

*Teilbericht 12* | Dezember 2022

# **MENA-Fuels**

## **Analyse eines globalen Marktes für Wasserstoff und synthetische Energieträger hinsichtlich künftiger Handelsbeziehungen**



Bericht aus dem  
Teilprojekt B.II: MENA-Ökonomie

---

*Juri Horst*

*Uwe Klann*

**Autoren:**

Juri Horst, Dr. Uwe Klann

izes gGmbH - Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES)

Altenkessler Str. 17

66115 Saarbrücken

www.izes.de

**Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:**

Horst, J., Klann, U. (2022). MENA-Fuels—Analyse eines globalen Marktes für Wasserstoff und synthetische Energieträger hinsichtlich künftiger Handelsbeziehungen. MENA-Fuels: Teilbericht 12 des Instituts für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Wuppertal, Stuttgart, Köln, Saarbrücken.

Dieser Text steht unter der Lizenz „Creative Commons Attribution 4.0 International“ (CC BY 4.0).  
Der Lizenztext ist abrufbar unter: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



## Danksagung

Dieser Bericht ist innerhalb des Forschungsvorhabens **MENA-Fuels – Roadmaps zur Erzeugung nachhaltiger synthetischer Kraftstoffe im MENA-Raum zur Dekarbonisierung des Verkehrs in Deutschland** entstanden. Er wird ergänzt durch weitere publizierte Berichte. Die Herausgeber danken allen beteiligten Forschungsinstituten, dem Fördermittelgeber und seinem Projektträger sowie den projektexternen Expertinnen und Experten aus Wissenschaft und Industrie für die konstruktive Zusammenarbeit und die wertvollen Beiträge zur vorliegenden Publikation.

## Disclaimer

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) unter dem Förderkennzeichen 3EIV181A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Das hier verwendete Kartenmaterial dient lediglich der Veranschaulichung. Es beinhaltet keine offizielle Stellungnahme der Bundesrepublik Deutschland zu etwaigen umstrittenen Rechtspositionen von Drittstaaten.

**Projektlaufzeit:** Dezember 2018 – Juni 2022

### Verbundpartner:

Wuppertal Institut (Koordination): PD Dr. Peter Viebahn  
 Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: Jürgen Kern  
 Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme: Juri Horst

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

---

## **Impressum**

### **Herausgeberin:**

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH  
Döppersberg 19  
42103 Wuppertal  
[www.wupperinst.org](http://www.wupperinst.org)

### **Ansprechperson:**

PD Dr. Peter Viebahn (Verbundkoordinator)  
Abteilung Zukünftige Energie- und Industriesysteme  
[peter.viebahn@wupperinst.org](mailto:peter.viebahn@wupperinst.org)  
Tel. +49 202 2492-306

### **Bildquellen:**

Titelseite: GettyImages  
Rückseite: eigene Darstellung

## Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>5</b>
<b>Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen</b>	<b>6</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>9</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>10</b>
<b>Formelverzeichnis</b>	<b>11</b>
<b>1 Zusammenfassung</b>	<b>12</b>
<b>2 Einleitung</b>	<b>14</b>
2.1 Hintergrund	14
2.2 Zielsetzung und methodischer Ansatz	14
<b>3 Modellentwicklung</b>	<b>17</b>
3.1 Einführung	17
3.2 Aufbau und Ablauf	17
3.3 Wesentliche Module	20
3.3.1 Hauptsteuerung: Modul „Calculate“	20
3.3.2 Erzeugungskosten für Strom: Prozedur „Power Generation Cost“	20
3.3.3 Ermittlung der Kraftstoffgestehungskosten: Modul FuelCost	21
3.3.4 Ermittlung der Transportkosten: Modul Transport	22
3.3.5 Angebotsermittlung: Modul PriceOffer	22
3.3.6 Ermittlung der Nachfragemengen: Modul Demand	22
3.3.7 Ermittlung der Differenzkosten (Margen): Modul DifferencePrice	23
<b>4 Relevante Basis-Daten: Erhebungen, Annahmen und Abschätzungen</b>	<b>24</b>
4.1 Entwicklung der Nachfrage: Szenarien	24
4.2 Potenziale an erneuerbaren Energien	27
4.3 Parameter für Produktionskostenschätzungen	28
4.3.1 Annahmen zur Technologie- und Kostenentwicklung	28
4.3.2 Kohlenstoffdioxid	29
4.3.3 Wasser	30
4.3.4 Spezifische Arbeitskosten	30
4.3.5 Bestimmung angemessener Diskontraten	34
4.4 Daten für mit dem internationalen Handel verbundenen Kosten	47
4.4.1 Importzölle	48
4.4.2 Transportkosten	53
<b>5 Modellergebnisse</b>	<b>75</b>
5.1 Auswirkungen auf die Handelsbeziehungen im EUMENA-Raum	75
5.1.1 Handelsbeziehungen Synfuels	75
5.1.2 Handelsbeziehungen grüner Wasserstoff	84
5.2 Grenzen nationaler Kohlenstoffquellen	86
5.3 Auswirkung der unterstellten technischen Entwicklung	87
<b>6 Zusammenfassung</b>	<b>88</b>
<b>7 Literaturverzeichnis</b>	<b>91</b>
<b>8 Anhang</b>	<b>100</b>
8.1 Anhang 1: Liste der betrachteten Länder und Ländergruppen	100
8.2 Anhang 2: Arbeitskosten für die betrachteten Länder	101
8.3 Anhang 3: Reale WACC nach Ländern	102
8.4 Anhang 4: Liste der betrachteten Häfen nach Ländern	104
8.5 Anhang 5: Informationen zu den Technologien	105

## Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

### Abkürzungen

ADV	„100 % EE-Szenario“ für MENA-Länder
ALT	Szenario „Alternative moderate EE-Strategie“ für MENA-Länder
ALT2	Szenario „Variante ALT mit 100 % synthetischen Brennstoffen in 2050“
bau, B.A.U.	Business-as-usual
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BM	Szenario Brennstoffmix – Nachfrageentwicklung mit ausgewogenem Energieträgereinsatz im Verkehrssektor
BM_bau	BM_Risiko_business-as-usual
BM_neg	BM_Risiko_herausfordernd
BM_pos	BM_Risiko_positiv
BM_ref	BM_referenz
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CC	Carbon Capture
CCS	Carbon (Dioxide) Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CoD	Cost of Delay, Verzinsung von Fremdkapital
CoE	Cost of Equity, Verzinsung von Eigenkapital
CPI	Consumer Price Index, Durchschnitt der jährlichen Inflationsraten
CSP	Konzentrierende Solarthermie (eng. concentrated solar power)
DAC	CO <sub>2</sub> -Abtrennung aus der Luft (engl. direct air capture)
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
DME	Dimethylether
DWT	Deadweight Tonnage
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EL	Szenario Innovative Antriebe - Nachfrageentwicklung mit einem starken Fokus auf Effizienz und elektrische Fahrzeuge
EnDAT	Energie-Daten-Analyse-Tool
EUR	Euro
F&E	Forschung und Entwicklung
FTS	Fischer-Tropsch-Synthese
GDP	Gross domestic product (=BIP)
GSP	Generalized System of Preferences
IEA	International Energy Agency
IPP	Independent Power Producer
IZES	IZES gGmbH – Institut für ZukunftsEnergies- und Stoffstromsysteme
LDC	Least developed countries
LIBOR	London Interbank Offered Rate, bedeutender Referenzzinssatz am Geldmarkt
LNG	Liquefied Natural Gas, Flüssigerdgas
LOHC	Flüssige organische Wasserstoffträger (englisch: liquid organic hydrogen carriers)

LPG	Liquified Petroleum Gas; Autogas
Max	Maximum
Min	Minimum
o. g.	oben genannt
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OME	Oxymethylenether
PEM	Proton Exchange Membrane
PPA	Power Purchase Agreements
PPP	Purchasing-Power-Parity
PtF	Power-to-Fuel
PTJ	Projektträger Jülich
PtL	Power-to-Liquid
PV	Photovoltaik
RED II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU
REF	Referenzszenario
RWGS	Reverse Water Gas Shift
SCNT	Suezkanal-Net tonnage
SYN	Szenario Klassische Antriebe – Nachfrageentwicklung mit einem starken Fokus auf synthetische Kraftstoffe
Synfuels	Synthetischer Kraftstoff, hier verwendet als Synonym für synthetische Brenn- und Kraftstoffe, Treibstoffe sowie Grundstoffe der Industrie
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level
USD	US-Dollar
VLSFO	Very Low Sulphur Fuel Oil
WACC	Gewichtete Kapitalkosten (engl. weighted average cost of capital)
WCO	World Customs Organization
WEO	World Energy Outlook
WI	Wuppertal Institut für Klima Umwelt, Energie gGmbH
WKA	Windkraftanlage
WTO	World Trade Organisation

