drei Indikatoren zusammen. Der Defossilisierungsgrad des Primärenergiemixes soll als Gradmesser dazu dienen, wie stark die gesamte Energieversorgung eines Landes bereits auf erneuerbaren, klimaneutralen Energieträgern beruht. Je weiter die Defossilisierung bereits fortgeschritten ist, desto weniger muss im Land selbst noch getan werden, um Klimaneutralität zu erreichen. Vor diesem Hintergrund wird unterstellt: Je höher der Defossilisierungsgrad eines Landes, desto eher kann die Erzeu-

gung von grünem Wasserstoff und dessen Export beginnen, ohne die Zielsetzung des Erreichens der Klimaneutralität im jeweiligen Land zu gefährden. Für Indikator 2A „Defossilisierungsgrad Primärenergiemix“ wurde eine Status-quo-Betrachtung auf Basis der IRENA Energy Profiles ⁶⁵ herangezogen.

Defossilisierungsgrad des Primärenergiemixes (2A)

Bewertungsschema:

- 1 Punkt = Defossilisierungsgrad Primärenergie < 5 %
- 2 Punkte = Defossilisierungsgrad Primärenergie 5 bis 14 %
- 3 Punkte = Defossilisierungsgrad Primärenergie 15 bis 29 %
- 4 Punkte = Defossilisierungsgrad Primärenergie 30 bis 50 %
- 5 Punkte = Defossilisierungsgrad Primärenergie > 50 %

Ähnlich wie für Indikator 2A gilt für Indikator 2B „Defossilisierungsgrad Strommix“: Je höher der bereits erreichte Defossilisierungsgrad der Stromversorgung im jeweiligen Land, desto geringer sind die zusätzlichen Ausbaunotwendigkeiten für eine vollständig klimaneutrale Stromversorgung und desto früher scheint eine zusätzliche Erzeugung erneuerbaren Stroms für die Produktion von grünem Wasserstoff und dessen Export möglich. Für diesen Indikator erfolgte eine Status-quo-Betrachtung auf Basis der Daten aus dem REN 21 Global Status Report 2020. ⁶⁶

Defossilisierungsgrad des Strommixes (2B)

Bewertungsschema:

- 1 Punkt = Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung 0 bis 9,9 %
- 2 Punkte = Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung 10 bis 29,9 %
- 3 Punkte = Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung 30 bis 49,9 %
- 4 Punkte = Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung 50 bis 79,9 %
- 5 Punkte = Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung > 80 %

⁶⁵ IRENA 2020a.

⁶⁶ REN 21 2020.

Indikator 2A und Indikator 2B machen jeweils 40 % der Bewertung des Gesamtkriteriums aus. Hinzu kommt als dritter Indikator 2C der „Grad der Elektrifizierung“, der mit 20 % in die Gesamtwertung einfließt. Letzterer wird einerseits als Maßstab dafür herangezogen, wie entwickelt das Stromversorgungssystem ist, denn je entwickelter die Stromversorgung insgesamt ist, desto besser ist der Transport von (erheblichen) erneuerbaren Strommengen zu potenziellen Wasserstoffproduktionsstätten möglich. Auf der anderen Seite zeigt der Grad der Elektrifizierung auch, wo noch Entwicklungsdefizite in der Stromversorgung bestehen, die behoben werden müssten, bevor die Produktion von Wasserstoff für Exportzwecke nachhaltig beginnen kann. Als Datenbasis dient der Global Competitiveness Report des World Economic Forum aus dem Jahr 2019.⁶⁷

Elektrifizierungsgrad

Bewertungsschema:

- 1 Punkt = Grad der Elektrifizierung < 80 %
- 2 Punkte = Grad der Elektrifizierung > 80 %
- 3 Punkte = Grad der Elektrifizierung > 90 %
- 4 Punkte = Grad der Elektrifizierung > 99 %
- 5 Punkte = Grad der Elektrifizierung 100 %

2.3 Kriterium 3: Technisches Exportpotenzial für Wasserstoff

Technisches Exportpotenzial für Wasserstoff

Indikatoren: A. H₂-Exportpotenzial

Gewichtung: A. 100 %

Kurzbeschreibung: Das Kriterium beinhaltet eine qualitative Bewertung des möglichen technischen Potenzials für den Wasserstoffexport, basierend auf einer Gegenüberstellung des technischen Potenzials zur Erzeugung erneuerbaren Stroms mit der heutigen Strom-/Energienachfrage. Diese gibt Hinweise darauf, wie viel des vorhandenen Potenzials genutzt werden muss, um die Dekarbonisierung im jeweiligen Land selbst sicherzustellen und verweist damit dann auch auf das mögliche Exportpotenzial für Wasserstoff.

Für das Kriterium 3A „Technisches Exportpotenzial für Wasserstoff“ wird ein einzelner Indikatorenwert gebildet. Dieser stellt eine qualitative Einschätzung dar, die jedoch auch auf quantitativen Werten beruht. Hier fließt einerseits die Bewertung des Stromerzeugungspotenzials des jeweiligen Landes aus Photovoltaik und Windenergie

⁶⁷ WEF 2019.

an Land ein (siehe 2.1), ebenso wie die Bewertung des Kriteriums der (emissionsbezogenen) Nachhaltigkeit des Energiesystems (siehe 2.2). Ergänzend wird das Offshore-Erzeugungspotenzial (gegründet und floating)⁶⁸ der aktuell insgesamt installierten Stromerzeugungsleistung⁶⁹ gegenübergestellt. Da die Offshore-Windenergie in der Regel die höchsten Jahresvolllaststunden der fluktuierenden erneuerbaren Energien aufweist, erscheint hier der Vergleich auch mit konventionellen Kraftwerkskapazitäten am ehesten möglich. Für Werte unter 1,5 wird dabei unterstellt, dass mehr als das gesamte technische Offshore-Potenzial benötigt würde, um das eigene Stromsystem zu dekarbonisieren, weshalb dann kein Exportpotenzial vorhanden wäre. Hieraus ergibt sich das untere Ende der Werteskala.

Technisches Exportpotenzial für Wasserstoff

Für den Indikatorenwert werden drei Bewertungen berücksichtigt:⁷⁰

1. Bewertung des Stromerzeugungspotenzials des jeweiligen Landes aus Photovoltaik und Windenergie an Land (siehe 2.1)
2. Bewertung des Kriteriums der (emissionsbezogenen) Nachhaltigkeit des Energiesystems (siehe 2.2)
3. Verhältnis der installierten Gesamtleistung der Stromerzeugung zum vorhandenen Offshore-Windpotenzial (siehe unten)

Verhältnis der installierten Gesamtleistung der Stromerzeugung zum vorhandenen Offshore-Windpotenzial

Bewertungsschema:

- 1 Punkt = Quotient aus technischem Offshore-Potenzial und der aktuell installierten Kapazität < 1,5
- 2 Punkte = Quotient aus technischem Offshore-Potenzial und der aktuell installierten Kapazität < 2,5
- 3 Punkte = Quotient aus technischem Offshore-Potenzial und der aktuell installierten Kapazität < 3
- 4 Punkte = Quotient aus technischem Offshore-Potenzial und der aktuell installierten Kapazität < 4
- 5 Punkte = Quotient aus technischem Offshore-Potenzial und der aktuell installierten Kapazität > 4

Der Mittelwert der genannten drei Bewertungsbestandteile (Stromerzeugungspotenziale PV/Wind onshore, Nachhaltigkeit des Energiesystems, Verhältnis der installierten Gesamtleistung der Stromerzeugung zum vorhandenen Offshore-Windpotenzial) ergibt eine Rohbewertung, auf deren Basis dann die Einschätzung der Expert*innen erfolgt, die sich an dem quantitativen Wert orientieren, aber auch weitere qualitative Aspekte berücksichtigen kann.

⁶⁸ Weltbank 2020b.

⁶⁹ IRENA 2020a.

⁷⁰ Das Kriterium „technisches Exportpotenzial für Wasserstoff“ greift zwar ebenfalls auf Erkenntnisse zu den Kriterien 2.1 „Stromerzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien“ und 2.2 „(emissionsbezogene) Nachhaltigkeit des Energiesystems“ zurück, es nimmt aber unter Berücksichtigung darüber hinausgehender Daten jeweils eine eigenständige Bewertung vor.

2.4 Kriterium 4: Transportbedingungen für Wasserstoff beziehungsweise PtX-Produkte

Transportbedingungen für Wasserstoff beziehungsweise PtX-Produkte

Indikatoren: A. Transportdistanz | B. Logistics Performance Index

Gewichtung: A. 50 % | B. 50 %

Kurzbeschreibung: Mit dem Kriterium wird analysiert, wie der Transport nach Deutschland realisiert werden kann. Je geringer die Distanz ist, desto leichter ist die Realisierung, so die Annahme. Der Logistics Performance Index gibt zudem allgemein Auskunft über die aktuelle Positionierung des Landes in puncto Logistik, ohne dabei einen direkten Bezug zum Wasserstoff herzustellen.

Beim Kriterium „Transportbedingungen für Wasserstoff beziehungsweise PtX-Produkte“ geht es um die Frage der tatsächlichen zeitnahen Realisierungsmöglichkeiten eines Wasserstoffimports nach Deutschland. Daher werden hier zwei Indikatoren betrachtet, die in die Bewertung des Kriteriums jeweils gleichwertig einfließen. Dies ist zunächst der Indikator 4A „Transportdistanz“, ausgewiesen als Distanz in Kilometern nach Deutschland auf dem Seeweg beziehungsweise als Distanz in Kilometern nach Deutschland per Pipeline. Wenn beide Optionen zur Verfügung stehen, wird die kürzere Distanz per Pipeline berücksichtigt, da der Seeweg in diesem Fall meist nur eine zusätzliche Option darstellt, zum Beispiel wenn der Pipelinebau nicht realisierbar ist. Wird der Seeweg präferiert, wäre für das jeweilige Land die Bewertung entsprechend anzupassen. Gleichmaßen kann die Bewertungslogik auch für andere Länder als das Zielland Deutschland angewandt werden, sofern dann deren jeweilige Transportdistanzen herangezogen werden.

Transportdistanz

Bewertungsschema:

- 1 Punkt = Transportdistanz (kürzere Option Seeweg oder Pipeline) > 10.000 km
- 2 Punkte = Transportdistanz (kürzere Option Seeweg oder Pipeline) 7.500 bis 10.000 km
- 3 Punkte = Transportdistanz (kürzere Option Seeweg oder Pipeline) 5.000 bis 7.500 km
- 4 Punkte = Transportdistanz (kürzere Option Seeweg oder Pipeline) 3.000 bis 5.000 km
- 5 Punkte = Transportdistanz (kürzere Option Seeweg oder Pipeline) < 3.000 km

Den zweiten Teil des Kriteriums stellt mit Indikator 4B der „Logistics Performance Index“ dar. Dieser wird in zweijährigem Rhythmus von der Weltbank erstellt und umfasst folgende Kriterien: ⁷¹ Effizienz der Zoll- und Grenzverwaltungsabfertigung; Qualität der Handels- und Transportinfrastruktur; Befähigung, internationale Frachten kostengünstig abzufertigen; Qualität der logistischen Dienstleistungen; Fähigkeit zur (Rück-)Verfolgung von Sendungen sowie Pünktlichkeit von Lieferungen. Er wird deshalb verwendet, weil eine gut ausgebaute und funktionierende Logistikinfrastruktur für die Produktion und insbesondere den Handel mit grünem Wasserstoff und möglichen Transportmedien wie Ammoniak, Methanol, LOHC oder synthetischen Fischer-Tropsch-Produkten von besonderer Bedeutung ist. Der Logistics Performance Index wird unabhängig vom zu transportierenden Gut erhoben und bildet damit die im jeweiligen Land gegebenen Grundvoraussetzungen für die Entwicklung einer möglichen Import-Export-Beziehung mit Deutschland für grünen Wasserstoff ab. Die Bewertung erfolgt dabei analog zu den Ergebnissen im Logistics Performance Index der Weltbank, die unmittelbar in einer Skala von 1 bis 5 Punkten ausgewiesen werden. ⁷²

2.5 Kriterium 5: Investitions- und Versorgungssicherheit

Investitions- und Versorgungssicherheit

Indikatoren: A. Investitionssicherheit | B. Demokratieindex | C. Stabilität

Gewichtung: A. 33 % | B. 33 % | C. 33 %

Kurzbeschreibung: Mit dem Kriterium wird erfasst, wie sicher die Bedingungen für Investitionen sind. Zudem bildet das Kriterium durch die Indikatoren B und C bis zu einem gewissen Grad die Versorgungssicherheit ab, wenn aus diesem Land Rohstoffe bezogen werden.

Kriterium 5 bietet eine Bewertungsbasis für die Investitions- und Versorgungssicherheit im jeweiligen Exportland, wobei mit drei Indikatoren gearbeitet wird, die diese in unterschiedlicher Art und Weise adressieren und hierbei sowohl ökonomische als auch politische Rahmenbedingungen einbeziehen. Letztere sind jeweils besonders wichtige Faktoren für den Aufbau von partnerschaftlichen Kooperationen hin zur Produktion und zum Export von grünem Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten. Generell müssen die ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen in potenziellen Partnerländern stabil genug für die Initiierung, den Aufbau und die dauerhafte Durchführung von Projekten sein, das heißt ein sicheres Umfeld für Investoren beziehungsweise Investitionssicherheit bieten. Der Indikator 5A „Investitionssicherheit“ ist ein aus sieben Unterindikatoren aggregierter Wert. Die große Anzahl an Unterindikatoren versucht hierbei, die Komplexität und Vielzahl an Einflussgrößen abzubilden. Sie und ihre jeweilige Gewichtung sind in Tabelle 32 aufgelistet.

⁷¹ Weltbank 2018.

⁷² Weltbank 2018.

Unterindikatoren der Investitionssicherheit	Gewichtung
Eigentumsrechte (Property Rights)	17,5 %
Schutz geistigen Eigentums (Intellectual Property Protection)	17,5 %
Makroökonomische Stabilität	12,5 %
Solidität von Banken (Soundness of Banks)	12,5 %
Bonitätsbewertungen (Credit Ratings)	10 %
Korruptionswahrnehmungsindex (Corruption Perception Index)	17,5 %
Climate Risk Index	12,5 %

Tabelle 31: Unterindikatoren des Indikators 5A „Investitionssicherheit“

Da im Rahmen dieses Projekts keine umfassenden eigenen Arbeiten zur Bewertung von politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen vorgenommen werden konnten, basieren die meisten in diesem Bereich berücksichtigten Einzelindikatoren auf Analysen beziehungsweise Indikatoren des World Economic Forum.⁷³ Da die Durchsetzung beziehungsweise Sicherung von „Eigentumsrechten“ (inklusive Vermögenswerten) und der „Schutz des geistigen Eigentums“ wichtige Aspekte beziehungsweise Entscheidungskriterien für zukünftige Investoren darstellen dürften und folglich im Kontext der Investitionssicherheit relevant sind, wurden diese Unterindikatoren ebenso wie der Corruption Perception Index von Transparency International (*Korruptionsindex*)⁷⁴ zur Bewertung der politischen Absicherung der Investitionssicherheit herangezogen. Zur Prüfung der Stabilität wirtschaftlicher Rahmenbedingungen werden die Unterindikatoren „Makroökonomische Stabilität“, „Bonitätsbewertungen“ und die „Solidität der Banken“ herangezogen, wobei für die Abbildung der makroökonomischen Stabilität sowie der Solidität der Banken die entsprechenden Indikatorenwerte aus dem Global Competitiveness Report des World Economic Forum aus dem Jahr 2019⁷⁵ übernommen wurden. Die Bonitätsbewertung erfolgte über eine Auswertung der jeweiligen Credit Ratings der Ratingagenturen S&P, Fitch und Moody's.⁷⁶ Als weiterer aktueller Aspekt der Investitionssicherheit fließt der „Climate Risk Index“ von Germanwatch⁷⁷ ein, der für die jeweiligen Länder (aus einer finanziellen Perspektive) Extremwetterereignisse bewertet. Die Ergebnisse des Climate Risk Index geben Hinweise darauf, in welchen Ländern zunehmend mit größeren Weterschäden gerechnet werden muss beziehungsweise wo vermehrt Maßnahmen zur Anpassung an den Klimawandel getroffen werden müssen. Er bildet in der vorliegenden Analyse somit Kostenrisiken durch den Klimawandel an potenziellen Produktionsstandorten für grünen Wasserstoff ab.

⁷³ WEF 2019.

⁷⁴ Transparency International 2022.

⁷⁵ WEF 2019.

⁷⁶ Börsen-Zeitung 2020.

⁷⁷ Germanwatch 2019.

Unterindikatoren der Investitionssicherheit

Bewertungsschemata:

Sicherung von Eigentumsrechten, Schutz des geistigen Eigentums, Solidität der Banken:

Rechnerische Übertragung der Ergebnisse aus dem Punktesystem von 1 bis 7 des Global Competitiveness Report des World Economic Forum aus dem Jahr 2019 ⁷⁸ in das Punktesystem von 1 bis 5.

Makroökonomische Stabilität: Bewertung der Score-Werte aus dem Global Competitiveness Report ⁷⁹ nach folgendem Schema:

1 Punkt < 60

2 Punkte = 60 bis 69

3 Punkte = 70 bis 84

4 Punkte = 85 bis 99

5 Punkte = 100

Für die Bewertung der Bonität (Credit Rating) wurden die in den Einzelratings erreichten Punktzahlen addiert. Die Summe wurde für die Einordnung ins Bewertungsschema von 1 bis 5 durch den Faktor 10 geteilt.

Korruptionswahrnehmungsindex: Bewertung der Score-Werte aus dem Global Competitiveness Report ⁸⁰ nach folgendem Schema. Nachrichtlich: Das beste Land erreicht 88 von 100 Punkten.

1 Punkt = 0 bis 35

2 Punkte = 36 bis 50

3 Punkte = 51 bis 64

4 Punkte = 65 bis 80

5 Punkte = 81 bis 100

Climate Risk Index (CRI): ⁸¹ Nutzung der angegebenen Werte aus den CRI von 1999 bis 2018.

Bewertungsschema:

1 Punkt = 0 bis 20

2 Punkte = 21 bis 59

3 Punkte = 60 bis 89

4 Punkte = 90 bis 119

5 Punkte = > 120

⁷⁸ World Economic Forum 2019.

⁷⁹ World Economic Forum 2019.

⁸⁰ World Economic Forum 2019.

⁸¹ Germanwatch 2019.

Für den zweiten Indikator 5B „Demokratieindex“ wurden neben den vom Economist⁸² veröffentlichten Daten noch zwei ergänzende Aspekte einbezogen, nämlich die „juristische Unabhängigkeit“⁸³ und die „Pressefreiheit“⁸⁴. Dabei ging der Demokratieindex des Economist mit 50 % in den Indikatorenwert ein und die beiden anderen Aspekte mit jeweils 25 %.

Unterindikatoren des Demokratieindex

Bewertungsschemata:

Der **Demokratieindex** des Economist vergibt einen Score-Wert zwischen 1 und 10. Dabei wurde folgende Bewertung unterstellt: < 4 Authoritarian Regime; 4 bis 6 Hybrid Regime; 6 bis 8 Flawed Democracy; 8 bis 10 Full Democracy. Um diesen in das hier verwendete Bewertungssystem zu überführen, wurde folgendes Schema verwendet:

1 Punkt = 1 bis 3,99

2 Punkte = 4 bis 4,99

3 Punkte = 5 bis 5,99

4 Punkte = 6 bis 7,99

5 Punkte > 8

Für die Bewertung der **juristischen Unabhängigkeit** wurde die Bewertung von WEF 2019 von dem dort verwendeten Punkteschema von 1 bis 7 rechnerisch in das hier verwendete Punkteschema von 1 bis 5 überführt.

Für die **Pressefreiheit** wurden die von WEF 2019⁸⁵ aufgeführten Score-Werte nach folgendem Schema in das Punktesystem überführt:

1 Punkt < 50

2 Punkte = 50 bis 59,9

3 Punkte = 60 bis 69,9

4 Punkte = 70 bis 79,9

5 Punkte = 80 bis 100

Aus dem Global Competitiveness Report⁸⁶ wurde für den dritten hier verwendeten Indikator 5C „Stabilität“ die politische Stabilität (Government Ensuring Policy Stability) herangezogen. Das verwendete Punkteschema von 1 bis 7 wurde erneut rechnerisch in das für die Länderanalyse verwendete Punktesystem von 1 bis 5 überführt.

⁸² Economist 2021.

⁸³ WEF 2019.

⁸⁴ WEF 2019.

⁸⁵ WEF 2019.

⁸⁶ WEF 2019.

2.6 Kriterium 6: Chancen für deutsche Unternehmen

Chancen für deutsche Unternehmen

Indikatoren: A. Ease of Doing Business | B. Expert*inneneinschätzung

Gewichtung: A. 40 % | B. 60 %

Kurzbeschreibung: Bewertung, inwieweit durch den Aufbau einer Wertschöpfungskette mit einem Land Exportchancen für deutsche Unternehmen entstehen, beispielsweise durch neue Märkte für Technologien, Anlagen oder Ausbildungsangebote.