## Abkürzungen – Länder und Regionen

AE	Vereinigten Arabischen Emirate
DE	Deutschland
DZ	Algerien
EG	Ägypten
EU	Europäische Union
EUMENA	Großraum Europa-Mittlerer Osten-Nordafrika
IL	Israel
IQ	Irak
IR	Iran
JO	Jordanien
LB	Libanon
LY	Libyen
MA	Maghreb ohne Tunesien und Algerien
MENA	Naher Osten und Nordafrika (Middle East and North Africa)
NA	North Africa
OM	Oman
QA	Katar
SA	Saudi-Arabien
SY	Syrien
TN	Tunesien
VAE (AE)	Vereinigte Arabische Emirate
YE	Jemen

## Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
a	annum
CH <sub>4</sub>	Methan
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CO <sub>2</sub> -Äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
GJ	Gigajoule
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
km/h	Kilometer pro Stunde
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
N <sub>2</sub> O	Lachgas
NH <sub>3</sub>	Ammoniak
NMVOG	Flüchtige organische Nicht-Methan-Verbindungen
NO <sub>x</sub>	Allgemeine Stickoxide
PJ/a	Petajoule per annum
PM	Feinstaubpartikel
SO <sub>2</sub>	Schwefeldioxid
t	Tonnen
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunden

## Tabellenverzeichnis

Tab. 4-1	Charakteristika der verschiedenen Szenarien zur Nachfrageentwicklung -----	25
Tab. 4-2	Nachfragemengen Synfuels nach Regionen, Szenarien und Dekaden-----	26
Tab. 4-3	Nachfragemengen grüner Wasserstoff nach Regionen, Szenarien und Dekaden	27
Tab. 4-4	Annahmen zu CO <sub>2</sub> -Preisen mit den CO <sub>2</sub> -Quellen CCU und DAC-----	30
Tab. 4-5	Annahmen zu Wasser-Preisen-----	30
Tab. 4-6	Reale WACC vor Steuern für MENA-Länder und „andere Technologien“ -----	47
Tab. 4-7	Einordnung der betrachteten Güter in Kategorien für den Zweck der Importzollbestimmung -----	51
Tab. 4-8	Bandbreite der ad-valorem-Importzölle der EU, Chinas und Japans für synthetische Kraftstoffe (in % des Importwertes)-----	52
Tab. 4-9	Überblick über Aggregationen und betrachtete Schiffstypen zur Analyse der Transportkosten im maritimen Seeverkehr-----	56
Tab. 4-10	Für die Berechnung der Transportkosten im maritimen Seeverkehr herangezogene Größen-----	59
Tab. 4-11	Übersicht über Indikatoren, Parameter und Zwischenergebnisse zur Berechnung der Transportkosten im Seeverkehr-----	65
Tab. 4-12	Ausgewählte Entfernungen im Seeverkehr für Hamburg und Tokio (in km)-----	66
Tab. 4-13	Bedeutung von Stromkosten und der Diskontrate für spezifische Kosten der H <sub>2</sub> - Verflüssigung -----	71
Tab. 4-14	Ausgewählte Literaturwerte zu den spezifischen Transportkosten von Flüssigwasserstoff-----	71
Tab. 4-15	Spezifische Kosten eines Schienentransports -----	73
Tab. 4-16	Spezifische Kosten eines Transports per Rohrleitungen -----	74
Tab. 8-1	Liste der betrachteten Länder und Ländergruppen -----	100
Tab. 8-2	Arbeitskosten in EUR 2015/h für die im IZES-Modell einzeln betrachteten Ländern -----	101
Tab. 8-3	Länderspezifische Diskontraten für EE-Technologien (in %/a) -----	102
Tab. 8-4	Länderspezifische Diskontraten für andere Technologien (in %/a) -----	103
Tab. 8-5	Liste der betrachteten Häfen nach Ländern -----	104
Tab. 8-6	Informationen zu den Technologien -----	105