Für die Bewertung der ökonomischen Rahmenbedingungen in potenziellen Partnerländern und damit für die „Chancen deutscher Unternehmen“ im Ausland (Kriterium 6) werden zwei Indikatoren genutzt. Zunächst erfolgt die Bewertung über den Indikator „Ease of Doing Business“, der sich zu 67 % aus dem Ease-of-Doing-Business-Ranking⁸⁷ und zu 33 % aus dem aktuellen Handelsumfang mit Deutschland (Status quo/Import nach Deutschland, Export aus Deutschland, Handelssaldo mit dem jeweiligen Land), entnommen aus den Daten des Statistischen Bundesamts, zusammensetzt.⁸⁸ Mit dem regelmäßig erscheinenden Score-Ranking der Weltbank wird unter anderem bewertet, wie die Staaten die Gründung von Unternehmen ermöglichen, wie einfach Baugenehmigungen erteilt werden, wie die Kreditvergabe geregelt ist oder wie der grenzüberschreitende Handel ermöglicht wird.

Ease-of-Doing-Business-Ranking

Bewertungsschema:

1 Punkt < 50

2 Punkte = 50 bis 59,9

3 Punkte = 60 bis 69,9

4 Punkte = 70 bis 79,9

5 Punkte = 80 bis 100

⁸⁷ Weltbank 2019.

⁸⁸ Statistisches Bundesamt 2022.

Für die Berücksichtigung des Handelsumfangs wurde zunächst das Export-/Import-Saldo gebildet und dieses dann auf das BIP in Deutschland bezogen.

Handelsumfang
Bewertungsschema:
1 Punkt = Handelsumfang mit dem Land bezogen auf das BIP in Deutschland < 0,25 %
2 Punkte = Handelsumfang mit dem Land bezogen auf das BIP in Deutschland 0,25 bis 1 %
3 Punkte = Handelsumfang mit dem Land bezogen auf das BIP in Deutschland 1 bis 2 %
4 Punkte = Handelsumfang mit dem Land bezogen auf das BIP in Deutschland 2 bis 5 %
5 Punkte = Handelsumfang mit dem Land bezogen auf das BIP in Deutschland > 5 %

Als zweiter Indikator wurde eine Expert*inneneinschätzung aus dem Kreis der AG „Wasserstoffwirtschaft 2030“ zu den Chancen der Unternehmen in den jeweiligen Ländern eingeholt. Diese Bewertung floss zu 60 % in das Kriterium „Chancen für deutsche Unternehmen“ ein.

2.7 Kriterium 7: Export Readiness

Export Readiness
Indikatoren: A. Energiepartnerschaften B. Wasserstoffstrategien C. bestehende Exportinfrastrukturen D. Akzeptanz für Ausbau von erneuerbaren Energien vor Ort
Gewichtung: A. 25 % B. 25 % C. 25 % D. 25 %
Kurzbeschreibung: Mit dem Kriterium wird erfasst, wie schnell das Land für den Export von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern bereit wäre. Neben politischen Aspekten zählen vor allem vorhandene Infrastrukturen sowie genügend Fachleute für deren Bau und Unterhalt dazu.

Das Kriterium 7 „Export Readiness“ setzt sich aus vier Indikatoren zusammen, die alle gleichwertig mit 25 % in die Gesamtbewertung des Kriteriums einfließen. Im Rahmen der Export Readiness sollen auf unterschiedlichen Ebenen Faktoren, die eine schnelle Aufstellung als Wasserstoffexportnation beschleunigen oder verzögern können, abgebildet werden.

Der Indikator 7A „Energiepartnerschaften“ bezieht sich vor allem auf die politische Ebene und hier explizit die internationale Vernetzung und Zusammenarbeit im Themenfeld Energie. Als Datenbasis wurde der Jahresbericht 2019 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zu Energiepartnerschaften und Energiedialogen⁸⁹ herangezogen, und die Bewertung erfolgte dabei anhand des folgenden Maßstabs.

Energiepartnerschaften	
Bewertungsschema:	
1 Punkt	= keine Energiepartnerschaften; keine internationalen Handelsbeziehungen für Energie
2 Punkte	= keine Energiepartnerschaften, aber Energieimport/-exportbeziehungen
3 Punkte	= Energiedialoge zur Vorbereitung von Energiepartnerschaften
4 Punkte	= bestehende Energiepartnerschaft
5 Punkte	= bestehende Energiepartnerschaft u.a. mit Fokus auf Wasserstoff bzw. EU-Mitgliedstaat

Der Indikator 7B „Wasserstoffstrategien“ zielt ebenfalls auf die politische Ebene ab, nimmt allerdings unmittelbar das Thema (grünen) Wasserstoff in den Fokus. Hier steht die Frage im Mittelpunkt, ob und wie intensiv sich ein Land bereits mit dem Thema (grüner) Wasserstoff auseinandergesetzt hat und ob bereits explizite Planungen in Richtung Produktion und Nutzung usw. bestehen. Als Datenbasis wurde eine Studie für den World Energy Council Germany (WEC) herangezogen, die für ausgewählte Länder deren Wasserstoffstrategien analysiert.⁹⁰ Auch hier wurde ein Bewertungsschema entwickelt, das sich wie folgt darstellt.

Wasserstoff-Roadmaps beziehungsweise -strategien	
Bewertungsschema:	
1 Punkt	= keine Aktivitäten im Bereich Wasserstoff
2 Punkte	= Unterstützung von Pilot-/Demonstrationsprojekten beziehungsweise erste Aktivitäten zu (grünem) Wasserstoff
3 Punkte	= Roadmap in Erstellung (frühes Stadium), aber keine Angaben, ob Fokus grüner Wasserstoff
4 Punkte	= Roadmap mit Fokus grüner Wasserstoff in Erstellung
5 Punkte	= Roadmap/Strategie mit Fokus grüner Wasserstoff liegt vor

Der Indikator 7C „bestehende Exportinfrastrukturen“ zielt auf die Gegebenheiten auf der technischen und ökonomischen Ebene ab. Über drei Unterindikatoren wird die bestehende Exportsituation im betrachteten Land abgebildet. Das Handelsvolumen

⁸⁹ BMWi 2020b.

⁹⁰ Albrecht et al. 2020.

wird hierbei über den Container Throughput⁹¹ dargestellt. Der so ermittelte Wert fließt zu 50 % in die Bewertung der bestehenden Exportinfrastrukturen ein. Darüber hinaus geht das Handelsvolumen mit Mineralöl zu 25 % in die Bewertung ein, ebenso wie das Handelsvolumen mit Erdgas mit 25 % einfließt. Die beiden letztgenannten Aspekte geben Aufschluss darüber, wie viel Erfahrung im Energiehandelsbereich sowohl auf ökonomischer als auch auf technischer Seite gegeben ist. Zudem können gegebenenfalls bereits vorhandene Exportinfrastrukturen umgerüstet und weitergenutzt werden.

Bestehende Handelsvolumina als Indikation für vorhandene Exportinfrastrukturen

Bewertungsschema:

Handelsvolumen (in TEU: Twenty-foot Equivalent Unit):

- 1 Punkt < 1 Mio.
- 2 Punkte = 1 bis 4,99 Mio.
- 3 Punkte = 5 bis 9,99 Mio.
- 4 Punkte = 10 bis 30 Mio.
- 5 Punkte = > 30 Mio.

Mineralölhandel

- 1 Punkt = weder im Import noch im Export tätig
- 2 Punkte < 10.000 kt
- 3 Punkte = 10.000 bis 99.999 kt
- 4 Punkte = 100.000 bis 1.000.000 kt
- 5 Punkte > 1.000.000 kt

Erdgashandel

- 1 Punkt = weder im Import noch im Export tätig
- 2 Punkte < 50.000 TJ
- 3 Punkte = 50.000 bis 500.000 TJ
- 4 Punkte = 500.001 bis 2.000.000 TJ
- 5 Punkte > 2.000.000 TJ

Als vierter Indikator 7D fungiert der „Human Development Index“, um abzubilden, dass zur Export Readiness auch der erforderliche Zugang zu gut ausgebildeten Fachkräften gehört. Als Datenbasis dient der Human Development Index des United Nations Development Programme.⁹² Dieser berücksichtigt u.a. die Lebenserwartung,

⁹¹ UNCTAD STAT 2020.

⁹² UN 2019.

den Zugang zu Bildung, das Bildungsniveau und das Bruttoinlandsprodukt. Die Bewertung erfolgt anhand der Platzierung im weltweiten Ranking.

Human Development Index	
Bewertungsschema:	
1 Punkt	= Rang 189 bis 141
2 Punkte	= Rang 140 bis 106
3 Punkte	= Rang 105 bis 71
4 Punkte	= Rang 70 bis 36
5 Punkte	= Rang 35 bis 1

2.8 Kriterium 8: Gesellschaftliche Akzeptanz

Gesellschaftliche Akzeptanz	
Indikatoren: A. Wasserversorgung B. Environmental Sustainability C. Exportbereitschaft D. Akzeptanz für Ausbau von erneuerbaren Energien vor Ort	
Gewichtung: A. 25 % B. 25 % C. 25 % D. 25 %	
Kurzbeschreibung: Mit dem Kriterium wird erfasst, wie die Wasserstoffproduktion die Bevölkerung vor Ort tangiert und ob der Export von Wasserstoff von der Bevölkerung vor Ort befürwortet wird.	

Dieses Kriterium dient als erster Ansatz, nicht nur die Perspektive des wasserstoffimportierenden Landes einzunehmen, sondern auch die Belange der Gesellschaft im wasserstoffexportierenden Land zu berücksichtigen. Dafür werden vier Indikatoren herangezogen, die jeweils gleichwertig mit 25 % in die Bewertung des Gesamtkriteriums einfließen.

Der erste Indikator „Wasserversorgung“ verdeutlicht, dass zur Produktion von Wasserstoff eine zuverlässige und sichere Wasserversorgung benötigt wird.⁹³ Zugleich soll die Installation entsprechender Produktionsanlagen die Ressource Wasser in potenziellen Partnerländern vor Ort möglichst nicht verknappen und damit keine Nutzungskonkurrenzen verschiedener Nachfragesektoren auslösen beziehungsweise verstärken. Gerade im Zuge der sich intensivierenden Auswirkungen des Klimawandels wird dieser Aspekt an Bedeutung gewinnen. Bei der Errichtung von Anlagen für die Produktion von grünem Wasserstoff sollten diese möglichst so ausgelegt werden, dass dadurch die Wasserversorgung für die Bevölkerung vor Ort verbessert wird. Als alternative Wasserbezugsquelle können Meerwasserentsalzungsanlagen dienen, was aller-

⁹³ Der Wasserbedarf zur Erzeugung von 1 Nm³ grünem Wasserstoff beträgt etwa 0,8 bis 1 Liter Wasser.

dings nur an geeigneten Küstenstandorten möglich ist. Dabei sind bei den Entsalzungsanlagen aber potenzielle Umweltproblematiken insbesondere durch die Sole-Entsorgung zu beachten.

Zur Analyse des Indikators 8A „Wasserversorgung“ wird in den betrachteten Ländern die Verlässlichkeit der Wasserversorgung und der Wasserstress jeweils zu gleichen Teilen berücksichtigt. Für die Bewertung der „Verlässlichkeit der Wasserversorgung“ wird auf den entsprechenden Indikator aus dem Bericht des World Economic Forum⁹⁴ zurückgegriffen. Diesbezüglich wurde die dort genutzte Bewertung mit einem Punkteschema von 1 bis 7 rechnerisch in das hier verwendete Punkteschema von 1 bis 5 überführt. Zur Analyse des „Wasserstress“ wird der entsprechende Indikator des World Resources Institute⁹⁵ verwendet. Der Wasserstressindikator misst das Verhältnis der gesamten Wasserentnahmen zu den verfügbaren erneuerbaren Wasservorräten. Die Wasserentnahmen umfassen verbrauchte und nicht verbrauchte Wassermengen aus Haushalten, Industrie, Bewässerung und Viehzucht. Im Wasserstressindikator wird der Wasserstress mit Werten von 0 (nicht vorhanden) bis 5 (sehr stark) bewertet. Somit ist dort ein niedriger Wert eine sehr gute Bewertung, während ein hoher Wert ein hohes Maß an Wasserstress und damit eine schlechte Bewertung für die Wasserversorgung darstellt. Entsprechend wurde die Originalbewertung aus der Quelle in die hier genutzte Bewertungsskala von 1 (schlechtester Wert) bis 5 (bestmöglicher Wert) überführt.

Der Indikator 8B „Environmental Sustainability“ wird genutzt, um den Istzustand des jeweiligen Landes im Bereich des Umweltschutzes abzubilden. Hierfür erfolgte eine aggregierte Bewertung auf Basis des SDG-Reportings, wobei folgende Aspekte bei der Zusammenfassung Berücksichtigung fanden: Fossil Fuel Energy Consumption, Production Emissions per Capita, Forest Area Change, Use of Fertilizer, Mortality Rate Air Pollution, Mortality Rate Hygiene Standards, Degraded Land, Red List Index. Dabei erfolgte eine Umrechnung der Bewertung aus dem 1-bis-3-Schema des SDG-Reportings in das hier angewandte Punkteschema von 1 bis 5.⁹⁶

Für die beiden Indikatoren 8C „Exportbereitschaft“ und 8D „Akzeptanz für den Ausbau erneuerbarer Energien vor Ort“ erfolgte eine Expert*inneneinschätzung im Rahmen einer Sitzung der Unterarbeitsgruppe Länderanalysen. Als Bewertungsschema wurde hier unmittelbar die fünfstufige Skala von Doppelminus (--/schlechteste Bewertung) bis Doppelplus (+/beste Bewertung) verwendet.

94 WEF 2019.

95 WRI 2020.

96 UNDP 2020b.

3 Länderergebnisse

Die Analyse der im Folgenden dargestellten Beispielländer stellt eine Momentaufnahme aus dem Frühjahr/Sommer 2021 dar. Die Bewertung basiert auf den zu diesem Zeitpunkt aktuell verfügbaren, öffentlich zugänglich Daten. Sie betrachtet jeweils die Situation des Energiesystems, die Potenziale für die Erzeugung erneuerbaren Stroms und resultierend daraus das Potenzial für grünen Wasserstoff in den untersuchten Ländern. Hinzu kommen die Möglichkeiten für den Wasserstoffexport speziell nach Deutschland, Aspekte der Versorgungs- und Investitionssicherheit, welche die wirtschaftliche Situation des jeweiligen Landes beleuchten sowie die Möglichkeiten für deutsche Unternehmen im Kontext von Aktivitäten zum Aufbau von (grünen) Wasserstoffkooperationen aktiv zu werden. Berücksichtigt werden außerdem die Export Readiness, das heißt die Exportbefähigung beziehungsweise -bereitschaft der Länder in Bezug auf die Ausfuhr grünen Wasserstoffs beziehungsweise dessen Derivate nach Deutschland und die erwartete gesellschaftliche Akzeptanz für entsprechende Exportprojekte. Die Analyse gibt ausdrücklich keine abschließende Bewertung für die betrachteten Staaten als zukünftige Handelspartner ab, sondern liefert lediglich Hinweise, worauf bei der Etablierung einer Wasserstoffpartnerschaft mit dem Beispielland generell zu achten ist, um sie erfolgreich, das heißt dauerhaft und zum beiderseitigen Vorteil, zu gestalten. Bei den Punkten, zu denen keine öffentlich zugängliche Datenbasis verfügbar war, wurde im Rahmen der Arbeit der AG „Wasserstoffwirtschaft 2030“ auf die Einschätzung von Expert*innen zurückgegriffen.

3.1 Brasilien

Brasilien wurde als ein Vertreter der Region Südamerika von den AG-Mitgliedern ausgewählt. Es unterscheidet sich vom Großteil der übrigen Beispielländer durch seinen 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.⁹⁷ Aus deutscher Sicht besteht mit Brasilien zudem eine lange Tradition der Zusammenarbeit.

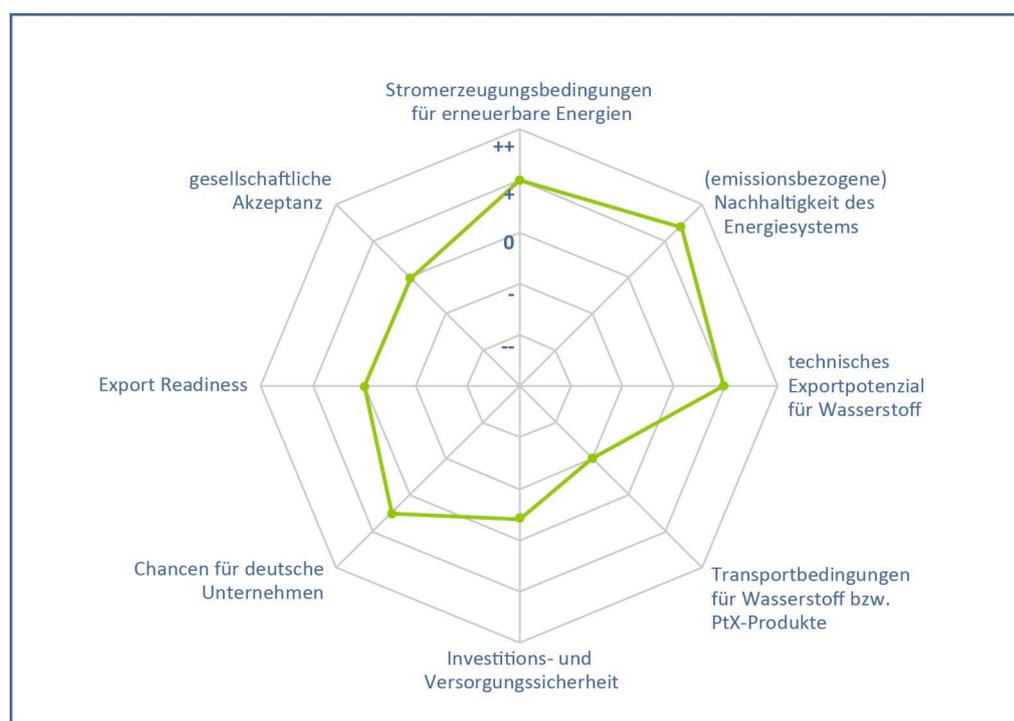


Abbildung 21: Länderbewertung für Brasilien (Quelle: eigene Darstellung)

3.1.1 Rahmendaten

Brasilien, im Südosten Südamerikas gelegen, hat eine Einwohnerzahl von 212,6 Mio. (2020), ein Bevölkerungswachstum von 0,72 % (in 2020, geringster Anstieg seit 1960) und eine Einwohnerdichte von 25,4 Einwohner*innen je km². Die Landesfläche beträgt 8.515.770 km² und das BIP von 2018 rund 1,878 Billionen USD beziehungsweise 9.151 USD/Einwohner*in bei einer Wachstumsrate von 1,8 %.⁹⁸ Brasilien ist eine präsidentiale Bundesrepublik, die aus der Bundesebene, den Bundesstaaten und Kommunen besteht. Die gesetzgebende Gewalt übt der Nationalkongress aus (Abgeordnetenversammlung und Senat).⁹⁹

3.1.2 Ergebnisse der Kriterienbewertung

In die Betrachtung der **Bedingungen für die Erzeugung erneuerbaren Stroms** wurden zwei Aspekte einbezogen, zum einen die Erzeugungspotenziale für erneuerba-

⁹⁷ Vgl. IRENA 2018.

⁹⁸ Weltbank 2021a.

⁹⁹ Auswärtiges Amt 2021.

ren Strom aus Photovoltaik, Windenergie an Land und off-shore (80 %) und zum anderen die Anzahl der zur Verfügung stehenden Optionen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms (20 %). Hier wurde beispielsweise berücksichtigt, ob auch Wasserkraftpotenziale genutzt werden könnten. Bezüglich Photovoltaik lag der Fokus auf den Potenzialen für Freiflächenanlagen, die – im industriellen Maßstab installiert – entsprechend kostengünstige Stromerzeugungskosten erreichen können.¹⁰⁰

Bei diesem Kriterium schneidet Brasilien gut ab, was vor allem auf die große Landesfläche zurückzuführen ist, denn in einigen Gebieten wird die Flächenverfügbarkeit für Photovoltaik durchaus durch den großen Anteil an Forst- und Landwirtschaftsflächen eingeschränkt. Für Brasilien liegt das durchschnittliche praktische spezifische Potenzial bei 4,4 kWh pro kWp und Tag und damit das durchschnittliche jährliche praktische Potenzial bei 1.608 kWh pro kWp. Bei einer für Photovoltaik nutzbaren Fläche von 597.140 km² ergibt sich damit ein durchaus hohes Erzeugungspotenzial. Brasilien erreicht in der Bewertung an dieser Stelle daher 4 Punkte. Bei der Windenergie an Land kommt Brasilien, trotz der niedrigen Mean Power Density von 90,49 W/m² (gemessen in einer Höhe von 100 m über Grund), ebenfalls wegen der großen nutzbaren Fläche von 1.879.889 km²¹⁰¹ auf 3 Punkte. Das Potenzial für die Nutzung von Offshore-Wind ist durch die lange Küstenlinie Brasiliens hervorragend. Nach Potenzialangaben der Weltbank¹⁰² verfügt das Land sowohl für Offshore-Windenergieanlagen mit Gründung als auch für Floating-Anlagen mit insgesamt 1.228 GW über ein sehr hohes theoretisches Potenzial und erhält hierfür 5 Punkte. Die Potenziale aus Photovoltaik, Windenergie an Land und offshore führen insgesamt zu einer guten Bewertung bezüglich der Erzeugungsbedingungen für erneuerbaren Strom, auch weil zusätzliche Stromerzeugungspotenziale aus Wasserkraft als Back-up-Optionen nutzbar erscheinen.

Hinsichtlich der **(emissionsbezogenen) Nachhaltigkeit des Energiesystems** ist Brasilien sehr gut aufgestellt. So liegt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung mit 83,3 %¹⁰³ auf sehr hohem Niveau (5 Punkte). Das Stromsystem ist gleichzeitig als relativ weit entwickelt zu betrachten, da der Zugang der Bevölkerung zu Strom, der mit dem Elektrifizierungsgrad gemessen wird, bei 99,7 % liegt¹⁰⁴, was zu 4 Punkten führt. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch ist mit 47 % im Jahr 2018 auch auf einem bereits weit fortgeschrittenen Niveau (4 Punkte)¹⁰⁵, was einerseits auf die sehr hohen Anteile der erneuerbaren Energieträger insbesondere in der Stromerzeugung zurückzuführen ist, andererseits aus dem intensiven Einsatz von biomassebasierten Energieträgern im Verkehrssektor resultiert. Vor dem Hintergrund des globalen Klimaschutznutzens ist bei einer Partnerschaft mit Brasilien darauf zu achten, dass die zusätzliche Erschließung der Potenziale erneuerbarer Energien nachhaltig geschieht und es nicht zur Vernichtung weiterer Regenwälder kommt. Eine Partnerschaft für grünen Wasserstoff kann aber vielleicht auch neue hochwertige Einkommensmöglichkeiten eröffnen und damit die entsprechenden Impulse auch an dieser Stelle setzen, um das nationale Energie- und Wirtschaftssystem systematisch in die Klimaneutralität zu führen.

100 ESMAP 2020.

101 Global Wind Atlas 2020.

102 Weltbank 2022.

103 REN 21 2020.

104 WEF 2019.

105 IRENA 2020a.

Gerade weil das brasilianische Energiesystem schon zu größeren Teilen auf erneuerbaren Energieträgern beruht ¹⁰⁶, wird das **technische Exportpotenzial für grünen Wasserstoff** als hoch eingestuft (4 Punkte). Das Potenzial für die Erzeugung erneuerbaren Stroms aus Photovoltaik, Windenergie an Land und insbesondere offshore erscheint ausreichend hoch, um Brasiliens Energiebedarf klimaneutral decken zu können und gleichzeitig aus erneuerbarem Strom erzeugten grünen Wasserstoff in nennenswerten Mengen zu exportieren.

Die **Bedingungen für den Transport von grünem Wasserstoff beziehungsweise PtX-Produkten** von Brasilien nach Deutschland erscheinen dagegen eher nachteilig. Insbesondere die weite Transportdistanz, die ausschließlich den Schifftransport ermöglicht, wirkt sich hier negativ aus (1 Punkt). Beim Logistics Performance Index ¹⁰⁷, der mit einer Gewichtung von 50 % in die Bewertung einfließt, schneidet Brasilien mit 2,99 von 5 Punkten im internationalen Vergleich durchschnittlich ab.

Die **Investitions- und Versorgungssicherheit** ist für Unternehmen eine wichtige Kenngröße. Für die hier vorgenommene Betrachtung setzt sich der Indikator aus drei gleichgewichtig einfließenden Größen zusammen, der Investitionssicherheit, dem Demokratieindex und der politischen Stabilität. Für die Bewertung der Investitionssicherheit wurden verschiedene Kennzahlen aus dem Global Competitiveness Report 2019 ¹⁰⁸ herangezogen. Dazu zählen die Eigentumsrechte, der Schutz des geistigen Eigentums, die makroökonomische Stabilität, die Solidität von Banken, die Credit Ratings des Landes ¹⁰⁹, der Korruptionswahrnehmungsindex sowie der Climate Risk Index. Insgesamt erhält Brasilien sowohl schlechte und durchschnittliche als auch gute Bewertungen (Durchschnitt 2,5), was für ein eher instabiles Investitionsumfeld spricht. Da Versorgungssicherheit und politische Stabilität nicht zwangsläufig mit einer demokratischen Grundhaltung verbunden sein müssen, dies aber als Maßstab für langfristige Energie- und Handelspartnerschaften durchaus wichtig erscheint, wurde auch die Bewertung Brasiliens nach dem Demokratieindex ¹¹⁰ in Kombination mit der juristischen Unabhängigkeit und der Pressefreiheit ¹¹¹ in der Bewertung berücksichtigt. Für dieses Teilsegment schneidet Brasilien mit 3 Punkten durchschnittlich ab. Bei der politischen Stabilität fällt die Bewertung des World Economic Forum mit 2,7 von 7 möglichen Punkten eher schlecht aus. Brasilien gehört bezüglich der Investitions- und Versorgungssicherheit mit 2,55 Punkten eher zu den unsichereren Kandidaten.

Die **Chancen für deutsche Unternehmen** werden dagegen als leicht über dem Durchschnitt liegend eingeschätzt. Während der Ease of Doing Business ¹¹² in Kombination mit dem Handelsumfang nur 2 Punkte ergibt, liegt die Expert*innen-einschätzung mit 4,5 Punkten deutlich höher, insbesondere aufgrund der sehr guten und lange etablierten Handelsbeziehungen zwischen Deutschland und Brasilien sowie des hohen Ansehens deutscher Unternehmen vor Ort. Daraus ergibt sich eine Gesamtpunktzahl von 3,5 für die Chancen für deutsche Unternehmen.

¹⁰⁶ EIA 2019.

¹⁰⁷ Weltbank 2018.

¹⁰⁸ World Economic Forum 2019.

¹⁰⁹ Börsen-Zeitung 2021.

¹¹⁰ Economist 2021.

¹¹¹ WEF 2019.

¹¹² WEF 2019.

Ergänzend zur Analyse des technischen Wasserstoffexportpotenzials und der Transportbedingungen wurde auch die **Export Readiness** betrachtet, wobei hier vier Aspekte gleichgewichtet in die Bewertung einfließen. Eine bestehende Energiepartnerschaft erleichtert den Aufbau entsprechender Import-/Exportbeziehungen maßgeblich und zwischen Deutschland und Brasilien besteht eine solche seit 2017 mit den Schwerpunkten Systemintegration, Strommarktentwicklung, Unterstützung bei der Entwicklung eines nationalen Energieeffizienzplans, Energieeffizienznetzwerke, Ausschreibungsmodelle sowie Digitalisierung.¹¹³ Da Wasserstoff bisher noch nicht im Fokus der Partnerschaft steht, werden lediglich 4 Punkte vergeben. Wenn in den potenziellen Partnerländern Wasserstoffstrategien vorliegen, ist davon auszugehen, dass dies zu einem beschleunigten Aufbau entsprechender Handelsbeziehungen führt. Brasilien bereitet zwar die Erarbeitung einer Wasserstoffstrategie vor und das voraussichtlich mit dem Fokus auf grünem Wasserstoff, zum Zeitpunkt der Bewertung wurde damit jedoch noch nicht begonnen, weshalb hier nur 2 Punkte vergeben werden konnten. Darüber hinaus fließen in die Betrachtung bereits bestehende Exportinfrastrukturen ein, die über den jährlichen Containerdurchsatz¹¹⁴ ebenso wie über bereits bestehende Energiehandelsinfrastrukturen und entsprechende Exportflüsse¹¹⁵ abgebildet werden. Hier fällt das Ergebnis für Brasilien mit 4 Punkten gut aus. Als vierter Aspekt findet der Human Development Index¹¹⁶ Eingang, um die Fachkräfteverfügbarkeit für den Aufbau und die Abwicklung entsprechender Exportaktivitäten abbilden zu können. Hier schneidet Brasilien mit 3 Punkten durchschnittlich ab.

Abschließend wird die **gesellschaftliche Akzeptanz** einer potenziellen Wasserstoffhandelsbeziehung beleuchtet. Dabei fließen wiederum vier Aspekte gleichgewichtet ein. Da für die Wasserstoffproduktion via Elektrolyse Wasser als Ressource benötigt wird, wird die Wassersituation im Land anhand eines Indikators zur Wasserversorgungssituation abgebildet. Dieser besteht zu gleichen Teilen aus der Bewertung der Zuverlässigkeit der Wasserversorgung¹¹⁷ und der Situation des Landes bezüglich des Wasserstress.¹¹⁸ Die Wasserversorgungssituation ist in Brasilien insgesamt gut (3,9 Punkte). Die Zuverlässigkeit der Wasserversorgung ist im internationalen Vergleich eher durchschnittlich, Brasilien ist aber bezüglich des Themas Wasserstress sehr begünstigt (4,35 Punkte), was die insgesamt gute Bewertung begründet. Für den umfassenden Aufbau von Produktionsanlagen zur Herstellung von grünem Wasserstoff dürften daher ausreichend Ressourcen vorhanden sein, die genutzt werden können, ohne die Wasserversorgung zu beeinträchtigen. Eventuell können diese, bei entsprechender Projektkonzeption, die Situation sogar verbessern helfen. Bezüglich der Environmental Stability, bewertet auf Basis der SDGs, liegt Brasilien mit 2,75 Punkten eher unter dem Durchschnitt.¹¹⁹ Zu den beiden Aspekten Akzeptanz des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung vor Ort und der Exportbereitschaft fließen Expert*inneneinschätzungen in die Bewertung ein. Bezüglich der Akzeptanz des Ausbaus der erneuerbaren Energien wird seitens der Expert*innen nur ein niedriger Wert gesetzt, weil in Brasilien in der Vergangenheit gerade bei Wasserkraftprojekten vieles gegen den Widerstand der einheimischen Bevölkerung um- und durchgesetzt wurde, was deren Haltung zur Erzeugung erneuerbaren Stroms negativ geprägt haben dürfte

113 BMWi 2020b.

114 UNCTAD STAT 2020.

115 IEA 2022.

116 UNDP 2020b.

117 Weltbank 2019.

118 WRI 2020.

119 UNDP 2020a.

(2 Punkte). Die Exportbereitschaft wird dagegen mit 4 Punkten als hoch bewertet, weil Brasilien traditionell als Exportland fungiert und gerade zu Deutschland enge Handelsbeziehungen bestehen. Insgesamt ergibt sich dadurch mit 3,03 Punkten eine durchschnittliche Bewertung für den Gesamtindikator, sodass eine durchschnittliche gesellschaftliche Akzeptanz für eine brasilianisch-deutsche Wasserstoffpartnerschaft erwartet werden kann.

3.1.3 Ergebnisse im Überblick

Brasilien		Punkte	Bewertung
Kriterium 1	Stromerzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien	4,0	+
	Potenzial zur erneuerbaren Stromerzeugung	4,0	
	Optionen zur erneuerbaren Stromerzeugung	4,0	
Kriterium 2	(emissionsbezogene) Nachhaltigkeit des Energiesystems	4,4	+
	Defossilisierungsgrad Primärenergiemix	4,0	
	Defossilisierungsgrad Strommix	5,0	
	Grad der Elektrifizierung	4,0	
Kriterium 3	technisches Exportpotenzial für Wasserstoff	4,0	+
Kriterium 4	Transportbedingungen für Wasserstoff beziehungsweise PtX-Produkte	2,0	-
	Transportdistanz nach Deutschland	1,0	
	Logistics Performance Index	3,0	
Kriterium 5	Investitions- und Versorgungssicherheit	2,6	0
	Investitionssicherheit	2,5	
	Demokratieindex inklusive juristischer Unabhängigkeit und Pressefreiheit	3,3	
	Stabilität	1,9	

Kriterium 6	Chancen für deutsche Unternehmen	3,5	0 bis +
	Ease of Doing Business + Handelsvolumina	2,0	
	Expert*inneneinschätzung	4,5	
Kriterium 7	Export Readiness	3,3	0
	Energiepartnerschaften	4,0	
	Wasserstoffstrategie	2,0	
	bestehende Exportinfrastrukturen	3,5	
	Human Development Index	3,0	
Kriterium 8	gesellschaftliche Akzeptanz	3,0	0
	Wasserversorgung	3,85	
	Environmental Sustainability	2,75	
	Exportbereitschaft	4,0	
	Akzeptanz für den Ausbau von EE vor Ort	1,5	

Tabelle 32: Gesamtüberblick über die Bewertung Brasiliens inklusive der Überführung der Punkte in die fünfstufige Bewertungsmatrix (-- bis ++)

3.2 Marokko

Die Analyse von Marokko erfolgt beispielhaft für ein Land aus der Maghreb-Region. Als zwar außereuropäisches Land liegt es mit seiner Lage in Nordafrika dennoch vergleichsweise nah an Europa, sodass auch ein Transport per Pipeline möglich ist. Darüber hinaus kann Marokko eine bestehende Ammoniakinfrastruktur vorweisen und kooperiert im Bereich der (Energie-)Wirtschaft bereits mit Deutschland.

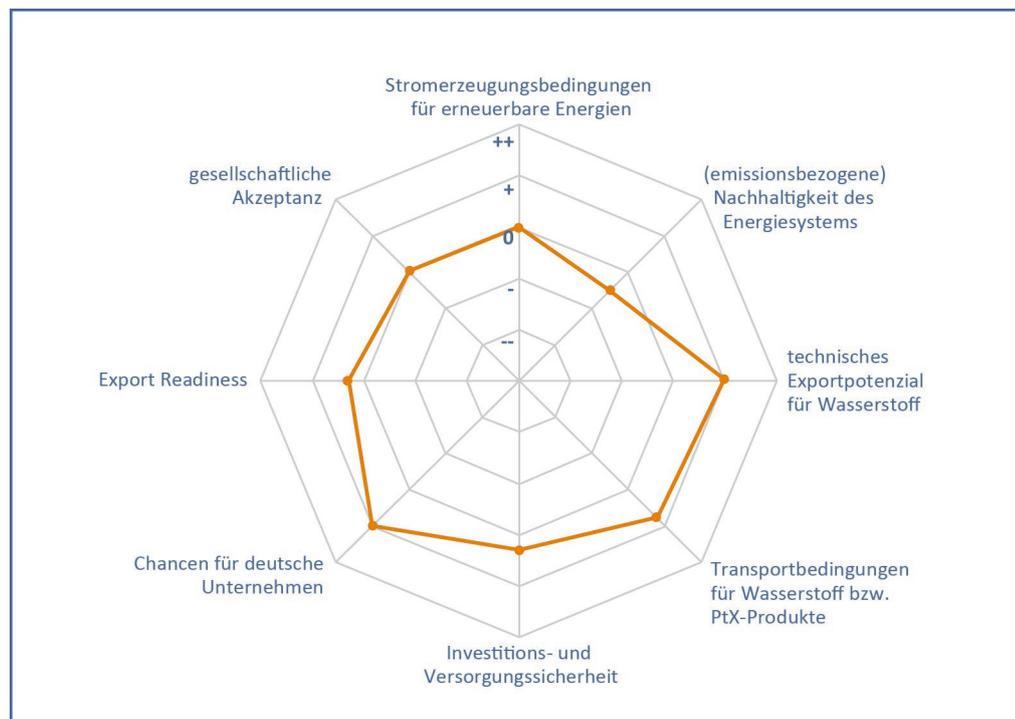


Abbildung 22: Länderbewertung für Marokko (Quelle: eigene Darstellung)

3.2.1 Rahmendaten

Marokko, im Nordwesten Afrikas gelegen, hat eine Einwohnerzahl von 36 Mio. (2018), ein Bevölkerungswachstum von 1,3 % und eine Einwohnerdichte von 80,7 Einwohner*innen je km². Die Landesfläche beträgt 447.000 km². Das BIP in Marokko betrug 2018 rund 118 Mrd. USD beziehungsweise 3.238 USD/Einwohner*in und die Wachstumsrate lag bei 3,0 %.¹²⁰ Marokko ist eine Monarchie mit Elementen der parlamentarischen Demokratie und zentralen Vorrechten des Königs.¹²¹

3.2.2 Ergebnisse der Kriterienbewertung

Für die Betrachtung der **Bedingungen für die Erzeugung erneuerbaren Stroms** wurden zwei Aspekte einbezogen, zum einen die Erzeugungspotenziale für erneuerbaren Strom aus Photovoltaik, Windenergie an Land und offshore (80 %) und zum anderen die Anzahl der zur Verfügung stehenden Optionen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms (20 %). Hier wurde berücksichtigt, ob auch Biomasse- und/oder Wasserkraftpotenziale genutzt werden können. Bezüglich Photovoltaik lag der Fokus

¹²⁰ Weltbank 2020b.

¹²¹ Auswärtiges Amt 2020a.

auf den Potenzialen für Freiflächenanlagen, die – im industriellen Maßstab installiert – entsprechend kostengünstige Stromerzeugungskosten erreichen können.¹²²

Bei Kriterium 1 schneidet Marokko insgesamt eher durchschnittlich ab, was auf die vergleichsweise kleine Landesgröße zurückzuführen ist und insbesondere bei Photovoltaik auf die Einschränkung der Flächenverfügbarkeit durch den hohen Anteil an Forst- und Landwirtschaftsflächen. Dennoch besitzt Marokko in einigen Landesgebieten durchaus große Potenziale, sowohl bei der Photovoltaik als auch bei der Windenergie an Land. Hinzu kommen vergleichsweise große Potenziale für die Offshore-Windnutzung. Mengenmäßig fällt das Potenzial dennoch im Vergleich relativ klein aus, was letztlich auch Auswirkungen auf die Größe einer potenziellen Industrie zur Produktion von Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten sowie deren Exportpotenziale hat.

In Bezug auf die Photovoltaik liegt für Marokko das durchschnittliche praktische spezifische Potenzial bei 5,01 kWh pro kWp und Tag und damit das durchschnittliche jährliche praktische Potenzial bei 1.827 kWh pro kWp. Bei einer für Photovoltaik nutzbaren Fläche von 84.145 km² ergibt sich daraus ein eher durchschnittliches Erzeugungspotenzial, weshalb Marokko 3 Punkte erreicht. Bei der Windenergie an Land ergibt sich für Marokko ein eher unterdurchschnittlicher Wert. Trotz der hohen Mean Power Density von 336,03 W/m² (gemessen in einer Höhe von 100 m über Grund) erreicht Marokko aufgrund der geringen nutzbaren Fläche von 225.045 km²¹²³ hier nur 2 Punkte. Das Potenzial für die Nutzung von Offshore-Wind ist durch die Verbindung zum Mittelmeer für Marokko deutlich höher. Nach Potenzialangaben der Weltbank¹²⁴ verfügt das Land sowohl für Offshore-Windenergieanlagen mit Gründung als auch für Floating-Anlagen mit insgesamt 201 GW über ein hohes theoretisches Potenzial. Zusammengenommen führen die Potenziale aus Photovoltaik, Windenergie an Land und offshore insgesamt zu einer durchschnittlichen Bewertung bezüglich der Erzeugungsbedingungen für erneuerbaren Strom, auch wenn keine relevanten Stromerzeugungspotenziale aus Wasserkraft oder Biomasse als Back-up-Optionen nutzbar erscheinen.

Hinsichtlich der **(emissionsbezogenen) Nachhaltigkeit des Energiesystems** weist Marokko aktuell Defizite auf. So liegt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung mit 14,2 %¹²⁵ noch auf vergleichsweise niedrigem Niveau (2 Punkte). Das Stromsystem ist gleichzeitig als relativ weit entwickelt zu betrachten, da der Zugang der Bevölkerung zu Strom, der mit dem Elektrifizierungsgrad gemessen wird, bei 99 % liegt.¹²⁶ Der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch ist mit 11 % noch als sehr niedrig einzustufen¹²⁷ (2 Punkte), was einerseits auf die Dominanz der fossilen Energieträger Kohle und Erdgas insbesondere in der Stromerzeugung zurückzuführen ist, andererseits aus dem intensiven Einsatz von Mineralölprodukten im Verkehrssektor resultiert. Vor dem Hintergrund des globalen Klimaschutznutzens ist daher bei einer Wasserstoffpartnerschaft darauf zu achten, dass beide Partner gleichermaßen befähigt beziehungsweise die entsprechenden Im-

¹²² ESMAP 2020.

¹²³ Global Wind Atlas 2020.

¹²⁴ Weltbank 2022.

¹²⁵ REN 21 2020.

¹²⁶ WEF 2019.

¹²⁷ IRENA 2020a.

pulse gesetzt werden, um das jeweilige nationale Energie- und Wirtschaftssystem systematisch in die Klimaneutralität zu führen.

Obwohl das marokkanische Energiesystem noch weitgehend auf fossilen Energieträgern basiert ¹²⁸, wird das **technische Exportpotenzial für grünen Wasserstoff** als hoch eingestuft (4 Punkte). Das Potenzial für die erneuerbare Stromerzeugung aus Photovoltaik, Windenergie an Land und insbesondere offshore erscheint ausreichend hoch, um über einen längeren Zeitraum betrachtet Marokkos Energiebedarf klimaneutral decken und gleichzeitig aus erneuerbarem Strom erzeugten grünen Wasserstoff in nennenswerten Mengen exportieren zu können.