## Abbildungsverzeichnis

Abb. 3-1	Gliederung des Handelsmodells -----	18
Abb. 3-2	Ablauf des Handels im Modell -----	18
Abb. 3-3	Dimensionen der Szenarien -----	19
Abb. 4-1	Übersicht über in Teilprojekt A.I bewertete Technologien entlang der PtX-Route	29
Abb. 4-2	Regression von BIP pro Kopf (in USD) auf spezifische Arbeitskosten (in EUR 2015/Stunde) -----	33
Abb. 4-3	Anzahl der betrachteten Länder nach Höhe der realen Nach-Steuer-WACC für „andere Technologien“ (Lesebeispiel: Für 17 der explizit betrachteten Länder liegt die ermittelte Diskontrate zwischen 10 und 15 %) -----	46
Abb. 4-4	Zusammenhang von Diskonraten („andere Technologien“, reale Nach-Steuer-WACC in %; x-Achse) und spezifischen Arbeitskosten (in EUR 2015/h; y-Achse) nach Ländern -----	47
Abb. 4-5	Spezifische Transportkosten im Seeverkehr in €/MWh für alle betrachteten Energieträger in Abhängigkeit von der Entfernung -----	67
Abb. 4-6	Spezifische Transportkosten im Seeverkehr in €/(km*MWh) für alle betrachteten Energieträger in Abhängigkeit von der Entfernung -----	68
Abb. 4-7	Prozentualer Aufschlag auf spezifische Seetransportkosten (in €/MWh) durch Suezkanalgebühren in Abhängigkeit von der Entfernung -----	69
Abb. 4-8	Bandbreiten der Seetransportkosten von H <sub>2</sub> für Flüssigwasserstoff und LOHC -----	70
Abb. 5-1	Anteilige Versorgung der EU mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2030 -----	76
Abb. 5-2	Anteilige Versorgung der EU mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2050 -----	77
Abb. 5-3	Anteilige Versorgung der MENA-Region mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2050 -----	78
Abb. 5-4	Anteilige Versorgung von Regionen durch MENA mit Synfuels in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2050 -----	78
Abb. 5-5	Anteilige Versorgung Deutschlands mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2030 -----	79
Abb. 5-6	Anteilige Versorgung Deutschlands mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2050 -----	80
Abb. 5-7	Vergleich von Nationen auf Basis der relevanten Faktoren WACC und Volllaststunden für synthetische Kraftstoffe auf Basis von mengengewichteten Gestehungskosten und PV-Strom im Jahr 2050 in der Szenariovariante WACC_bau -----	81
Abb. 5-8	Länderspezifische Synfuels-Potenziale aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050 eingeteilt in Kostenkategorien [€/l]; Szenariovariante WACC_bau -----	82
Abb. 5-9	Länderspezifische Synfuels-Potenziale aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050 eingeteilt in Kostenkategorien [€/l]; Szenario WACC_ref (6 %) -----	82
Abb. 5-10	Mindestangebote für Synfuels ausgewählter Länder an Deutschland frei Hafen in den Jahren 2030, 2040 und 2050 -----	83
Abb. 5-11	Mindestangebote grüner Wasserstoff ausgewählter Länder an Deutschland frei Hafen in den Jahren 2030, 2040 und 2050 -----	84
Abb. 5-12	Anteilige Versorgung der EU mit grünem Wasserstoff in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2050 -----	85
Abb. 5-13	Anteilige Versorgung von Regionen durch MENA mit grünem Wasserstoff in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2050 -----	85
Abb. 5-14	Anteilige Versorgung Deutschlands mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2050 -----	86
Abb. 5-15	Synfuel-Gestehungskosten mit Wind-off-shore in Deutschland -----	87

## Formelverzeichnis

Formel 3-1	Spezifische Stromkosten-----	20
Formel 4-1	Berechnung der WACC-after-tax -----	41
Formel 4-2	Berechnung der Verzinsung von Fremdkapital (CoD)-----	43
Formel 4-3	Berechnung der Verzinsung des Eigenkapitals (CoE) -----	44

## 1 Zusammenfassung

Das Projekt MENA-Fuels analysiert, welche neuen Handelsbeziehungen sich zwischen der MENA-Region und Deutschland (und Europa) hinsichtlich synthetischer Kraftstoffe oder deren Vorprodukten ergeben können. Hierfür werden ideale Versorgungspfade für mehrere Szenarien hinsichtlich ihrer Kosteneffizienz untersucht.