Die **Bedingungen für den Transport von grünem Wasserstoff oder PtX-Produkten** von Marokko nach Deutschland werden als vorteilhaft eingeschätzt. Insbesondere die kurze Transportdistanz, die einen Pipelinetransport ermöglicht, spricht für Marokko, wie auch die Möglichkeit, alternativ den Wasserstoff verschiffen zu können. Beim Logistics Performance Index ¹²⁹, der hier ebenfalls mit einer Gewichtung von 50 % in die Bewertung einfließt, schneidet Marokko mit 2,54 von 5 Punkten im internationalen Vergleich durchschnittlich ab.

Die **Investitions- und Versorgungssicherheit** ist insbesondere für Unternehmen, die eine Investition im Partnerland erwägen, eine wichtige Kenngröße. Für die hier vorgenommene Betrachtung setzt sich der Indikator aus drei gleichgewichtig einfließenden Größen zusammen, der Investitionssicherheit, dem Demokratieindex und der politischen Stabilität. Für die Bewertung der Investitionssicherheit wurden verschiedene Kennzahlen aus dem Global Competitiveness Report 2019 ¹³⁰ herangezogen. Dazu zählen die Eigentumsrechte, der Schutz des geistigen Eigentums, die makroökonomische Stabilität, die Solidität von Banken, die Credit Ratings des Landes ¹³¹, der Korruptionswahrnehmungsindex sowie der Climate Risk Index. Insgesamt schneidet Marokko in allen Punkten durchschnittlich bis gut ab, was für ein relativ stabiles Investitionsumfeld spricht. Da Versorgungssicherheit und politische Stabilität nicht zwangsläufig mit einer demokratischen Grundhaltung verbunden sein müssen, dies aber aus deutscher und europäischer Sicht als Maßstab für langfristige Energie- und Handelspartnerschaften als hilfreich erscheint, wurde auch die Bewertung Marokkos nach dem Demokratieindex ¹³² in Kombination mit der juristischen Unabhängigkeit und der Pressefreiheit ¹³³ bei der Bewertung berücksichtigt. Für dieses Teilssegment schneidet Marokko unterdurchschnittlich ab. Bei der politischen Stabilität fällt die Bewertung des World Economic Forum mit 5,1 von 7 möglichen Punkten hingegen gut aus. Insgesamt wird Marokko bezüglich der Investitions- und Versorgungssicherheit damit als durchaus verlässlich bewertet (3,2 Punkte).

Bei den **Chancen für deutsche Unternehmen** schneidet das Land überdurchschnittlich ab (3,9 Punkte). Die durchschnittliche Bewertung mittels des Ease of Doing Business ¹³⁴ in Kombination mit dem Handelsumfang mit Deutschland (3

¹²⁸ EIA 2022.

¹²⁹ Weltbank 2018.

¹³⁰ WEF 2019.

¹³¹ Börsen-Zeitung 2021.

¹³² Economist 2021.

¹³³ WEF 2019.

¹³⁴ WEF 2019.

Punkte) wird durch die Expert*inneneinschätzung (4,5 Punkte) an dieser Stelle deutlich angehoben, wobei das kompetitive Umfeld aufgrund zahlreicher Akteure beziehungsweise Staaten, die in Marokko aktiv sind, zu beachten ist.

Ergänzend zur Analyse des technischen Wasserstoffexportpotenzials und der Transportbedingungen wurde auch die **Export Readiness** betrachtet. Hier fließen ebenfalls vier Aspekte gleichgewichtet in die Bewertung ein. Eine bestehende Energiepartnerschaft erleichtert den Aufbau entsprechender Import-/Exportbeziehungen maßgeblich und zwischen Deutschland und Marokko besteht eine solche.¹³⁵ Sofern in den Partnerländern Wasserstoffstrategien vorliegen, ist davon auszugehen, dass diese zu einem beschleunigten Aufbau entsprechender Handelsbeziehungen im Wasserstoff führen. Marokko entwickelt eine Wasserstoffstrategie mit dem Fokus auf grünem Wasserstoff. Darüber hinaus fließen an dieser Stelle die bereits bestehenden Exportinfrastrukturen ein, die über den jährlichen Containerdurchsatz¹³⁶ ebenso wie über bereits bestehende Energiehandelsinfrastrukturen und entsprechende Exportflüsse¹³⁷ abgebildet werden. Hier ist Marokko im Mittelfeld der betrachteten Beispielländer zu finden. Als vierter Aspekt geht der Human Development Index¹³⁸ in dieses Kriterium mit ein, um die Fachkräfteverfügbarkeit für den Aufbau und die Abwicklung entsprechender Exportaktivitäten abbilden zu können. Diesbezüglich schneidet Marokko mit 2 Punkten unterdurchschnittlich ab.

Abschließend wird die **gesellschaftliche Akzeptanz** einer potenziellen Wasserstoffhandelsbeziehung beleuchtet. Dabei fließen erneut vier Aspekte gleichgewichtet ein. Weil für die Wasserstoffproduktion via Elektrolyse Wasser als Ressource benötigt wird, wird die Wassersituation im Land anhand des Indikators Wasserversorgung, bestehend aus der Zuverlässigkeit der Wasserversorgung und dem Wasserstresslevel, analysiert. Die Wasserversorgung wird für Marokko als vergleichsweise schlecht bewertet (2,446). Dabei ist die Zuverlässigkeit der Wasserversorgung zwar insgesamt gut, aufgrund der relativ geringen Niederschläge bezogen auf die Landesfläche gilt der Wasserstress¹³⁹ aber als vergleichsweise hoch (1,76 Punkte). Für den umfassenden Aufbau von Produktionsanlagen zur Herstellung von grünem Wasserstoff dürfte daher der Fokus auf dem Einsatz von Meerwasserentsalzungsanlagen liegen, die zugleich auch eine Chance zur Verbesserung der Wasserversorgung vor Ort bieten und auf diese Weise zur Reduzierung des Wasserstress in den Küstengebieten genutzt werden könnten. Bezüglich der Environmental Stability, bewertet auf Basis der umweltbezogenen Sustainability Goals (SDGs)¹⁴⁰, liegt Marokko mit 3,3 Punkten knapp über dem Durchschnitt. Zu den beiden Aspekten Akzeptanz des Ausbaus der Erzeugung erneuerbaren Stroms vor Ort und Exportbereitschaft fließen Expert*inneneinschätzungen in die Bewertung ein. Bei den beiden letztgenannten Punkten schneidet Marokko einerseits eher schlecht (2 Punkte) und andererseits gut (4 Punkte) ab, sodass insgesamt eine durchschnittliche gesellschaftliche Akzeptanz für eine marokkanisch-deutsche Wasserstoffpartnerschaft erwartet werden kann.

135 BMWi 2020b.

136 UNCTAD 2020.

137 IEA 2020b.

138 UNDP 2020b.

139 WRI 2020.

140 UNDP 2020a.

3.2.3 Ergebnisse im Überblick

Marokko		Punkte	Bewertung
Kriterium 1	Stromerzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien	2,9	0
	Potenzial zur erneuerbaren Stromerzeugung	3,0	
	Optionen zur erneuerbaren Stromerzeugung	2,5	
Kriterium 2	(emissionsbezogene) Nachhaltigkeit des Energiesystems	2,4	-
	Defossilisierungsgrad Primärenergiemix	2,0	
	Defossilisierungsgrad Strommix	2,0	
	Grad der Elektrifizierung	4,0	
Kriterium 3	technisches Exportpotenzial für Wasserstoff	4,0	+
Kriterium 4	Transportbedingungen für Wasserstoff beziehungsweise PtX-Produkte	3,8	+
	Transportdistanz nach Deutschland	5,0	
	Logistics Performance Index	2,5	
Kriterium 5	Investitions- und Versorgungssicherheit	3,2	0
	Investitionssicherheit	3,4	
	Demokratieindex inklusive juristischer Unabhängigkeit und Pressefreiheit	2,7	
	Stabilität	3,6	
Kriterium 6	Chancen für deutsche Unternehmen	3,9	+
	Ease of Doing Business + Handelsvolumina	3,0	
	Expert*inneneinschätzung	4,5	
Kriterium 7	Export Readiness	3,4	0
	Energiepartnerschaften	5,0	
	Wasserstoffstrategie	4,0	
	bestehende Exportinfrastrukturen	2,5	
	Human Development Index	2,0	

Kriterium 8	gesellschaftliche Akzeptanz	3,1	0
	Wasserversorgung	2,95	
	Environmental Sustainability	3,375	
	Exportbereitschaft	4,0	
	Akzeptanz für den Ausbau von EE vor Ort	2,0	

Tabelle 33: Gesamtüberblick über die Bewertung Marokkos inklusive der Überführung der Punkte in die fünfstufige Bewertungsmatrix (-- bis ++)

3.3 Saudi-Arabien

Saudi-Arabien wurde von den AG-Mitgliedern als ein Beispiel für eine Kooperation mit einem Land von der Arabischen Halbinsel ausgewählt. Es steht exemplarisch für eine Wirtschaft, die bisher sehr stark auf dem Export fossiler Energieträger basiert und dessen bestehende Exportinfrastrukturen sich zugleich für eine Transformation hin zum Export von grünen Wasserstoffprodukten eignen.

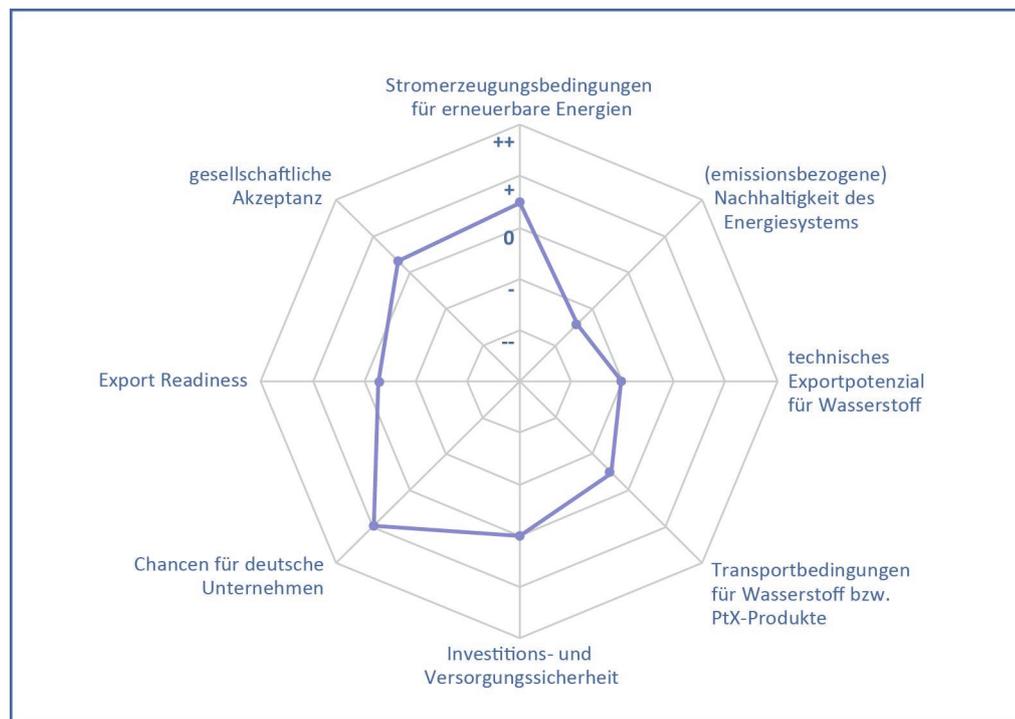


Abbildung 23: Länderbewertung für Saudi-Arabien (Quelle: eigene Darstellung)

3.3.1 Rahmendaten

Saudi-Arabien, Teil der Arabischen Halbinsel, besitzt eine Landesfläche von rund 2,2 Mio. km². Mit einer Gesamtbevölkerung von 33,7 Mio. (2018) ist es relativ dünn besiedelt (15,7 Einwohner*innen je km²). Die Bevölkerung wuchs 2018 um 1,8 %. Das BIP des erdölreichen Staates betrug 2018 rund 787 Mrd. USD beziehungsweise 23.340 USD/Einwohner*in. Das BIP wuchs 2018 um 2,4 %.¹⁴¹ Das Königreich Saudi-Arabien ist eine absolute Monarchie auf religiöser Grundlage.¹⁴²

3.3.2 Ergebnisse der Kriterienbewertung

Für die Betrachtung der **Bedingungen der erneuerbaren Stromerzeugung** wurden im Rahmen der Analyse die bereits erwähnten Aspekte der Erzeugungspotenziale für erneuerbaren Strom aus Photovoltaik, Windenergie an Land und offshore (80 %) sowie die Anzahl der zur Verfügung stehenden Optionen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms (20 %) einbezogen. Hier wurde berücksichtigt, ob auch Wasserkraftpotenziale zusätzlich zur Wind- und Sonnenenergie genutzt werden können. Bei der Photovoltaik lag der Fokus auf den Potenzialen für Freiflächenanlagen, die – im

¹⁴¹ Weltbank 2020b.

¹⁴² Auswärtiges Amt 2020b.

industriellen Maßstab installiert – entsprechend niedrige Stromerzeugungskosten erreichen können.¹⁴³

Bei der Erzeugung erneuerbaren Stroms schneidet Saudi-Arabien gut bis sehr gut ab. Das Land verfügt über Flächen, die besonders hohe Photovoltaik- und Windpotenziale beinhalten. Mit 760.208 kWh/kWp/a weist es den zweithöchsten Potenzialwert bei der Photovoltaik von allen betrachteten Ländern auf. Für Saudi-Arabien liegt hier das durchschnittliche praktische spezifische Potenzial bei 5,15 kWh pro kWp und Tag und damit das durchschnittliche jährliche praktische Potenzial bei 1.883 kWh pro kWp. Bei einer für Photovoltaik nutzbaren Fläche von 403.730 km² ergibt sich ein im Ländervergleich gutes Erzeugungspotenzial. Saudi-Arabien erreicht an dieser Stelle daher 4 Punkte. Bei der Windenergie an Land ergibt sich ein ähnlich gutes Bild. Mit einer Mean Power Density von 294,96 W/m² (gemessen in einer Höhe von 100 m über Grund) und einer nutzbaren Fläche von 1.230.601 km²¹⁴⁴ erreicht Saudi-Arabien hier ebenfalls 4 Punkte. Durch die Küstenlage ergibt sich auch ein Potenzial für die Nutzung von Offshore-Wind. Dieses ist jedoch, gemäß den Potenzialangaben der Weltbank¹⁴⁵, mit insgesamt 106 GW im Vergleich zu den übrigen analysierten Ländern relativ gering. Die Potenziale aus Photovoltaik, Windenergie an Land und offshore führen insgesamt zu einer guten Bewertung bezüglich der Erzeugungsbedingungen für erneuerbaren Strom, auch wenn keine Stromerzeugungspotenziale aus Wasserkraft als Back-up-Optionen zur Verfügung stehen.

Hinsichtlich der **(emissionsbezogenen) Nachhaltigkeit des Energiesystems** weist Saudi-Arabien aktuell erhebliche Defizite auf. So liegt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung mit 0,05 %¹⁴⁶ auf extrem niedrigem Niveau (1 Punkt). Das Stromsystem ist gleichzeitig als relativ weit entwickelt zu betrachten, da der Zugang der Bevölkerung zu Strom, der mit dem Elektrifizierungsgrad gemessen wird, bei 99,4 % liegt.¹⁴⁷ Der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch ist noch nicht existent¹⁴⁸ (1 Punkt), was auf den direkten Zugang und damit die Dominanz der fossilen Energieträger Erdgas und Mineralöl in allen Bereichen der Energienutzung zurückzuführen ist und teilweise durch den recht großzügigen Einsatz dieser kostengünstigen heimischen Energieträger zusätzlich begünstigt wird. Vor dem Hintergrund des globalen Klimaschutznutzens ist daher in einer Wasserstoffpartnerschaft darauf zu achten, dass beide Seiten gleichermaßen befähigt beziehungsweise die entsprechenden Impulse gesetzt werden, um das jeweilige nationale Energie- und Wirtschaftssystem systematisch in die Klimaneutralität zu führen.

Vor dem Hintergrund des noch nahezu ausschließlich auf fossilen Energieträgern basierenden saudi-arabischen Energiesystems und des hohen inländischen Energiebedarfs erscheinen die Erneuerbare-Energien-Potenziale begrenzt, sodass das **technische Exportpotenzial für grünen Wasserstoff** als eher gering einzustufen ist (2 Punkte).¹⁴⁹ Größere Teile des Potenzials für die Erzeugung erneuerbaren Stroms aus Photovoltaik, Windenergie an Land und gegebenenfalls auch offshore

143 ESMAP 2020.

144 Global Wind Atlas 2020.

145 Weltbank 2022.

146 REN 21 2020.

147 WEF 2019.

148 IRENA 2020a.

149 IEA 2022.

werden zunächst benötigt, um Saudi-Arabien hohen Energiebedarf klimaneutral decken zu können.

Die **Bedingungen für den Transport von grünem Wasserstoff und PtX-Produkten** aus Saudi-Arabien erscheinen eher unterdurchschnittlich (2,5 Punkte). Insbesondere die vergleichsweise weite Transportdistanz nach Deutschland, die ausschließlich den Schiffstransport erlaubt, lässt die Bewertung abfallen. Denn beim Logistics Performance Index ¹⁵⁰, der hier gleichgewichtet mit 50 % in die Bewertung einfließt, liegt Saudi-Arabien mit 3,01 von 5 Punkten im internationalen Vergleich hingegen im eher besseren Bereich.

Die **Investitions- und Versorgungssicherheit** ist für Unternehmen, die eine Investition in einem potenziellen Partnerland erwägen, eine wichtige Kenngröße. Für die hier vorgenommene Betrachtung setzt sich der Indikator aus drei gleichgewichtig einfließenden Größen zusammen, der Investitionssicherheit, dem Demokratieindex und der politischen Stabilität. Für die Bewertung der Investitionssicherheit wurden verschiedene Kennzahlen aus dem Global Competitiveness Report 2019 ¹⁵¹ herangezogen. Dazu zählen die Eigentumsrechte, der Schutz des geistigen Eigentums, die makroökonomische Stabilität, die Solidität von Banken, die Credit Ratings des Landes ¹⁵², der Korruptionswahrnehmungsindex sowie der Climate Risk Index. Insgesamt schneidet Saudi-Arabien in allen Punkten durchschnittlich bis sehr gut ab (Durchschnitt 4 Punkte), was für ein stabiles Investitionsumfeld spricht. Da Versorgungssicherheit und politische Stabilität nicht zwangsläufig mit einer demokratischen Grundhaltung verbunden sind, letztere aber aus deutscher und europäischer Sicht für langfristige Energie- und Handelspartnerschaften relevant ist, wurden auch der Demokratieindex ¹⁵³ in Kombination mit der juristischen Unabhängigkeit und der Pressefreiheit ¹⁵⁴ in die Bewertung einbezogen. Für dieses Teilsegment schneidet Saudi-Arabien mit 1,75 Punkten weit unterdurchschnittlich ab. Bei der politischen Stabilität fällt die Bewertung des World Economic Forum mit 5,3 von 7 möglichen Punkten dagegen gut aus. Saudi-Arabien erscheint daher mit Blick auf die Investitions- und Versorgungssicherheit insgesamt als ein relativ verlässlicher Akteur (3,8 Punkte).

Die **Chancen für deutsche Unternehmen** werden mit 4 Punkten gut bewertet. Die durchschnittliche Bewertung (3,01 Punkte) mittels des Ease of Doing Business ¹⁵⁵ und des Handelsumfangs mit Deutschland ¹⁵⁶ wird durch die Expert*innen-einschätzung an dieser Stelle noch deutlich angehoben, wobei kulturell-religiöse Unterschiede bei der Anbahnung von Geschäftsbeziehungen explizit zu beachten sind.

Ergänzend zur Analyse des technischen Wasserstoffexportpotenzials und der Transportbedingungen wurde auch die **Export Readiness** betrachtet, wobei vier Aspekte gleichgewichtet in das Kriterium einfließen. Eine bestehende Energiepartnerschaft erleichtert den Aufbau entsprechender Import-/Exportbeziehungen maßgeblich, zwischen Deutschland und Saudi-Arabien besteht jedoch keine derartige partnerschaft-

¹⁵⁰ Weltbank 2018.

¹⁵¹ WEF 2019.

¹⁵² Börsen-Zeitung 2021.

¹⁵³ Economist 2021.

¹⁵⁴ WEF 2019.

¹⁵⁵ WEF 2019.

¹⁵⁶ Statistisches Bundesamt 2020b.

liche Beziehung (2 Punkte).¹⁵⁷ Liegen in möglichen Partnerländern Wasserstoffstrategien vor, ist mit einem beschleunigten Aufbau entsprechender Handelsbeziehungen zu rechnen. Aktuell werden in Saudi-Arabien lediglich Pilot- beziehungsweise Demonstrationsprojekte unterstützt und es gibt erste Aktivitäten zur Produktion (grünen) Wasserstoffs. Das führt zu einer vergleichsweise schlechten Bewertung von 2 Punkten. Darüber hinaus fließen hier bereits bestehende Exportinfrastrukturen mit ein, die über den jährlichen Containerdurchsatz¹⁵⁸ ebenso wie über bereits bestehende Energiehandelsinfrastrukturen und entsprechende Exportflüsse¹⁵⁹ abgebildet werden. Saudi-Arabien erreicht diesbezüglich eine durchschnittliche Bewertung (3 Punkte). Als vierter Aspekt findet in dieses Kriterium der Human Development Index¹⁶⁰ Eingang, um die entsprechende Fachkräfteverfügbarkeit für den Aufbau und die Abwicklung von Wasserstoffexportaktivitäten abbilden zu können. Hier schneidet Saudi-Arabien mit 4 Punkten gut ab.