Mehrere Teilvorhaben arbeiten hierzu zusammen und analysieren die mögliche Nachfrage synthetischer Kraftstoffe in Deutschland, Europa und dem MENA-Raum bis zum Jahr 2050 entlang verschiedener Szenarien, bewerten Technologiepfade, Erzeugungspotenziale für Strom aus fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien sowie daraus hergestelltem grünen Wasserstoff und synthetische Folgeprodukte.

Während sich die Hauptuntersuchungen auf den EUMENA-Raum konzentrieren, analysiert und ergänzt dieses Teilvorhaben die Wirkung eines globalen Handels auf die im Projekt gesetzte Systemgrenze EUMENA. Mittels eines Handelsmodells, welches hinsichtlich der Maximierung der Marge der Marktteilnehmer optimiert, soll abgeschätzt werden, welche anderen Länder für die europäischen Staaten möglicherweise auch interessante Partner sein könnten und ob andere Nachfrager außerhalb EUMENA möglicherweise die Potenziale aus dem MENA-Raum abziehen.

Die Untersuchungen kommen zum Ergebnis, dass die Potenziale im MENA-Raum beträchtlich sind, dass angesichts der unterstellten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) und Risikoaufschläge die Gestehungskosten im MENA-Raum allerdings nicht zu den günstigsten Lieferländern für die EU und Deutschland gehören. Andere Nationen aus Amerika, Ozeanien, aber auch der EU können je nach globaler Nachfrage als starke Mitbewerber auftreten.

Dass die MENA-Region ungünstig abschneidet, ist einerseits den unterstellten WACC geschuldet. Es ist unbestritten, dass derartige Zinsdifferenzen zwischen Ländern existieren. Bei kurzfristigen Betrachtungen scheint ein Konsens zu bestehen, dass eine Betrachtung der Länderrisiken angemessen ist. Es gibt allerdings den Einwand, dass die Risikoprämien vor allem für Entwicklungsländer in dieser Art der Darstellung problematisch sein können, da nicht berücksichtigt wird, dass zum einen Entwicklungsbanken günstigere Kredite gewähren können und zum anderen Investoren, die einen Zugang zum internationalen Kapitalmarkt haben, tendenziell niedrigere Zinsen zahlen. Auch mögliche Fonds, staatliche Garantien (auch von Drittländern) und Förderungen sind dabei nicht berücksichtigt worden. Langfristig stellt sich die Frage, inwieweit gegenwärtige (relative) Länderrisiken auch z. B. für das Jahr 2050 noch gelten und wie man gegebenenfalls eine kurzfristige Betrachtung mit Länderrisiken mit einer langfristigen Perspektive, die von Länderrisiken abstrahiert, verbindet. Da es keine verlässliche Langfristprognose zur Länderrisiken gibt, kommt praktisch nur in Frage, entweder insgesamt auf Länderrisiken zu verzichten oder von gegenwärtigen Länderrisiken auszugehen und evtl. Risikoprämien im Zeitablauf nach einem ad-hoc festgelegtem Pfad zu verändern. Dies erfolgte durch Variationen der WACC, allerdings nur für die MENA-Länder, sowie eine Darstellung eines für alle Länder einheitlichen WACC. Die Ergebnisse sind daher derart zu bewerten, als dass die neuen Technologien kapitalintensiv sind und die Zinshöhe einen gewichtigen Einfluss innehat.

Hinzu kommt, dass sich im Modell über die drei Betrachtungsjahre 2030, 2040 und 2050 nur ein Teil der in den jeweiligen Vorjahren gebauten Anlagen halten können. Wenn diese Erwartungen von den Investoren geteilt werden, könnten die Gesteungskosten gerade in der ersten Dekade höher ausfallen. Dies führt zu keinen anderen Handelsabläufen im Modell, würde aber die Angebotspreise durchaus erhöhen und eine Etablierung gegenüber fossilen Energieträgern wird aufwendiger. Mit entsprechenden Förderinstrumenten ließe sich hier im Bedarfsfall entgegenwirken.

Das Modell macht zudem deutlich, dass auch andere Länder, auch innerhalb der EU, Potenziale in einem Umfang und Preisniveau besitzen, die je nach unserem künftigen Mobilitätsverhalten, den eingesetzten Antrieben und der Nachfrage an Grundchemikalien durchaus regional die Versorgung sicherstellen könnten.