Abschließend wird die **gesellschaftliche Akzeptanz** einer potenziellen Wasserstoffhandelsbeziehung beleuchtet. Dabei fließen vier Aspekte gleichgewichtet ein. Die Wasserstoffproduktion via Elektrolyse benötigt Wasser als Ressource. Daher wird die Wassersituation im Land anhand eines Indikators zur Wasserversorgungssituation abgebildet. Dieser besteht zu gleichen Teilen aus der Bewertung der Zuverlässigkeit der Wasserversorgung¹⁶¹ und der Gefahr von Wasserstress im Land.¹⁶² Hier fällt die Bewertung für Saudi-Arabien mit 2,8 Punkten eher schlecht aus. Die Verlässlichkeit der Wasserversorgung ist zwar insgesamt gut, der Wasserstress¹⁶³ jedoch als hoch einzustufen. Für den umfassenden Aufbau von Produktionsanlagen zur Herstellung von grünem Wasserstoff dürfte daher der Fokus auf dem Einsatz von Meerwasserentsalzungsanlagen liegen, die zugleich auch eine Chance zur Verbesserung der Wasserversorgung beziehungsweise Verringerung des Wasserstresses im Land bieten, insofern die Projekte entsprechend ausgelegt sind. Als weiterer Indikator erfolgt eine Auswertung der Situation hinsichtlich der umweltbezogenen Sustainability Goals.¹⁶⁴ Bezüglich der Environmental Stability, bewertet auf Basis der SDGs, liegt Saudi-Arabien mit 2,875 Punkten knapp unter dem Durchschnitt. Zu den beiden Aspekten Akzeptanz des Ausbaus der Erzeugung erneuerbaren Stroms vor Ort und der Exportbereitschaft fließen Expert*inneneinschätzungen in die Bewertung ein. Gerade bei den beiden letztgenannten Punkten schneidet Saudi-Arabien jeweils gut ab (3,5 Punkte beziehungsweise 4 Punkte). Insgesamt kann im Land daher von einer leicht überdurchschnittlichen gesellschaftlichen Akzeptanz (3,28 Punkte) für eine saudi-arabisch-deutsche Wasserstoffpartnerschaft ausgegangen werden.

157 BMWi 2020b.

158 UNCTAD STAT 2020.

159 IEA 2022.

160 UNDP 2020b.

161 Weltbank 2019.

162 WRI 2020.

163 WRI 2020.

164 UNDP 2020.

3.3.3 Ergebnisse im Überblick

Saudi-Arabien		Punkte	Bewertung
Kriterium 1	Stromerzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien	3,5	+
	Potenzial zur erneuerbaren Stromerzeugung	3,67	
	Optionen zur erneuerbaren Stromerzeugung	3	
Kriterium 2	(emissionsbezogene) Nachhaltigkeit des Energiesystems	1,6	-
	Defossilisierungsgrad Primärenergiemix	1,0	
	Defossilisierungsgrad Strommix	1,0	
	Grad der Elektrifizierung	4,0	
Kriterium 3	technisches Exportpotenzial für Wasserstoff	2,0	
Kriterium 4	Transportbedingungen für Wasserstoff beziehungsweise PtX-Produkte	2,5	0
	Transportdistanz nach Deutschland	2,0	
	Logistics Performance Index	3,0	
Kriterium 5	Investitions- und Versorgungssicherheit	3,1	0
	Investitionssicherheit	3,8	
	Demokratieindex inklusive juristischer Unabhängigkeit und Pressefreiheit	1,75	
	Stabilität	3,8	
Kriterium 6	Chancen für deutsche Unternehmen	4,0	+
	Ease of Doing Business + Handelsvolumina	3,0	
	Expert*inneneinschätzung	4,7	
Kriterium 7	Export Readiness	2,7	0
	Energiepartnerschaften	2,0	
	Wasserstoffstrategie	2,0	
	bestehende Exportinfrastrukturen	2,75	
	Human Development Index	5,0	

Kriterium 8	gesellschaftliche Akzeptanz	3,3	0
	Wasserversorgung	2,76	
	Environmental Sustainability	2,875	
	Exportbereitschaft	4,0	
	Akzeptanz für den Ausbau von EE vor Ort	3,5	

Tabelle 34: Gesamtüberblick über die Bewertung Saudi-Arabiens inklusive der Überführung der Punkte in die fünfstufige Bewertungsmatrix (-- bis ++)

3.4 Spanien

Spanien steht als Beispielland stellvertretend für einen potenziellen Kooperationspartner auf der Iberischen Halbinsel. Das Land ist bereits ein wichtiger Handelspartner Deutschlands innerhalb der Europäischen Union und es bietet – aus europäischer Sicht betrachtet – vergleichsweise günstige Solar- und Windpotenziale.

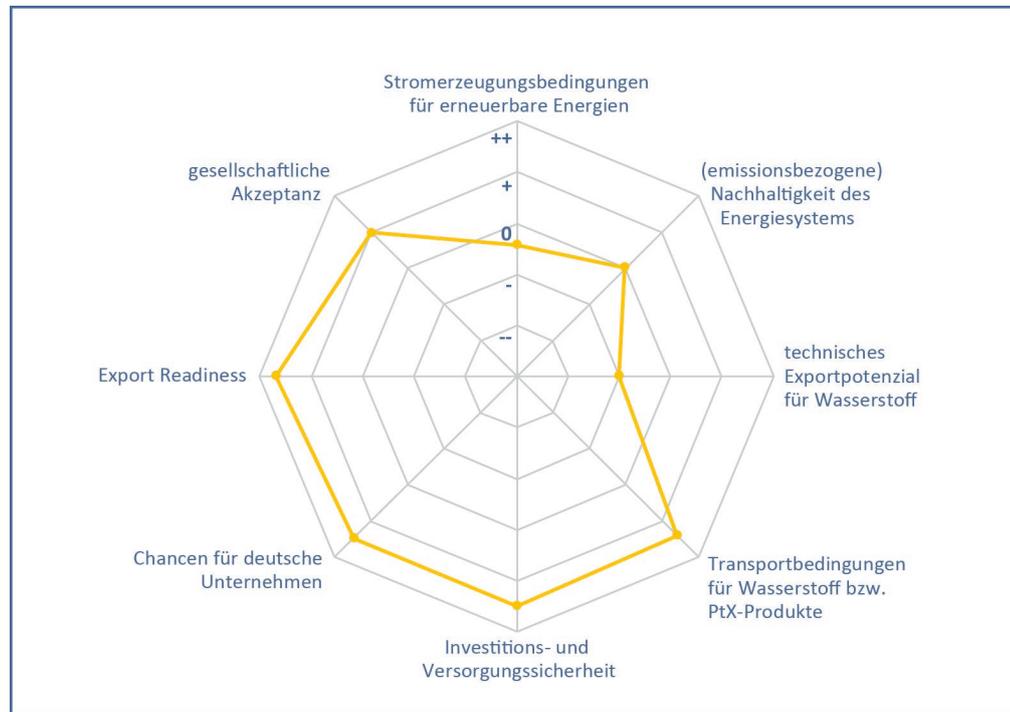


Abbildung 24: Länderbewertung für Spanien (Quelle: eigene Darstellung)

3.4.1 Rahmendaten

Das EU-Land Spanien umfasst eine Landesfläche von 506.000 km². Die Einwohnerzahl betrug 2018 46,8 Mio., bei einer Bevölkerungsdichte von 93,7 Einwohner*innen je km². Das Bevölkerungswachstum ist mit 0,4 % (2018) niedrig. 2018 lag das BIP Spaniens bei 1.420 Mrd. USD beziehungsweise 30.371 USD/Einwohner*in und die spanische Wirtschaft wuchs in diesem Jahr um 2,4 %.¹⁶⁵ In Bezug auf das Regierungssystem ist Spanien eine parlamentarische Monarchie.¹⁶⁶

3.4.2 Ergebnisse der Kriterienbewertung

Zur Betrachtung **der Bedingungen für die Erzeugung erneuerbaren Stroms** wurden im Rahmen der Analyse zwei Aspekte einbezogen, die Erzeugungspotenziale für erneuerbaren Strom aus Photovoltaik, Windenergie an Land und offshore (80 %) sowie die Anzahl der zur Verfügung stehenden Optionen zur erneuerbaren Stromerzeugung (20 %). Hier wurde berücksichtigt, ob auch Wasserkraftpotenziale zusätzlich zur Wind- und Sonnenenergie genutzt werden können. Bezüglich der Photovoltaik lag

¹⁶⁵ Weltbank 2020b.

¹⁶⁶ Auswärtiges Amt 2020c.

der Fokus auf den Potenzialen für Freiflächenanlagen, die – im industriellen Maßstab installiert – entsprechend niedrige Stromerzeugungskosten erreichen können.¹⁶⁷

Spanien schneidet bei den Möglichkeiten zur Erzeugung erneuerbaren Stroms vergleichsweise schlecht ab. Das Land verfügt zwar über Flächen, die hohe Photovoltaik- und Windpotenziale bieten, jedoch erscheinen diese insgesamt deutlich limitiert. Es weist mit 84.376 kWh/kWp/a den zweitniedrigsten Potenzialwert bei der Photovoltaik von allen betrachteten Beispielländern auf. Für Spanien liegt das durchschnittliche praktische spezifische Potenzial bei 4,41 kWh pro kWp und Tag, was durchaus keine schlechten Bedingungen sind. Das durchschnittliche jährliche praktische Potenzial liegt bei 1.611 kWh pro kWp. Deutlich eingeschränkt erscheint jedoch die für die Photovoltaik nutzbare Fläche mit nur 52.387 km². Diese führt zum dargestellten niedrigen Erzeugungspotenzial, für das Spanien 2 Punkte erreicht. Bei der Windenergie an Land ergibt sich ein noch schlechteres Bild. Mit einer Mean Power Density von 302,41 W/m² (gemessen in einer Höhe von 100 m über Grund) sind die Verhältnisse zwar vielversprechend, die nutzbare Fläche liegt jedoch wiederum nur bei 113.921 km².¹⁶⁸ Damit erreicht das Land hier nur 1 Punkt. Durch die Küstenlage weist Spanien zusätzlich Potenzial für die Nutzung von Offshore-Wind auf. Dieses ist gemäß den Potenzialangaben der Weltbank¹⁶⁹ mit insgesamt 219 GW nicht unerheblich. Da in Spanien Offshore-Potenziale bereits erschlossen werden, ist davon auszugehen, dass diese Potenziale vergleichsweise schnell gehoben werden können. Die Potenziale aus Photovoltaik, Windenergie an Land und offshore führen folglich zu einer unterdurchschnittlichen Gesamtbewertung bezüglich der Erzeugungsbedingungen für erneuerbaren Strom, zumal kaum zusätzliche Stromerzeugungspotenziale aus Wasserkraft als Back-up-Optionen zur Verfügung stehen.

Hinsichtlich der **(emissionsbezogenen) Nachhaltigkeit des Energiesystems** schneidet Spanien mit 3 Punkten durchschnittlich ab. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung ist mit 38 %¹⁷⁰ vergleichsweise hoch und das Stromsystem gleichzeitig als sehr weit entwickelt einzustufen, da der Zugang der Bevölkerung zu Strom, der mit dem Elektrifizierungsgrad gemessen wird, bei 100 % liegt.¹⁷¹ Der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch beträgt 14 % und ist damit noch deutlich ausbaufähig.¹⁷² Dies ist auf die Dominanz der fossilen Energieträger Erdgas und Mineralöl insbesondere im Verkehrs- und im Wärmesektor zurückzuführen.

Vor dem Hintergrund des noch zu 86 % auf fossilen Energieträgern basierenden spanischen Energiesystems¹⁷³ erscheinen die Erneuerbare-Energien-Potenziale begrenzt, sodass das **technische Exportpotenzial für grünen Wasserstoff** als eher gering einzustufen ist (2 Punkte). Größere Teile des Potenzials für die Erzeugung erneuerbaren Stroms aus Photovoltaik, Windenergie an Land und gegebenenfalls auch offshore werden zunächst benötigt, um Spaniens Energiebedarf klimaneutral decken zu können.

167 ESMAP 2020.

168 Global Wind Atlas 2020.

169 Weltbank 2022.

170 REN 21 2020.

171 WEF 2019.

172 IRENA 2020a.

173 EIA 2020.

Die **Bedingungen für den Transport von grünem Wasserstoff** aus Spanien erscheinen dagegen überdurchschnittlich (4,4 Punkte). Insbesondere die kurze Transportdistanz nach Deutschland, die Spanien prädestiniert für einen Pipelinetransport, zusammen mit der Küstenlage, die als Alternative den Schiffftransport zulässt, führen zu einer Bewertung mit 5 Punkten. Auch der Logistics Performance Index ¹⁷⁴, der mit 50 % gleichgewichtet in die Bewertung einfließt, liegt für Spanien mit 3,83 von 5 Punkten im internationalen Vergleich im vorderen Bereich.

Für Unternehmen, die eine Investition in einem potenziellen Partnerland erwägen, ist die **Investitions- und Versorgungssicherheit** eine wichtige Kenngröße. Für die hier vorgenommene Betrachtung setzt sich der Indikator aus drei gleichgewichtig einfließenden Größen zusammen, der Investitionssicherheit, dem Demokratieindex und der politischen Stabilität. Für die Bewertung der Investitionssicherheit wurden verschiedene Kennzahlen aus dem Global Competitiveness Report 2019 ¹⁷⁵ herangezogen. Dazu zählen die Eigentumsrechte, der Schutz des geistigen Eigentums, die makroökonomische Stabilität, die Solidität von Banken, die Credit Ratings des Landes ¹⁷⁶, der Korruptionswahrnehmungsindex sowie der Climate Risk Index. Insgesamt schneidet Spanien in allen Punkten durchschnittlich bis gut ab (3,33 Punkte), was für ein relativ stabiles Investitionsumfeld spricht. Da Versorgungssicherheit und politische Stabilität nicht zwangsläufig mit einer demokratischen Grundhaltung verbunden sein müssen, dies aber als Maßstab für langfristige Energie- und Handelspartnerschaften als wichtig erscheint, wurde auch die Bewertung Spaniens nach dem Demokratieindex ¹⁷⁷ in Kombination mit der juristischen Unabhängigkeit und der Pressefreiheit ¹⁷⁸ berücksichtigt. Für dieses Teilsegment schneidet Spanien mit 4,25 Punkten als Land im gemeinsamen europäischen Wirtschaftsraum gut bis sehr gut ab. Bei der politischen Stabilität fällt die Bewertung des World Economic Forum mit 4,2 von 7 möglichen Punkten eher mittelmäßig aus. Bezüglich der Investitions- und Versorgungssicherheit erhält Spanien aufgrund der Datenlage 3,33 Punkte. Der Indikatorenwert für Kriterium 5 beliefe sich für Spanien rein rechnerisch insgesamt auf 3,5 Punkte. Dieser wurde durch die Expert*inneneinschätzung der AG „Wasserstoffwirtschaft“ jedoch auf 4,5 Punkte angehoben, vorrangig aufgrund der Zusammenarbeit innerhalb der EU, des gemeinsamen Wirtschaftsraums und des gemeinsamen Rechts- und Handelsrahmens.

Die **Chancen für deutsche Unternehmen** werden für Spanien mit insgesamt 4,5 Punkten als sehr gut bewertet. Die bereits gute Bewertung (4,0 Punkte) mittels des Ease of Doing Business ¹⁷⁹ und des Handelsumfangs mit Deutschland ¹⁸⁰ wird durch die sehr gute Expert*inneneinschätzung (4,8 Punkte) an dieser Stelle noch etwas angehoben.

Ergänzend zur Analyse des technischen Exportpotenzials für Wasserstoff und der Transportbedingungen wurde ebenfalls die **Export Readiness** betrachtet. Auch hier fließen vier Aspekte gleichgewichtet ein. Eine bestehende Energiepartnerschaft

174 Weltbank 2018.

175 WEF 2019.

176 Börsen-Zeitung 2021.

177 Economist 2021.

178 WEF 2019.

179 WEF 2019.

180 Statistisches Bundesamt 2020b.

erleichtert den Aufbau entsprechender Import-/Exportbeziehungen maßgeblich und zwischen Deutschland und Spanien bestehen im Rahmen der EU-Mitgliedschaft intensive Partnerschafts- und Handelsbeziehungen (5 Punkte).¹⁸¹ Liegen in den möglichen Partnerländern Wasserstoffstrategien vor, ist davon auszugehen, dass diese zu einem beschleunigten Aufbau entsprechender Handelsbeziehungen führen. Spanien hat eine nationale Wasserstoffstrategie mit dem Ziel der Emissionsreduktion, der Diversifizierung der Energieversorgung, der Integration erneuerbarer Energien und des Wasserstoffexports. Dies führt zu einer Bewertung mit der höchstmöglichen Punktzahl von 5. Darüber hinaus fließen hier bereits bestehende Exportinfrastrukturen ein, die über den jährlichen Containerdurchsatz¹⁸² ebenso wie über bereits bestehende Energiehandelsinfrastrukturen und entsprechende Exportflüsse¹⁸³ abgebildet werden. Spanien erreicht diesbezüglich ebenfalls eine gute Bewertung von 3,75 Punkten. Als vierter Aspekt findet der Human Development Index¹⁸⁴ Eingang, um die Fachkräfteverfügbarkeit für den Aufbau und die Abwicklung entsprechender Exportaktivitäten abbilden zu können. Hier schneidet Spanien mit 5 Punkten ebenfalls sehr gut ab.

Abschließend wird die **gesellschaftliche Akzeptanz** einer potenziellen Wasserstoffhandelsbeziehung beleuchtet. Dabei fließen vier Aspekte gleichgewichtet ein. Für die Wasserstoffproduktion via Elektrolyse wird Wasser als Ressource benötigt, weshalb die Wassersituation im Land anhand eines Indikators zur Wasserversorgungssituation abgebildet wird. Dieser besteht zu gleichen Teilen aus der Bewertung der Zuverlässigkeit der Wasserversorgung¹⁸⁵ und der Situation des Landes bezüglich Wasserstress¹⁸⁶. Insgesamt wird die Wasserversorgung für Spanien mit 3,3 Punkten als mittelmäßig bewertet. Dabei ist die Verlässlichkeit der Wasserversorgung zwar sehr gut, aber der Wasserstress¹⁸⁷ fällt zugleich hoch aus. Für einen umfassenden Aufbau von Produktionsanlagen zur Herstellung grünen Wasserstoffs dürfte daher der Fokus zumindest in den Küstenlagen auf dem Einsatz von Meerwasserentsalzungsanlagen liegen, die zugleich auch einen Beitrag zur Reduzierung des Wasserstress im Land leisten könnten. In die Bewertung der gesellschaftlichen Akzeptanz geht auch die Auswertung der Situation hinsichtlich der umweltbezogenen Sustainability Goals¹⁸⁸ ein. Mit 3,375 Punkten schneidet Spanien bezüglich der Environmental Stability, bewertet auf Basis der SDGs, leicht überdurchschnittlich ab. Gemeinsam mit Marokko stellt dies jedoch die beste erreichte Bewertung der analysierten Beispielländer für dieses Kriterium dar. Zu den beiden Aspekten Akzeptanz des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung vor Ort und Exportbereitschaft fließen Expert*inneneinschätzungen aus der AG „Wasserstoffwirtschaft 2030“ in die Bewertung ein. Bei beiden Punkten schneidet Spanien gut bis sehr gut ab (jeweils 4,5 Punkte). Insgesamt kann daher von einer hohen gesellschaftlichen Akzeptanz (3,92 Punkte) für eine spanisch-deutsche Wasserstoffpartnerschaft ausgegangen werden.

181 BMWi 2020b.

182 UNCTAD STAT 2020.

183 IEA 2022.

184 UNDP 2020b.

185 Weltbank 2019.

186 WRI 2020.

187 WRI 2020.

188 UNDP 2020a.

3.4.3 Ergebnisse im Überblick

Spanien		Punkte	Bewertung
Kriterium 1	Stromerzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien	2,6	0
	Potenzial zur erneuerbaren Stromerzeugung	2,67	
	Optionen zur erneuerbaren Stromerzeugung	2,25	
Kriterium 2	(emissionsbezogene) Nachhaltigkeit des Energiesystems	3,0	0
	Defossilisierungsgrad Primärenergiemix	2,0	
	Defossilisierungsgrad Strommix	3,0	
	Grad der Elektrifizierung	5,0	
Kriterium 3	technisches Exportpotenzial für Wasserstoff	2,0	-
Kriterium 4	Transportbedingungen für Wasserstoff beziehungsweise PtX-Produkte	4,4	+
	Transportdistanz nach Deutschland	5,0	
	Logistics Performance Index	3,83	
Kriterium 5	Investitions- und Versorgungssicherheit	3,5 + 1,0*	++
	Investitionssicherheit	3,3	
	Demokratieindex inklusive juristischer Unabhängigkeit und Pressefreiheit	4,25	
	Stabilität	3,0	
Kriterium 6	Chancen für deutsche Unternehmen	4,5	++
	Ease of Doing Business + Handelsvolumina	4,0	
	Expert*inneneinschätzung	4,8	

Kriterium 7	Export Readiness	4,7	++
	Energiepartnerschaften	5,0	
	Wasserstoffstrategie	5,0	
	bestehende Exportinfrastrukturen	3,75	
	Human Development Index	5,0	
Kriterium 8	gesellschaftliche Akzeptanz	3,9	+
	Wasserversorgung	3,3	
	Environmental Sustainability	3,375	
	Exportbereitschaft	4,5	
	Akzeptanz für den Ausbau von EE vor Ort	4,5	

Tabelle 35: Gesamtüberblick über die Bewertung Spaniens inklusive der Überführung der Punkte in die fünfstufige Bewertungsmatrix (- bis ++)

* = Korrekturfaktor aufgrund der abweichenden Einschätzung der Expert*innen der AG „Wasserstoffwirtschaft 2030“

3.5 Südafrika

Südafrika wurde seitens der AG-Mitglieder als ein Vertreter für die Region Subsahara-Afrika ausgewählt. Es steht zudem stellvertretend für ein Land mit einer besonderen technologischen Stärke im Energiesektor, die es im Bereich der Fischer-Tropsch-Synthese aufweist.

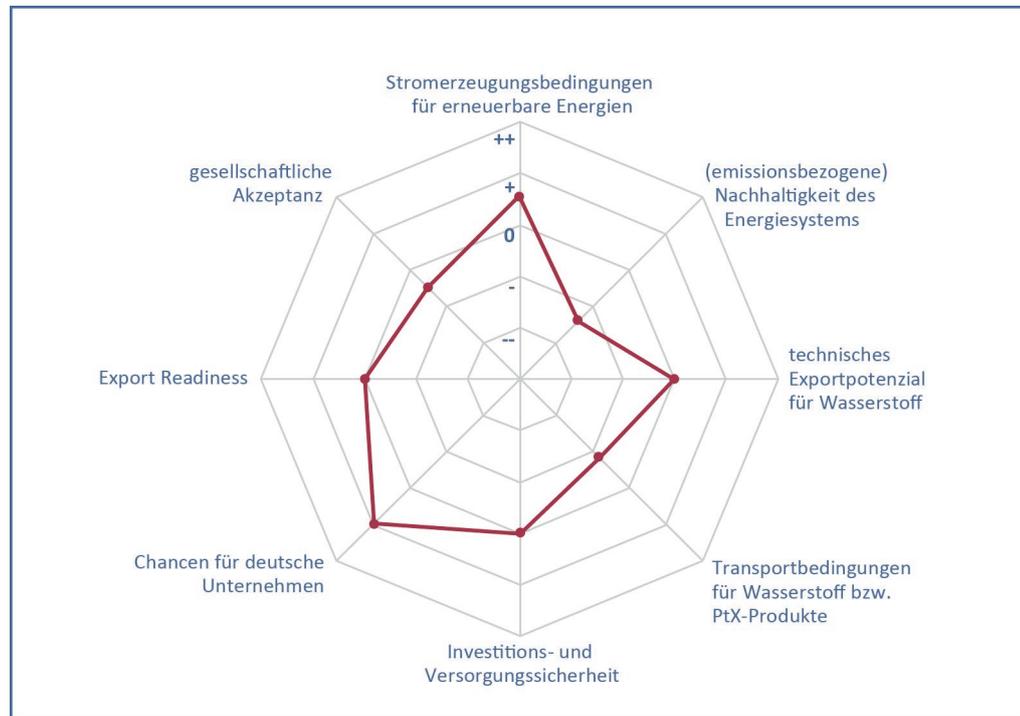


Abbildung 25: Länderbewertung für Südafrika (Quelle: eigene Darstellung)

3.5.1 Rahmendaten

Südafrika, gelegen an der Südspitze Afrikas, hat als Teil von Subsahara-Afrika eine Einwohnerzahl von 59,31 Mio. (2020), ein Bevölkerungswachstum von 1,3 % (in 2020) und eine Einwohnerdichte von 48,9 Einwohner*innen je km². Die Landesfläche beträgt 1.221.000 km². Das BIP in Südafrika betrug 2018 rund 368,3 Mrd. USD beziehungsweise 6.327 USD/Einwohner*in und die Wachstumsrate lag bei 0,8 % (Weltbank 2021a).¹⁸⁹ Südafrika ist eine parlamentarische Demokratie mit einem starken Exekutivpräsidenten und föderativen Elementen. Es wird auch als Präsidialdemokratie bezeichnet. Das Land gliedert sich in neun Provinzen mit eigenen Parlamenten und Regierungen. Diese sind jedoch in politischen und finanziellen Fragen weniger eigenständig als beispielsweise die deutschen Bundesländer. Der Präsident wird alle fünf Jahre von der Nationalversammlung gewählt.¹⁹⁰

3.5.2 Ergebnisse der Kriterienbewertung

Für die Betrachtung der **Bedingungen für die Erzeugung erneuerbaren Stroms** wurden zwei Aspekte einbezogen, zum einen die Erzeugungspotenziale für erneuerbaren Strom aus Photovoltaik, Windenergie an Land und offshore (80 %) und zum anderen die Anzahl der zur Verfügung stehenden Optionen zur erneuerbaren

¹⁸⁹ Weltbank 2021a.

¹⁹⁰ Auswärtiges Amt 2021b.

Stromerzeugung (20 %). Hier wurde berücksichtigt, ob auch Wasserkraftpotenziale genutzt werden können. Bezüglich der Photovoltaik lag der Fokus auf den Potenzialen für Freiflächenanlagen, die – im industriellen Maßstab installiert – entsprechend niedrige Stromerzeugungskosten erreichen können.¹⁹¹

Hinsichtlich der Potenziale zur erneuerbaren Stromerzeugung schneidet Südafrika gut ab, auch wenn die Flächenverfügbarkeit für Photovoltaik durch den großen Anteil an Landwirtschaftsflächen stärker eingeschränkt wird als in anderen Ländern. Für Südafrika liegt das durchschnittliche praktische spezifische Potenzial bei 5,0 kWh pro kWp und Tag und damit das durchschnittliche jährliche praktische Potenzial bei 1.826 kWh pro kWp. Die für die Photovoltaik nutzbaren Flächen belaufen sich auf 152.270 km². Damit erreicht Südafrika 3 Punkte in der Bewertungsskala. Bei der Windenergie an Land ergibt sich für Südafrika ein eher durchschnittliches Bild. Zwar ist die Mean Power Density von 249,69 W/m² (gemessen in einer Höhe von 100 m über Grund) durchaus interessant, die nutzbaren Flächen fallen mit 583.015 km²¹⁹² jedoch vergleichsweise gering aus, sodass auch hier nur 3 Punkte erreicht werden. Das Potenzial für die Nutzung von Offshore-Wind ist durch Südafrikas Küstenlage jedoch hervorragend. Nach Potenzialangaben der Weltbank¹⁹³ verfügt Südafrika sowohl für Offshore-Windenergieanlagen mit Gründung als auch für Floating-Anlagen mit insgesamt 900 GW über ein sehr hohes theoretisches Potenzial und erhält hierfür 5 Punkte. Die Potenziale aus Photovoltaik, Windenergie an Land und offshore führen insgesamt zu einer guten Bewertung bezüglich der Erzeugungsbedingungen für erneuerbaren Strom, auch wenn keine zusätzlichen Stromerzeugungspotenziale aus Wasserkraft als Back-up-Optionen bestehen.

Hinsichtlich der **(emissionsbezogenen) Nachhaltigkeit des Energiesystems** weist Südafrika noch hohe Defizite auf (1,6 Punkte). So fällt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung mit 3,1 %¹⁹⁴ ausgesprochen gering aus (1 Punkt). Gleichzeitig ist das Stromsystem bislang relativ schlecht entwickelt. Der Zugang der Bevölkerung zu Strom, der mit dem Elektrifizierungsgrad gemessen wird, liegt bei 84,2 %¹⁹⁵, was zu lediglich 2 Punkten führt. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch ist mit 6 % im Jahr 2018 ebenfalls noch auf sehr niedrigem Niveau¹⁹⁶ (2 Punkte), was insbesondere auf die hohe Dominanz der heimischen Steinkohle, sowohl im Stromsektor als auch in den anderen Energieverbrauchssektoren, zurückzuführen ist. Südafrika kann weitreichende Erfahrungen im Bereich der großtechnischen Umsetzung von Fischer-Tropsch-Synthesen und der Produktion synthetischer Kraftstoffe aus Synthesegas der Kohlevergasung vorweisen. Dieser Erfahrungsschatz könnte für die Produktion klimaneutraler Synthesegase und Kraftstoffe nutzbar gemacht werden. Vor dem Hintergrund des globalen Klimaschutznutzens ist bei einer Partnerschaft mit Südafrika darauf zu achten, dass die Erschließung der Potenziale bei den erneuerbaren Energien zur Produktion von grünem Wasserstoff die Transformation des südafrikanischen Strom- und Energiesystems nicht ausbremst. Eine Partnerschaft für grünen Wasserstoff kann allerdings auch neue, hochwertige Einkommensmöglichkeiten eröffnen und damit die entsprechenden Impulse

191 ESMAP 2020.

192 Global Wind Atlas 2020.

193 Weltbank 2022.

194 REN 21 2020.

195 WEF 2019.

196 IRENA 2020.a

setzen, beschleunigt aus der Nutzung der Kohle auszusteigen und das nationale Energie- und Wirtschaftssystem systematisch in die Klimaneutralität zu führen.

Auch wenn das südafrikanische Energiesystem noch weitestgehend auf fossilen Energieträgern basiert¹⁹⁷, wird das **technische Exportpotenzial für grünen Wasserstoff** mit 3 Punkten als durchschnittlich eingestuft. Das Potenzial für die Erzeugung erneuerbaren Stroms aus Photovoltaik, Windenergie an Land und insbesondere offshore erscheint hoch genug, um gleichzeitig Südafrikas Energiebedarf klimaneutral decken und aus erneuerbarem Strom erzeugten grünen Wasserstoff in nennenswerten Mengen exportieren zu können.

Die Bedingungen für den **Transport von grünem Wasserstoff beziehungsweise PtX-Produkten** von Südafrika nach Deutschland erscheinen eher nachteilig. Insbesondere die weite Transportdistanz, die ausschließlich den Transport per Schiff ermöglicht, wirkt sich hier negativ aus (1 Punkt). Beim Logistics Performance Index¹⁹⁸, der mit einer Gewichtung von 50 % in die Bewertung dieses Kriteriums einfließt, schneidet Südafrika mit 3,38 von 5 Punkten im internationalen Vergleich leicht überdurchschnittlich ab.

Die **Investitions- und Versorgungssicherheit** ist für Unternehmen, die in einem der potenziellen Partnerländer investieren möchten, eine wichtige Kenngröße. Für die hier vorgenommene Betrachtung fließen drei gleichgewichtete Größen ein, die Investitionssicherheit, der Demokratieindex und die politische Stabilität. Für die Bewertung der Investitionssicherheit wurden verschiedene Kennzahlen aus dem Global Competitiveness Report 2019¹⁹⁹ herangezogen. Dazu zählen die Eigentumsrechte, der Schutz des geistigen Eigentums, die makroökonomische Stabilität, die Solidität von Banken, die Credit Ratings des Landes²⁰⁰, der Korruptionswahrnehmungsindex sowie der Climate Risk Index. Insgesamt schneidet Südafrika in allen Punkten leicht unterdurchschnittlich bis gut ab, was insgesamt für ein relativ stabiles Investitionsumfeld spricht (3,03 Punkte). Da Versorgungssicherheit und politische Stabilität nicht zwangsläufig mit einer demokratischen Grundhaltung verbunden sind, dies aber aus deutscher und europäischer Perspektive einen wichtigen Maßstab für die Etablierung langfristiger Energie- und Handelspartnerschaften darstellt, wurde auch die Bewertung Südafrikas nach dem Demokratieindex²⁰¹ in Kombination mit der juristischen Unabhängigkeit und der Pressefreiheit²⁰² berücksichtigt. Für dieses Teilssegment schneidet Südafrika mit etwas weniger als 4 Punkten vergleichsweise gut ab. Bei der politischen Stabilität fällt die Bewertung des World Economic Forum mit 3,3 von 7 möglichen Punkten eher schlecht aus. Südafrika erhält bezüglich der Investitions- und Versorgungssicherheit mit 3,06 Punkten eine durchschnittliche Bewertung.

Die **Chancen für deutsche Unternehmen** werden dagegen mit 3,9 Punkten als gut eingeschätzt. Während der Ease of Doing Business²⁰³ in Kombination mit dem Handelsumfang mit 2,7 Punkten eine leicht unterdurchschnittliche

197 IEA 2022.

198 Weltbank 2018.

199 WEF 2019.

200 Börsen-Zeitung 2021.

201 Economist 2021.

202 WEF 2019.

203 WEF 2019.

Bewertung ergibt, liegt die Expert*inneneinschätzung mit 4,7 Punkten deutlich höher, insbesondere aufgrund des hohen Ansehens deutscher Unternehmen vor Ort.

Ergänzend zur Analyse des technischen Exportpotenzials für Wasserstoff und der Transportbedingungen wurde auch die **Export Readiness** betrachtet, wobei an dieser Stelle vier Aspekte gleichgewichtet einfließen. Eine bestehende Energiepartnerschaft erleichtert den Aufbau entsprechender Import-/Exportbeziehungen maßgeblich und zwischen Deutschland und Südafrika besteht eine solche seit 2013 mit den thematischen Schwerpunkten Strukturwandel in Kohleregionen, Wasserstofftechnologie/PtX sowie Energieeffizienz. Seit 2016 beschäftigt man sich im Rahmen der Partnerschaft mit Wasserstoff und PtX. 2019 wurde ein gemeinsames Konzept für eine südafrikanische Förder- und Koordinierungsinstitution nach Vorbild der NOW vorgestellt.²⁰⁴ Dies rechtfertigt die Vergabe von 5 Punkten. Liegen in potenziellen Partnerländern Wasserstoffstrategien vor, kann davon ausgegangen werden, dass diese zu einem beschleunigten Aufbau entsprechender Handelsbeziehungen in diesem Bereich führen. Südafrika entwickelt Pressemitteilungen zufolge eine Wasserstoffstrategie, was zum Zeitpunkt der Bewertung allerdings noch nicht offiziell bestätigt war. Jedoch wurden erste Pilotprojekte unterstützt, woraus die Vergabe von 3 Punkten resultiert. Darüber hinaus fließen in die Bewertung bereits bestehende Exportinfrastrukturen ein, die über den jährlichen Containerdurchsatz²⁰⁵ ebenso wie über bereits bestehende Energiehandelsinfrastrukturen und entsprechende Exportflüsse²⁰⁶ abgebildet werden. Hier kommt Südafrika auf 3 Punkte. Als vierter Aspekt findet hier der Human Development Index²⁰⁷ Eingang in die Analyse, um die Fachkräfteverfügbarkeit für den Aufbau und die Abwicklung entsprechender Exportaktivitäten abbilden zu können. Hier schneidet Südafrika mit 2 Punkten eher schlecht ab.

Abschließend wird die **gesellschaftliche Akzeptanz** einer potenziellen Wasserstoffhandelsbeziehung beleuchtet. Dabei fließen vier Aspekte gleichgewichtet in die Bewertung ein. Weil für die Wasserstoffproduktion via Elektrolyse Wasser als Ressource benötigt wird, wird die Wassersituation im Land anhand eines Indikators zur Wasserversorgungssituation abgebildet. Dieser besteht zu gleichen Teilen aus der Bewertung der Zuverlässigkeit der Wasserversorgung²⁰⁸ und der Situation des Landes bezüglich Wasserstress²⁰⁹. Die Wasserversorgungssituation ist in Südafrika insgesamt eher unterdurchschnittlich (2,87 Punkte) und die Verlässlichkeit der Wasserversorgung im internationalen Vergleich eher durchschnittlich (3,1). Südafrika steht bezogen auf den Wasserstress aber tendenziell eher unter Druck (2,59 Punkte). Für den umfassenden Aufbau von Produktionsanlagen zur Herstellung von grünem Wasserstoff dürfte daher der Fokus auf dem Einsatz von Meerwasserentsalzungsanlagen liegen, die bei entsprechender Projektumsetzung auch eine Chance zur Verbesserung der Wasserversorgung bieten und zur Reduzierung des Wasserstress im Land genutzt werden könnten. Bezüglich der Environmental Stability, bewertet auf Basis der SDGs, schneidet Südafrika mit 1,625 Punkten schlecht bis sehr schlecht ab (UNDP 2020).²¹⁰ Zu den beiden Aspekten der Akzeptanz des Ausbaus der erneuerbaren

204 BMWi 2020b.

205 UNCTAD STAT 2020.

206 IEA 2022.

207 UNDP 2020b..

208 Weltbank 2019.

209 WRI 2020.

210 UNDP 2020a.

Stromerzeugung vor Ort und der Exportbereitschaft fließen Expert*inneneinschätzungen in die Bewertung ein. Bezüglich der Akzeptanz des Ausbaus der erneuerbaren Energien wird seitens der Expert*innen aufgrund der Besitzstandsverhältnisse und der politischen Situation nur ein niedriger Wert erwartet. Die Bevölkerung kann in der Regel von den umgesetzten Großprojekten nicht profitieren und wird in Entscheidungen nicht gehört, was zu deutlicher Ablehnung führen kann (1,5 Punkte). Die Exportbereitschaft wird dagegen mit 4 Punkten als hoch bewertet, da Südafrika traditionell als Exportland gerade auch für Energieträger fungiert. Insgesamt ergibt sich dadurch mit 2,5 Punkten eine durchschnittliche Bewertung mit einer Tendenz nach unten für den Gesamtindikator, sodass eine eher unterdurchschnittliche gesellschaftliche Akzeptanz für eine südafrikanisch-deutsche Wasserstoffpartnerschaft erwartet werden kann.