## 2 Einleitung

### 2.1 Hintergrund

Mit dem „Paris-Agreement“ der Weltklimakonferenz COP 21 in 2015 wurde vereinbart, den globalen Temperaturanstieg deutlich unter 2 °C zu halten. Dies erfordert weltweit die zeitnahe Entwicklung von Strategien und Lösungen für die wirksame Umsetzung von Treibhausgas (THG)-Minderungspfaden. Deutschland hat im Jahr 2021 mit dem Klimaschutzgesetz beschlossen, bis 2045 klimaneutral zu werden. Dies bedingt eine vollständige Umstellung nicht nur des Energiesektors, sondern auch des Verkehrs- und des Industriesektors auf eine klimaneutrale Wirtschaftsweise. Aufgrund seines hohen Anteils an den THG-Emissionen und den bislang geringen Minderungserfolgen braucht es daher gerade im Verkehrssektor deutlich stärkere Anstrengungen und wirksamere Strategien zu seiner Dekarbonisierung und Defossilisierung<sup>1</sup>.

Der Zukunft der Mobilität in Deutschland und der EU bietet sich ein vielfältiges Portfolio an Technologien und Lösungen. Neben der E-Mobilität ist auch der Einsatz synthetischer Kraftstoffe vielversprechend. Die Herstellung großer Mengen synthetischer Kraftstoffe (und Chemikalien) benötigt erhebliche Mengen an preisgünstigen erneuerbaren Energien. Insbesondere die sonnen- und windreichen Länder der MENA-Region mit ihren großen erneuerbaren Energiepotenzialen bieten sich als Standorte zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe und deren Vorprodukte an. Darüber hinaus bestehen zu vielen Ländern bereits Handelsbeziehungen und Infrastrukturen, auf die aufgebaut werden kann.

Das Forschungsvorhaben MENA-Fuels untersucht daher mögliche Handelsbeziehungen im EUMENA-Raum. Dabei besteht die These, dass die MENA-Staaten aufgrund ihrer EE-Potenziale, ihrer Nähe zu Europa und bereits bestehender Handelsbeziehungen zu vergleichsweise niedrigen Kosten stark zur Energiewende des gesamten EUMENA-Raums beitragen werden.

In Ergänzung zum Untersuchungsraum im Gesamtvorhaben hinsichtlich kostenidealer Versorgungspfade wird in diesem Teilvorhaben die Systemgrenze auf weitere Länder rund um den Globus ausgedehnt.

### 2.2 Zielsetzung und methodischer Ansatz

Eine Nachfrage nach strombasierten Synfuels für Transport, Industrie (inklusive stofflicher Nutzung) und zu Speicherzwecken (Power-to-Fuel, kurz: PtF) ist in den kommenden Dekaden nicht nur ausgehend von europäischen Staaten zu erwarten. Internationale Szenarien wie beispielsweise der World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur (IEA, 2020) oder das Energy Revolution Szenario von Greenpeace International (Greenpeace International et al., 2015) unterstellen eine globale Nachfrage nach diesen Produkten, wenn die Klimaschutzziele erreicht werden sollen.

---

<sup>1</sup> Im Gegensatz zur Dekarbonisierung spricht man von Defossilisierung, wenn wie im Fall von Kraftstoffen weiter Kohlenwasserstoffe („Karbon“) verwendet werden, die jedoch nicht mehr aus fossilen Quellen (Erdöl, Erdgas) stammen dürfen.

Zur Herstellung strombasierter Kraftstoffe bedarf es großer Mengen an elektrischer Energie, Wasser und CO<sub>2</sub>. Ihre Verfügbarkeit, Erzeugungs- und Transportkosten sowie mögliche Handels- und Transportzuschläge, Zölle und weitere Handelsbeschränkungen sind letztendlich ausschlaggebend dafür, welche Erzeugungspfade und Hersteller(-regionen) sich mit ihrem Produkt in den künftigen Kraftstoffmärkten schließlich durchsetzen.