3.5.3 Ergebnisse im Überblick

Südafrika		Punkte	Bewertung
Kriterium 1	Stromerzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien	3,5	+
	Potenzial zur erneuerbaren Stromerzeugung	3,67	
	Optionen zur erneuerbaren Stromerzeugung	3,0	
Kriterium 2	(emissionsbezogene) Nachhaltigkeit des Energiesystems	1,6	-
	Defossilisierungsgrad Primärenergiemix	2,0	
	Defossilisierungsgrad Strommix	1,0	
	Grad der Elektrifizierung	2,0	
Kriterium 3	technisches Exportpotenzial für Wasserstoff	3,0	0
Kriterium 4	Transportbedingungen für Wasserstoff beziehungsweise PtX-Produkte	2,2	-
	Transportdistanz nach Deutschland	1,0	
	Logistics Performance Index	3,38	
Kriterium 5	Investitions- und Versorgungssicherheit	3,1	0
	Investitionssicherheit	3,03	
	Demokratieindex inklusive juristischer Unabhängigkeit und Pressefreiheit	3,89	
	Stabilität	2,4	
Kriterium 6	Chancen für deutsche Unternehmen	3,9	+
	Ease of Doing Business + Handelsvolumina	2,67	
	Expert*inneneinschätzung	4,7	
Kriterium 7	Export Readiness	3,1	0
	Energiepartnerschaften	5,0	
	Wasserstoffstrategie	3,0	
	bestehende Exportinfrastrukturen	2,5	
	Human Development Index	2,0	

Kriterium 8	gesellschaftliche Akzeptanz	2,5	0
	Wasserversorgung	2,87	
	Environmental Sustainability	1,625	
	Exportbereitschaft	4,0	
	Akzeptanz für den Ausbau von EE vor Ort	1,5	

Tabelle 36: Gesamtüberblick über die Bewertung Südafrikas inklusive der Überführung der Punkte in die fünfstufige Bewertungsmatrix (-- bis ++)

3.6 Ukraine

Die Analyse der Ukraine als geostrategisch bisher wichtiges Energiepartnerland innerhalb Europas stellt, wie oben dargestellt, eine Momentaufnahme zum Zeitpunkt der Analyse im Frühjahr/Sommer 2021 dar. Das Beispiel wurde von den AG-Mitgliedern gewählt, weil es die Besonderheit bereits bestehender Erdgaspipelines aufweist, die perspektivisch auf Wasserstoff umgestellt werden könnten. Der im Februar 2022 gestartete Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine erfolgte nach Beendigung der Länderanalyse. Dessen Auswirkungen, die in ihrem Gesamtumfang gegenwärtig zudem noch nicht abzusehen sind, konnten entsprechend nicht in der Analyse berücksichtigt werden. Auf die besonderen Herausforderungen, die sich aus den erlittenen Kriegsschäden – unter anderem an den Energieinfrastrukturen – und dem damit verbundenen Wiederaufbau ergeben, wird im Analysepapier blitzlichtartig eingegangen (siehe Ländersteckbrief Ukraine/Kapitel 7.2.2).²¹¹

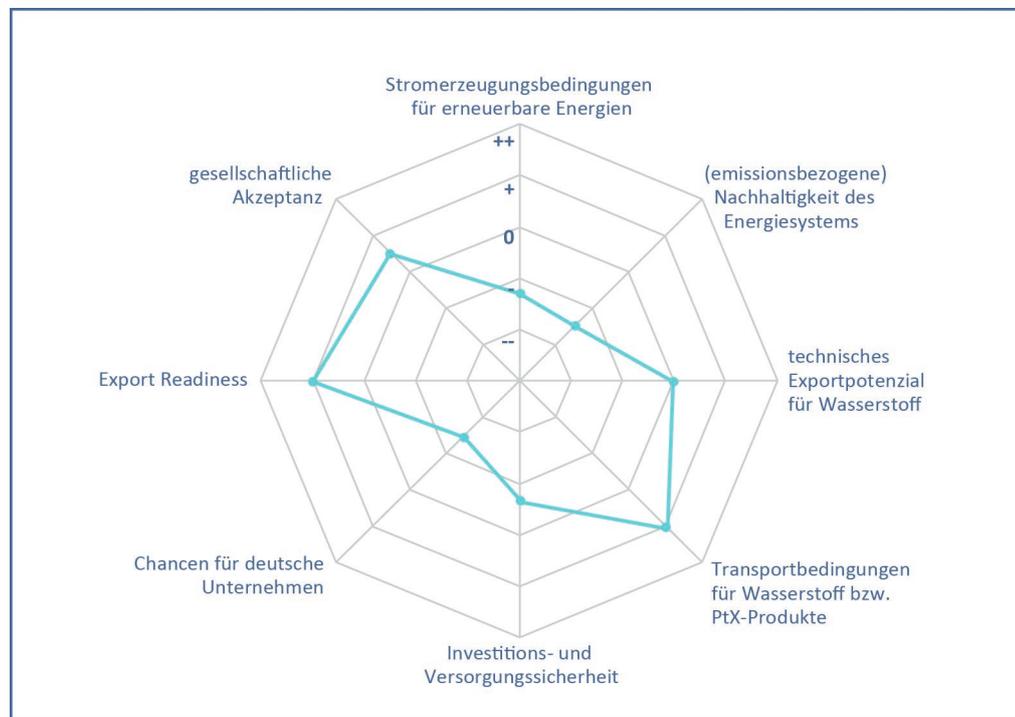


Abbildung 26: Länderbewertung für die Ukraine (Quelle: eigene Darstellung)

3.6.1 Rahmendaten

Die Ukraine, im Herzen Osteuropas gelegen, weist eine Einwohnerzahl von 44,13 Mio. (2020), einen Bevölkerungsrückgang von 0,6 % (in 2020) und eine Einwohnerdichte von 76,2 Einwohner*innen je km² auf. Die Landesfläche beträgt 603.548 km². Das BIP in der Ukraine betrug 2018 rund 130,9 Mrd. USD beziehungsweise 3.096 USD/Einwohner*in, bei einer Wachstumsrate von 3,4 %.²¹² Die Ukraine ist eine parlamentarisch-präsidentiale Republik. Sie arbeitet an ihrer marktwirtschaftlichen Transformation und der Annäherung an europäische Strukturen und wird in diesem Prozess unter anderem auch von der Bundesregierung unterstützt.²¹³ Seit dem erneuten Einmarsch russischer Truppen im Februar 2022 befindet sich die Ukraine gegenwärtig

²¹¹ acatech/Leopoldina/Akademienunion (2022).

²¹² Weltbank 2021a.

²¹³ Auswärtiges Amt 2021c.

allerdings im direkten Krieg mit Russland, der die Lage im Land maßgeblich bestimmt und schwere Schäden auch an der Energie- und Versorgungsinfrastruktur hervorruft.

3.6.2 Ergebnisse der Kriterienbewertung

Zur Bewertung der **Erzeugungsbedingungen für erneuerbaren Strom** wurden die zwei Aspekte Erzeugungspotenziale für erneuerbaren Strom aus Photovoltaik, Windenergie an Land und offshore (80 %) sowie die Anzahl der zur Verfügung stehenden erneuerbaren Stromerzeugungsoptionen (20 %) einbezogen. Dabei wurde berücksichtigt, ob auch Wasserkraftpotenziale genutzt werden können. Bei der Photovoltaik lag der Fokus auf den Potenzialen für Freiflächenanlagen, die – im industriellen Maßstab installiert – entsprechend niedrige Stromerzeugungskosten erreichen können.²¹⁴

Bei den Stromerzeugungsbedingungen für die Erneuerbaren schneidet die Ukraine eher schlecht ab, denn im Land liegt einerseits das durchschnittliche praktische spezifische Potenzial bei lediglich 3,20 kWh pro kWp und Tag, was einem durchschnittlichen jährlichen praktischen Potenzial von 1.203 kWh pro kWp entspricht und nur unwesentlich besser als die Solarstrahlungsbedingungen in Deutschland ist. Andererseits belaufen sich die für die Photovoltaik nutzbaren Flächen auf nur 67.352 km². Damit erreicht die Ukraine an dieser Stelle 2 Punkte auf der Bewertungsskala. Bei der Windenergie an Land ergibt sich kein wesentlich besseres Bild. Mit einer Mean Power Density von 319,69 W/m² (gemessen in einer Höhe von 100 m über Grund) und einer nutzbaren Fläche von 242.767 km²²¹⁵ fallen auch hier die Potenziale vergleichsweise gering aus, weshalb erneut nur 2 Punkte erreicht werden. Das Potenzial für die Nutzung von Offshore-Wind ist durch die Küstenlage der Ukraine zwar gegeben, bislang aber gänzlich unerschlossen. Nach Potenzialangaben der Weltbank²¹⁶ verfügt die Ukraine sowohl für Offshore-Windenergieanlagen mit Gründung als auch für Floating-Anlagen mit insgesamt 250 GW über ein hohes theoretisches Potenzial und erhält hierfür 4 Punkte. Die Potenziale aus Photovoltaik, Windenergie an Land und offshore führen insgesamt zu einer Bewertung von 2,7 bezüglich der Erzeugungsbedingungen für erneuerbaren Strom. Dieser Wert wurde auf Basis der Expert*inneneinschätzung der AG „Wasserstoffwirtschaft 2030“ auf 1,7 Punkte korrigiert, da die Erschließbarkeit der Potenziale aufgrund der politischen und regulatorischen Situation vor Ort für deutlich geringer gehalten wird. Damit schließt die Ukraine potenziellseitig mit Abstand am schlechtesten von allen betrachteten Ländern ab.

Hinsichtlich der **(emissionsbezogenen) Nachhaltigkeit des Energiesystems** weist die Ukraine hohe Defizite auf (1,5 Punkte). So liegt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung mit 5,68 %²¹⁷ noch sehr niedrig (1 Punkt). Das Stromsystem ist zwar voll entwickelt, aber nach Einschätzung der Expert*innen dringend erneuerungsbedürftig. Diese Einschätzung hat zur Anwendung eines Korrekturfaktors von -0,3 hin zu einem Gesamtwert von 1,5 Punkten geführt. Der Zugang der Bevölkerung zu Strom, der mit dem Elektrifizierungsgrad gemessen wird, lag in

²¹⁴ ESMAP 2020.

²¹⁵ ESMAP 2020.

²¹⁶ Weltbank 2022.

²¹⁷ REN 21 2020.

der Ukraine bei 100 %²¹⁸, was zu einer Bewertung mit 5 Punkten bei diesem Kriterienbaustein führt. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch ist mit 4 % im Jahr 2018 ebenfalls noch auf sehr niedrigem Niveau²¹⁹ (1 Punkt), was insbesondere auf die hohe Dominanz der fossilen und nuklearen Energieträger im Stromsektor, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern wie Erdgas bei der Gebäudeheizung und von Mineralölprodukten im Verkehrssektor zurückzuführen ist. Vor dem Hintergrund des globalen Klimaschutznutzens ist folglich bei einer Energiebeziehungswise Wasserstoffpartnerschaft mit der Ukraine darauf zu achten, dass die Erschließung der gegebenen Potenziale an erneuerbaren Energien für die Produktion von grünem Wasserstoff die Transformation des ukrainischen Strom- und Energiesystems nicht ausbremst. Kooperationen für den Export grünen Wasserstoffs können auf der anderen Seite jedoch neue, hochwertige Einkommensmöglichkeiten eröffnen und bestehende Abhängigkeiten reduzieren helfen. Neben der Unterstützung der politischen Stabilität durch gesicherte Einnahmen könnten Projekte, die entsprechend auf einen Mehrwert für beide Kooperationspartner ausgerichtet sind, gleichzeitig dabei helfen, das nationale Energie- und Wirtschaftssystem systematisch in die Klimaneutralität zu führen.

Auch wenn das ukrainische Energiesystem noch weitestgehend auf fossilen Energieträgern basiert²²⁰, wird das **technische Exportpotenzial für grünen Wasserstoff** mit 3 Punkten trotzdem als durchschnittlich bewertet. Hintergrund ist, dass das Potenzial für die Erzeugung erneuerbaren Stroms aus Photovoltaik, Windenergie an Land und insbesondere offshore prinzipiell als hoch genug eingeschätzt wird, um den Energiebedarf der Ukraine klimaneutral zu decken und gleichzeitig aus erneuerbarem Strom erzeugten grünen Wasserstoff in nennenswerten Mengen exportieren zu können. Hinsichtlich der schnellen Erschließbarkeit dieser Potenziale verbleiben allerdings Zweifel.

Die **Bedingungen für den Transport von grünem Wasserstoff beziehungsweise PtX-Produkten** aus der Ukraine erscheinen hingegen optimal. Insbesondere die kurze Transportdistanz wirkt sich hier sehr positiv aus (5 Punkte), weil sie für den Pipelinetransport prädestiniert ist, was sich auch an den existierenden Erdgaspipelines zeigt. Beim Logistics Performance Index²²¹, der mit einer Gewichtung von 50 % in die Bewertung dieses Kriteriums einfließt, schneidet die Ukraine mit 2,83 von 5 Punkten im internationalen Vergleich leicht unterdurchschnittlich ab.

Die **Investitions- und Versorgungssicherheit** ist für Unternehmen relevant, die Investitionen in einem potenziellen Partnerland planen. Für die diesbezüglich vorgenommene Bewertung wird auf drei gleichgewichtig einfließende Größen gesetzt, die Investitionssicherheit, den Demokratieindex und die politische Stabilität. Für die Bewertung der Investitionssicherheit wurden verschiedene Kennzahlen aus dem Global Competitiveness Report 2019²²² herangezogen. Dazu zählen die Eigentumsrechte, der Schutz des geistigen Eigentums, die makroökonomische Stabilität, die Solidität von Banken, die Credit Ratings des Landes²²³, der Korruptionswahrnehmungsindex

²¹⁸ WEF 2019.

²¹⁹ IRENA 2020a.

²²⁰ IEA 2022.

²²¹ Weltbank 2018.

²²² WEF 2019.

²²³ Börsen-Zeitung 2021.

sowie der Climate Risk Index. Insgesamt schneidet die Ukraine in allen Punkten unterdurchschnittlich bis schlecht ab, was für ein relativ instabiles Investitionsumfeld spricht. Da Versorgungssicherheit und politische Stabilität nicht zwingend mit einer demokratischen Grundhaltung einhergehen, dies aber aus deutscher und europäischer Sicht einen relevanten Aspekt für langfristige Energie- und Handelspartnerschaften darstellt, wurde auch eine Bewertung nach dem Demokratieindex²²⁴ in Kombination mit der juristischen Unabhängigkeit und der Pressefreiheit²²⁵ einbezogen. Für dieses Teilssegment schneidet die Ukraine mit rund 3 Punkten durchschnittlich ab. Bei der politischen Stabilität fällt die Bewertung des World Economic Forum mit 3,1 von 7 möglichen Punkten eher schlecht aus (2 Punkte). Die Ukraine erhält somit bezüglich der Investitions- und Versorgungssicherheit mit 2,3 Punkten am Ende eine unterdurchschnittliche Bewertung.

Die **Chancen für deutsche Unternehmen** werden mit 1,5 Punkten als schlecht eingeschätzt. Während der Ease of Doing Business²²⁶ in Kombination mit dem Handelsumfang mit 3 Punkten eine durchschnittliche Bewertung ergibt, fällt die Expert*inneneinschätzung mit nur 1 Punkt extrem niedrig aus.

Ergänzend zur Analyse des technischen Wasserstoffexportpotenzials und der Transportbedingungen wurde auch die **Export Readiness** betrachtet. Es fließen dabei vier Aspekte gleichgewichtet ein: Eine bestehende Energiepartnerschaft erleichtert den Aufbau entsprechender Import-/Exportbeziehungen maßgeblich und zwischen Deutschland und der Ukraine besteht eine solche seit 2020 mit den thematischen Schwerpunkten energieeffizientes Bauen, Integration erneuerbarer Energien sowie kommunale Wärmewenden.²²⁷ Dies rechtfertigt die Vergabe von 4 Punkten. Sofern in den anvisierten Partnerländern Wasserstoffstrategien vorliegen, ist von einem beschleunigten Aufbau entsprechender Handelsbeziehungen in diesem Feld auszugehen. In der Ukraine sind die Aktivitäten diesbezüglich noch nicht sehr weit fortgeschritten, was zur Vergabe von lediglich 2 Punkten führt. Darüber hinaus fließen die bereits bestehenden Exportinfrastrukturen mit ein, die über den jährlichen Containerdurchsatz²²⁸ ebenso wie über bereits bestehende Energiehandelsinfrastrukturen und entsprechende Exportflüsse²²⁹ abgebildet werden. Hier kommt die Ukraine auf 2 Punkte. Als vierter Aspekt findet der Human Development Index²³⁰ Eingang, um die Fachkräfteverfügbarkeit für den Aufbau und die Abwicklung entsprechender Exportaktivitäten abbilden zu können. Mit 3 Punkten schneidet die Ukraine dabei durchschnittlich ab. Die resultierende Gesamtbewertung von 2,8 Punkten wurde durch die Expert*inneneinschätzung der AG „Wasserstoffwirtschaft“ um 1,1 Punkte auf 3,9 Punkte angehoben. Hintergrund ist eine deutlich positivere Erwartungshaltung zur möglichen Umsetzung einer Exportstrategie, als die Daten aus den öffentlich zugänglichen Quellen erwarten lassen.²³¹

224 Economist 2021.

225 WEF 2019.

226 WEF 2019.

227 BMWi 2020b.

228 UNCTAD STAT 2020.

229 IEA 2022.

230 UNDP 2020b.

231 An dieser Stelle ist noch einmal darauf hinzuweisen, dass die Bewertung vor dem Ausbruch des Krieges Russlands gegen die Ukraine erfolgte (siehe oben).

Abschließend wird die **gesellschaftliche Akzeptanz** einer potenziellen Wasserstoffhandelsbeziehung beleuchtet. Dabei fließen vier Aspekte gleichgewichtet ein. Weil für die Wasserstoffproduktion via Elektrolyse Wasser als Ressource benötigt wird, wird die Wassersituation im Land anhand eines Indikators zur Wasserversorgungssituation abgebildet. Dieser besteht zu gleichen Teilen aus der Bewertung der Zuverlässigkeit der Wasserversorgung²³² und der Situation des Landes bezüglich des Wasserstress²³³. Die Wasserversorgungssituation fällt in der Ukraine insgesamt eher gut (3,52 Punkte) aus und die Verlässlichkeit der Wasserversorgung ist im internationalen Vergleich eher durchschnittlich, mit aufsteigender Tendenz (3,3). Das Thema Wasserstress stellt für die Ukraine bisher tendenziell kein Problem dar (3,76 Punkte). Für den umfassenden Aufbau von Produktionsanlagen zur Herstellung von grünem Wasserstoff dürfte die damit verbundene Wasserversorgung daher lösbar sein. Bezüglich der Environmental Stability, bewertet auf Basis der SDGs, schneidet die Ukraine mit 3 Punkten durchschnittlich ab.²³⁴ Zu den beiden Aspekten Akzeptanz des Ausbaus der Erzeugung erneuerbaren Stroms vor Ort und der Exportbereitschaft fließen Expert*inneneinschätzungen in die Bewertung ein. Bezüglich der Akzeptanz des Ausbaus der erneuerbaren Energien wird seitens der Expert*innen mit 3,5 Punkten eine mittlere bis hohe Zustimmung erwartet. Gleiches gilt für die Exportbereitschaft, da die Ukraine traditionell als Exportland gerade auch für Energieträger fungiert. Insgesamt ergibt sich dadurch mit 3,38 Punkten für den Gesamtindikator eine durchschnittliche Bewertung mit einer leichten Tendenz nach. Dieser wurde auf Basis der Expert*inneneinschätzung der AG „Wasserstoffwirtschaft“ auf 3,5 Punkte angehoben, weil eine durchschnittliche gesellschaftliche Akzeptanz für eine ukrainisch-deutsche Wasserstoffpartnerschaft erwartet werden kann.

232 Weltbank 2019.

233 WRI 2020.

234 UNDP 2020a.

3.6.3 Ergebnisse im Überblick

Ukraine		Punkte	Bewertung
Kriterium 1	Stromerzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien	2,7 – 1,0* = 1,7	-
	Potenzial zur erneuerbaren Stromerzeugung	2,67	
	Optionen zur erneuerbaren Stromerzeugung	2,75	
Kriterium 2	(emissionsbezogene) Nachhaltigkeit des Energiesystems	1,8 – 0,3* = 1,5	-
	Defossilisierungsgrad Primärenergiemix	1,0	
	Defossilisierungsgrad Strommix	1,0	
	Grad der Elektrifizierung	5,0	
Kriterium 3	technisches Exportpotenzial für Wasserstoff	4,0 – 1,0* = 3,0	0
Kriterium 4	Transportbedingungen für Wasserstoff beziehungsweise PtX-Produkte	3,9	+
	Transportdistanz nach Deutschland	5,0	
	Logistics Performance Index	2,83	
Kriterium 5	Investitions- und Versorgungssicherheit	2,3	-
	Investitionssicherheit	1,9	
	Demokratieindex inklusive juristischer Unabhängigkeit und Pressefreiheit	2,79	
	Stabilität	2,2	
Kriterium 6	Chancen für deutsche Unternehmen	1,8 – 0,3* = 1,5	-
	Ease of Doing Business + Handelsvolumina	3,01	
	Expert*innen-einschätzung	1,0	
Kriterium 7	Export Readiness	2,8 + 1,1* = 3,9	+
	Energiepartnerschaften	4,0	
	Wasserstoffstrategie	2,0	
	bestehende Exportinfrastrukturen	2,25	
	Human Development Index	3,0	

Kriterium 8	gesellschaftliche Akzeptanz	3,4 + 0,1* = 3,5	+
	Wasserversorgung	3,52	
	Environmental Sustainability	3,0	
	Exportbereitschaft	3,5	
	Akzeptanz für den Ausbau von EE vor Ort	3,5	

Tabelle 37: Gesamtüberblick über die Bewertung der Ukraine inklusive der Überführung der Punkte in die fünfstufige Bewertungsmatrix (-- bis ++) ²³⁵

* = Korrekturfaktor aufgrund der abweichenden Einschätzung der Expert*innen der AG „Wasserstoffwirtschaft 2030“

²³⁵ Die Bewertung erfolgte im Frühjahr/Sommer 2021, das heißt, die Folgen des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine im Rahmen des Einmarschs im Februar 2022 konnten aufgrund des damit verbundenen und nicht mehr zu leistenden zusätzlichen Abstimmungsbedarfs nicht mehr berücksichtigt werden.

Literaturverzeichnis

AA Energy 2019a

AA Energy (Anadolu Agency Energy): *Morocco pursues phasing out fossil fuel consumption*, 2019. URL: <https://www.aa.com.tr/en/energy/general/morocco-pursues-phasing-out-fossil-fuel-consumption/25400> [Stand: 31.08.2022].

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2022

Staiß, F./ Adolf, J./ Ausfelder, F./ Erdmann, C./ Fischedick, M./ Hebling, C./ Jordan, T./ Klepper, G./ Müller, T./ Palkovits, R./ Poganietz, W.-R./ Schill, W.-P./ Schmidt, M./ Stephanos, C./ Stöcker, P./ Wagner, U./ Westphal, K./ Wurbs, S.: *Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), 2022. URL: <https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/analyse/transportoptionen-wasserstoff-2030> [Stand: 31.08.2022].

Amnesty 2020

Amnesty International Deutschland e.V.: *Saudi-Arabien*, 2020. URL: <https://www.amnesty.de/informieren/laender/saudi-arabien> [Stand: 31.08.2022].

Anderer 2011

Anderer, P.: *Das Wasserkraftpotenzial in Deutschland und Europa*. In: *WasserWirtschaft*, 10/2011, S. 13–16. URL: <https://www.floeksmuehle.fwt.de/unternehmen/publikationen> [Stand: 25.10.2022].

Auswärtiges Amt 2020a

Auswärtiges Amt: *Marokko: Steckbrief*, 2020. URL: <https://www.auswaertiges-amt.de/de/aussenpolitik/laender/marokko-node/marokko/224060> [Stand: 31.08.2022].

Auswärtiges Amt 2020b

Auswärtiges Amt: *Saudi-Arabien: Steckbrief*, 2020. URL: <https://www.auswaertiges-amt.de/de/aussenpolitik/laender/saudi-arabien-node/steckbrief/202296> [Stand: 31.08.2022].

Auswärtiges Amt 2020c

Auswärtiges Amt: *Spanien: Steckbrief*, 2020. URL: <https://www.auswaertiges-amt.de/de/aussenpolitik/laender/spanien-node/spanien/210524> [Stand: 31.08.2022].

Auswärtiges Amt 2021a

Auswärtiges Amt: *Brasilien: Steckbrief*, 2021. URL: <https://www.auswaertiges-amt.de/de/aussenpolitik/laender/brasilien-node/brasilien/201090> [Stand: 31.08.2022].

Auswärtiges Amt 2021b

Auswärtiges Amt: *Südafrika: Steckbrief*, 2021. URL: <https://www.auswaertiges-amt.de/de/aussenpolitik/laender/suedafrika-node/suedafrika/208382> [Stand: 31.08.2022].

Auswärtiges Amt 2021c

Auswärtiges Amt: *Ukraine: Steckbrief*, 2021. URL: <https://www.auswaertiges-amt.de/de/aussenpolitik/laender/ukraine-node/politisches-portrait/202780> [Stand: 31.08.2022].

Bajawi/ Nahhas 2021

Bajawi, A. M/ Nahhas, A.: *Analytical Study of Power Generation Using PV System for Al-Shuaiba and Al-Shuqiy Regions in Saudi Arabia*. In: *American Journal of Energy Research*. 2021, 9(1), S. 21-29.

Barras 2004

Barras, C. B.: *Ship design and performance for masters and mates*, 2004, S. 232.

Baumstark 2021

Baumstark, D.: *Technologievergleich zur Herstellung synthetischer Energieträger aus erneuerbarem Strom in Nordafrika - Eine techno-ökonomische Analyse am Fallbeispiel Senegal*, Karlsruhe, 2021.

BEIS 2020

Jackson, C./ Fothergill, K./ Gray, P./ Haroon, F./ Makhloufi, C./ Kezibri, N./ Davey, A./ LHote, O./ Zarea, M./ Davenne, T./ Greenwood, S./ Huddart, A./ Makepeace, J./ Wood, T./ David, B./ Wilkinson, I.: *Ammonia to Green Hydrogen Project, Feasibility Study*, 2020. URL: <https://www.ammoniaenergy.org/articles/engie-siemens-ecuity-and-stfc-publish-feasibility-of-ammonia-to-hydrogen/> [Stand: 15.07.2022].

Berstad et al. 2012

Berstad, D./Börsch, M./Decker, L./Essler, J./Haberstroh, Ch./Holdener, F./Nekså, P./Quack, H./Stang, J./Treite, P./Walnum, H. T.: *Report on Technology Overview and Barriers to Energy- and Cost-Efficient Large Scale Hydrogen Liquefaction*. Project IDE-ALHY (Integrated design for demonstration of efficient liquefaction of hydrogen). URL: <https://www.idealhy.eu/index.php?page=publications> [Stand: 31.08.2022].

Börsen-Zeitung 2021

Börsen-Zeitung – Zeitung für die Finanzmärkte: *Länder-Ratings*, 2021. URL: <https://www.boersen-zeitung.de/index.php?li=312&subm=laender> [Stand: 31.08.2022].

BMBF 2020

Pressemitteilung des Bundesministeriums für Bildung und Forschung. Bundesministerium für Bildung und Forschung: *Karliczek: Wasserstoff-Partnerschaft mit Afrika geplant*, 2020. URL: <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/pressemitteilungen/de/karliczek-wasserstoff-partnerschaft-mit-afrika-geplant.html> [Stand: 31.08.2022].

BMWi 2020a

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Energiedaten: Gesamtausgabe*, 2020. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> [Stand: 31.08.2022].

BMWi 2020b

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Energiepartnerschaften und Energiedialoge – Jahresbericht 2019*, 2020. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/jahresbericht-energiepartnerschaften-und-energiedialoge-2019-1753096> [Stand: 31.08.2022].

BMWi 2020c

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Analyse weltweiter Energiemärkte – 2020*, 2020. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/publikationen/analyse-weltweiter-energiemaerkte-2020-1695898> [Stand: 31.08.2022].

Börsen-Zeitung 2021

Börsen-Zeitung – Zeitung für die Finanzmärkte: *Länder-Ratings*, 2021. URL: <https://www.boersen-zeitung.de/index.php?li=312&subm=laender> [Stand: 31.08.2022].

Carbon Brief 2020a

Carbon Brief: *Global Coal Power*, 2020. URL: <https://www.carbonbrief.org/mapped-worlds-coal-power-plants> [Stand: 31.08.2022].

Carbon Brief 2020b

Carbon Brief: *Analysis: Will China build hundreds of new coal plants in the 2020s?*, 2020. URL: <https://www.carbonbrief.org/analysis-will-china-build-hundreds-of-new-coal-plants-in-the-2020s> [Stand: 31.08.2022].

CIAAW 2013

Commission on Isotopic Abundances and Atomic Weights: *Table of Standard Atomic Weights 2013*, 2013. URL: http://www.ciaaw.org/pubs/TSAW2013_xls.xls [Stand: 31.08.2022].

Climate Action Tracker 2020

Climate Action Tracker: *Comparability of effort*, 2020. URL: <https://climateactiontracker.org/methodology/comparability-of-effort/> und <https://climateactiontracker.org/countries/> [Stand: 31.08.2022].

Crystec 2022

Crystec Technology Trading GmbH: *Ammoniak Cracker, Wasserstoffgenerator*, 2022. URL: <https://www.crystec.com/electrolyser-d.htm> [Stand: 15.07.2022].

Destatis 2021a

Statistisches Bundesamt: *Produktionswert, -menge, -gewicht und Unternehmen der Vierteljährlichen Produktionserhebung. Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis (9-Steller)*, Tabelle 42131-0003, 2021. URL: <https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=42131-0003&bypass=true&levelindex=0&levelid=1664885864184#abreadcrumb> [Stand: 15.07.2022].

Destatis 2021b

Statistisches Bundesamt: *Aus- und Einfuhr (Außenhandel): Deutschland, Jahre, Warenverzeichnis (8-Steller)*, Tabelle 51000-0013, 2021. URL: <https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=51000-0013&bypass=true&levelindex=0&levelid=1665477235092#abreadcrumb> [Stand: 15.07.2022].

Economist 2021

Economist: *Global Democracy has a very bad year*, 2021. URL: <https://www.economist.com/graphic-detail/2021/02/02/global-democracy-has-a-very-bad-year> [Stand: 31.08.2022].

Electrek 2020

Electrek: *Spain closes nearly half of its coal-fired power stations*, 2020. URL: <https://electrek.co/2020/07/01/spain-closes-nearly-half-of-its-coal-fired-power-stations/> [Stand: 31.08.2022].

ESMAP 2020

Energy Sector Management Assistance Program, World Bank Group: *Global Photovoltaic Power Potential by Country*, 2020. URL: <https://globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study> [Stand: 31.08.2022].

EU 2020

European Commission: *EU trade by country/region*, 2020. URL: <https://ec.europa.eu/trade/policy/countries-and-regions/> [Stand: 31.08.2022].

Euronews 2020

Euronews: *Spain plans to phase out coal-fired power plants by 2030*, 2020. URL: <https://www.euronews.com/2020/02/04/spain-plans-to-phase-out-coal-fired-power-plants-by-2030> [Stand: 31.08.2022].

Europe Beyond Coal 2020

Europe Beyond Coal: *National coal phase-out announcements in Europe*, 2020. URL: <https://beyond-coal.eu/wp-content/uploads/2021/03/Overview-of-national-coal-phase-out-announcements-Europe-Beyond-Coal-22-March-2021.pdf> [Stand: 26.10.2022].

FNB Gas 2020

FNB Gas (Die Fernleitungsnetzbetreiber): *Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030*, 2020. URL: https://fmb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fmb_gas_nep_gas_2020_de-1.pdf. [Stand: 31.08.2022].

FuelCellWorks 2020

FuelCellWorks: *The Spanish Government Approves the "Hydrogen Roadmap a Commitment to Renewable Hydrogen"*, 2020. URL: <https://fuelcellworks.com/news/the-spanish-government-approves-the-hydrogen-roadmap-a-commitment-to-renewable-hydrogen/> [Stand: 31.08.2022].

Germanwatch 2019

Germanwatch: *Global Climate Risk Index 2020*, 2019. ISBN 978-3-943704-77-8.

Global Solar Atlas 2020

Global Solar Atlas: *Global Photovoltaic Power Potential by Country*, 2020. URL: <https://globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study> [Stand: 31.08.2022].

Global Wind Atlas 2020

Global Wind Atlas, 2020. URL: <https://globalwindatlas.info> [Stand: 31.08.2022].

GTAI 2020

Germany Trade and Invest – Gesellschaft für Außenwirtschaft und Standortmarketing mbH: *Saudi-Arabien mit ambitionierten Zielen bei grünem Wasserstoff*, 2020. URL: <https://www.gtai.de/gtai-de/trade/specials/special/saudi-arabien/saudi-arabien-mit-ambitionierten-zielen-bei-gruenem-wasserstoff--252696> [Stand: 31.08.2022].

Handelsblatt 2020

Handelsblatt: *Wasserstoff-Industrie startet in Marokko mit deutscher Aufbauhilfe*, 2020. URL: <https://www.handelsblatt.com/politik/international/klimakrise-wasserstoff-industrie-startet-in-marokko-mit-deutscher-aufbauhilfe/26689224.html?ticket=ST-11679708-YZNwPEibBjLcU3NPigCY-ap4> [Stand: 31.08.2022].

HHM o.D.

Hafen Hamburg Marketing e. V.: *Schiffe*, o.D. URL: https://www.hafen-hamburg.de/de/schiffe/?schiffstypen=89330&schiffe=169804&vessel_breadth=0&vessel_deadweight=0&vessel_draught=0&vessel_grt=0&vessel_length=0&vessel_teu=0&vessel_type%5B%5D=89331&view=grid. [Stand: 31.08.2022].

Human Rights Watch 2020

Human Rights Watch: *Saudi Arabia Events of 2019*, 2020. URL: <https://www.hrw.org/world-report/2020/country-chapters/saudi-arabia> [Stand: 31.08.2022].

IEA 2020a

International Energy Agency: *The future of hydrogen*, 2020. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> [Stand: 31.08.2022].

IEA 2020b

International Energy Agency: *Energy policies beyond IEA countries – Morocco 2019*, 2020. URL: <https://www.iea.org/reports/energy-policies-beyond-iea-countries-morocco-2019> [Stand: 31.08.2022].

IEA 2022

International Energy Agency: *Data and Statistics*, 2022. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TPESbySource> [Stand: 31.08.2022].

IKEM 2021

Kalis, M. / Langenhorst, T. / Harsch, V. et al.: *Kurzgutachten Anrechenbarkeit, Zertifizierung und internationaler Handel von grünem Wasserstoff*, 2021. URL: <https://www.ikem.de/publikation/anrechenbarkeit-zertifizierung-und-internationaler-handel-von-gruenem-wasserstoff/> [Stand: 31.08.2022].

IHK 2019

Industrie- und Handelskammer Mittlerer Niederrhein: *blog: subsahare-afrika: Chancen für Anlagenbauer in Afrika: Neue Player bei Bergbau und Erdöl im Westen und Osten*, 2019. URL: <https://www.subsahara-afrika-ihk.de/blog/2019/09/23/chancen-fuer-anlagenbauer-in-afrika-neue-player-bei-bergbau-und-erdoel-im-westen-und-osten/#senegal> [Stand: 31.08.2022].

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 2020a

International Renewable Energy Agency: *Statistical Profiles*, 2020. URL: <https://www.irena.org/Statistics/Statistical-Profiles> [Stand: 31.08.2022].

IRENA 2020b

International Renewable Energy Agency: *Renewable Power Generation Costs in 2020*, 2020. URL: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020> [Stand: 31.08.2022].

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_kawasakih.pdf [Stand: 15.07.2022].

Klett 2015

Ernst Klett Verlag: *Infoblatt Herkunft des Wassers für die Landwirtschaft in Saudi-Arabien*, 2015. URL: <https://www.klett.de/alias/1084573> [Stand: 31.08.2022].

Kölling 2021

Kölling, M.: *Ammoniak als Öko-Brennstoff für Kraftwerke*. In: Heise.de - MIT Technology Review, 2021. URL: <https://www.heise.de/hintergrund/Ammoniak-als-Oeko-Brennstoff-fuer-Kraftwerke-5999498.html> [Stand: 15.07.2022].

Kooperation International 2020

Kooperation International – Eine Initiative vom Bundesministerium für Bildung und Forschung: *Länder: Übersicht*, 2020. URL: <https://www.kooperation-international.de/laender/> [Stand: 31.08.2022].

Krieg 2012

Krieg, D.: *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*, 2012. URL: https://user.fz-julich.de/record/136392/files/Energie&Umwelt_144.pdf [Stand: 23.08.2022].

Krieger 2019

Krieger, C.: *Verfahrenstechnische Betrachtung und Optimierung der Freisetzung von Wasserstoff aus organischen Trägermaterialien*, 2019. URL: <https://opus4.kobv.de/opus4-fau/frontdoor/index/index/docId/11314> [Stand: 13.09.2022].

LBST 2020

Albrecht, U./ Bünger, U./ Michalski, J./ Raksha, T./ Wurster, R./ Zerhusen, J.: *WEC-Report: Analysis of International Hydrogen Strategies*, 2020. URL: <https://en.lbst.de/publikationen/international-hydrogen-strategies/> [Stand: 31.08.2022].

Linde Kryotechnik 2016

Linde Kryotechnik: *Hydrogen solutions – liquefaction for highest density*, 2016. URL: https://www.linde-kryotechnik.ch/wp-content/uploads/2016/10/hydrogen_solutions_eng-1.pdf [Stand: 31.08.2022].

Ludwig et al. 2020

Ludwig, D./ Breyer, C./ Salomon, A. A./ Seguin, R.: *Evaluation of an onsite integrated hybrid PV-Wind power plant*, 2020. URL: <https://www.aimspress.com/article/id/5f859256ba35de64f8a67487> [Stand: 31.08.2022].

NIST 2021

National Institute of Standards and Technology: *Information from the InChI*, 2021. URL: <https://webbook.nist.gov/cgi/inchi/InChI%3D1S/CH4/h1H4> [Stand 13.09.2022].

Notteboom/ Cariou 2009

Notteboom, T./ Cariou, P.: *Fuel surcharge practices of container shipping lines: "Is it about cost recovery or revenue-making"*, 2009. URL: https://www.researchgate.net/publication/229050596_Fuel_surcharge_practices_of_container_shipping_lines_Is_it_about_cost_recovery_or_revenue-making [Stand: 31.08.2022].

OPEC 2020

Organization of the Petroleum Exporting Countries: *Saudi Arabia facts and figures*, 2020. URL: https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/169.htm [Stand: 31.08.2022].

Power Saudi Arabia 2019

Power Saudi Arabia: *Dumat Al Jandal wind project beats record low price for onshore wind power*, 2019. URL: <https://powersaudi Arabia.com.sa/web/attach/news/Dumat-Al-Jandal-Lowest-LCOE.pdf> [Stand: 06.09.2022].

Power Technology 2019

Power Technology: *Dumat Al Jandal Wind Farm*, 2019. URL: <https://www.power-technology.com/projects/dumat-al-jandal-wind-farm/>. [Stand: 06.09.2022].

PPCA 2020

Powering Past Coal Alliance: *Under2 Coalition*, 2020.
URL: <https://poweringpastcoal.org/> [Stand: 31.08.2022].

REN 21 2020

Renewable Energy Policy Network for the 21st Century: *Renewables 2020 – Global Status Report*, 2020.
ISBN 978-3-948393-00-7.

Renewables Now 2020

Renewables Now: *Spanish govt invites comment on future storage, hydrogen policy*, 2020.
URL: <https://renewablesnow.com/news/spanish-govt-invites-comment-on-future-storage-hydrogen-policy-694456/> [Stand: 31.08.2022].

Schmidtner 2021

Schmidtner GmbH: *Tragfähigkeit, tdw oder dwt*, 2021.
URL: <https://www.schmidtner-gmbh.de/fonds-glossar/fonds-glossar-t/337-tragfaehigkeit-tdw-oder-dwt.htm> [Stand: 31.08.2022].

Schröder/ Zanke 2003

Schröder, R./Zanke, U.: *Technische Hydraulik. Ein Kompendium für den Wasserbau*. 2. Aufl. Springer, Berlin/Heidelberg/New York (2003).

Schult 2008

Schult, J.: *Rumpffahrt*. In: *Segler-Lexikon*. 13., aktualisierte Auflage. Bielefeld: Delius Klasing Verlag 2008.

Statistisches Bundesamt 2020a

Statistisches Bundesamt: *Rangfolge der Handelspartner im Außenhandel der Bundesrepublik Deutschland – Jahr 2019*, 2020. URL: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/Tabellen/rangfolge-handelspartner.html> [Stand: 31.08.2022].

Statistisches Bundesamt 2020b

Statistisches Bundesamt: *Bruttoinlandsprodukt für Deutschland 2019*. Begleitmaterial zur Pressekonferenz am 15. Januar 2020 in Berlin, 2020. URL: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressekonferenzen/2020/BIP2019/pressebroschuere-bip.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 31.08.2022].

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: 31.08.2022].

Tagesspiegel 2020

Tagesspiegel Background: *Saudis bauen weltgrößte Wasserstoff-Elektrolyse*, 2020. URL: <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/saudis-bauen-weltgroesste-wasserstoff-elektrolyse> [Stand: 31.08.2022].

The Climate Group o.D.

The Climate Group: *Under2 Coalition*, o.D. URL: <https://www.theclimategroup.org/under2-coalition> [Stand: 31.08.2022].

Transparency International 2022

Transparency International: *Corruption Perception Index*, 2022. URL: <https://www.transparency.org/en/cpi/2020> [Stand: 31.08.2022].

UN 2011

United Nations Statistics Division: *Environmental Indicators – Inland Water Resources*, 2011. URL: <https://unstats.un.org/unsd/environment/waterresources.htm> [Stand: 31.08.2022].

UN 2019

United Nations Development Program: *Human Development Index (HDI)*, 2019. URL: <http://hdr.undp.org/en/content/human-development-index-hdi> [Stand: 31.08.2022].

UNCTAD STAT 2020

United Nations Conference on Trade and Development: *Container port throughput*, 2020. URL: <https://unctadstat.unctad.org/wds/TableView/tableView.aspx?ReportId=13321> [Stand: 31.08.2022].

UNDP 2020a

United Nations Development Programme: *Statistical Annex Dashboard 4: Environmental sustainability*, 2020. URL: http://hdr.undp.org/sites/default/files/2020_statistical_annex_dashboard_4.pdf [Stand: 31.08.2022].

UNDP 2020b

United Nations Development Programme: *Human Development Report 2020 The Next Frontier, Human Development and the Anthropocene*, 2020. URL: <https://hdr.undp.org/content/human-development-report-2020> [Stand: 31.08.2022].

USGS 2020

United States Geological Survey: *National Minerals Information Center*, 2020. URL: <https://www.usgs.gov/centers/nmic/> [Stand: 31.08.2022].

VDZ o. D.

Verein Deutscher Zementwerke e. V.: *EU ETS Schaubilder*, O. D. URL: https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustri/EU_ETS_Schaubilder_DE.pdf. [Stand: 31.08.2022].

WEF 2019

World Economic Forum: *The Global Competitiveness Report 2019*, 2019. URL: http://www3.weforum.org/docs/WEF_TheGlobalCompetitivenessReport2019.pdf [Stand: 31.08.2022].

Weltbank 2018

The World Bank: *International LPI – Global Rankings*, 2018. <https://lpi.worldbank.org/international/global> [Stand: 31.08.2022].

Weltbank 2019

The World Bank: *Ease of Doing Business rankings*, 2019. URL: <https://www.doingbusiness.org/en/rankings> [Stand: 31.08.2022].

Weltbank 2020a

The World Bank: *Global Photovoltaic Potential Country Rankings*, 2020. URL: <https://datacatalog.worldbank.org/dataset/global-photovoltaic-power-potential-country> [Stand: 31.08.2022].

Weltbank 2020b

The World Bank: *Global Wind Atlas*, 2020. URL: <https://globalwindatlas.info/en/> [Stand: 31.08.2022].

Weltbank 2022

The World Bank: *Global Offshore Wind Technical Potential; Country level Technical Potential for Fixed and Floating foundations*, 2022. URL: <https://datacatalog.worldbank.org/dataset/global-offshore-wind-technical-potential> [Stand: 31.08.2022].

Wikipedia 2021

Wikipedia: *Schiffsbesatzung*, 2021. URL: https://de.wikipedia.org/wiki/Schiffsbesatzung#Containerschiff_im_21._Jahrhundert [Stand: 04.11.2022].

WRI 2020

World Resources Institute. *Aqueduct County Rankings – Baseline Water Stress 2019, 2020*. URL: <https://www.wri.org/applications/aqueduct/country-rankings/> [Stand: 31.08.2022].

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 mehr als 160 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, insbesondere dort, wo eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist. 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

FinanzierungDas 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