Während sich das Forschungsvorhaben MENA-Fuels in weiten Teilen mit den möglichen Erzeugungspotenzialen und –kosten sowie dem Güterstrom zwischen Deutschland, Europa und der MENA-Region (EUMENA) auseinandersetzt, ergänzen die nachfolgenden Untersuchungen die Potenziale und Interesse weiterer Industrie- und Schwellenländer. Es soll abgeschätzt werden, ob neben Ländern der MENA-Region auch andere Staaten interessante Lieferanten für Deutschland, die EU und Europa sein könnten. Es soll zugleich kenntlich gemacht werden, welche anderen Staaten durchaus auch potenzielle Partner für den MENA-Raum und damit Mitbewerber um deren Potenziale darstellen. Die hierfür betrachteten Länder finden sich in Anhang 8.1.

Hierzu wurde ein weltweites Handelsmodell entwickelt. Im Gegensatz zu etablierten Ansätzen wird dabei nicht das volkswirtschaftliche Optimum gesucht, sondern rational aus betriebswirtschaftlicher Sicht anhand der zu erwartenden Marge entschieden. Die Marge wird ermittelt als Differenz zwischen den nächstgünstigsten freien Erzeugungskosten des Importlands und den Angeboten der Exportländer frei Hafen bzw. bei Binnenländern frei Hauptstadt. Auch wenn kurz- und ggf. sogar mittelfristig zwischenstaatliche Vereinbarungen und nationale Subventionen für den Aufbau von Infrastrukturen für grünen Wasserstoff und Synfuels die Grundlage bilden werden, so ist mit zunehmendem Angebot und Konkurrenzfähigkeit der Produkte gegenüber fossilen Energieträgern mit einem weitestgehend freien globalen Handel zu rechnen. Die These wird durch die Mitglieder der Beiräte des MENA-Fuels Forschungsvorhabens gestützt.

Die einzelwirtschaftliche Optimierung des Handelsmodells erfolgt aus Gründen der Datenlage und Modellperformance nach Potenzialregionen (vgl. Kapitel 4.2). Länder werden hierfür in Regionen aufgeteilt, die sich an den Potenzialen der hier betrachteten EE-Erzeugungstechnologien Wind, Photovoltaik und konzentrierender Solarthermie orientieren. Je nach Fläche, Geographie und Wetterbedingungen im Land reicht die Zahl an Regionen von 3 bis 45. Jede Region eines Landes bietet dabei global ihre Ressourcen für vorauszuwählende Energieträger an.

Zur Einbindung externer Szenarien müssen deren einzelne Kraftstoffnachfragen zu einer Gruppe zusammengefügt werden. Das Modell eignet sich daher nicht als Energiesystemmodell zur Optimierung der Kraftstoffversorgung. Es zeigt aber auf, welche Region und damit Länder bei unterschiedlicher globaler Nachfrage, unter Berücksichtigung von Erzeugungs- und Transportkosten, Handelsbeschränkungen sowie länderspezifischen Risikoaufschlägen wahrscheinliche Handelspartner in einem freien Markt sein könnten (bei den hier unterstellten Ansätzen und Annahmen).

Eine Übersicht der Konkurrenzlage bei der Produktion und Verwendung von Synfuels zwischen Deutschland, Europa, den MENA-Staaten und anderen Ländern wie bspw. China, USA und die Russische Föderation soll Aufschluss darüber geben,

welche Nationen in einem globalen Markt strombasierter Kraft- und Brennstoffe sowie Basischemikalien tatsächlich Warenaustausch auf Basis der Maximierung der Gewinne betreiben würden und wie dadurch der Außenhandel zwischen MENA-Staaten und Deutschland bzw. Europa beeinflusst wird.

## 3 Modellentwicklung

### 3.1 Einführung

Die Ausgestaltung des Handelsmodells basiert auf der Annahme, dass sich der Handel von grünem Wasserstoff (nachfolgend  $H_2$ ) und Synfuels in einem globalen freien Markt an der Gewinnmaximierung orientiert.

Verglichen werden dabei alle Kombinationsmöglichkeiten zwischen den im Modell vorliegenden Ländern, sofern nicht Handelsrestriktionen wie ein Embargo den Güterverkehr untersagen. Das Modell bezuschlagt zunächst denjenigen Handel, welcher die insgesamt höchste spezifische Marge je Handelseinheit verspricht. Dabei ist die relevante Gegenposition zum Import-Angebot die nächstteueren inländischen Erzeugungskosten inklusive einer auskömmlichen Verzinsung.

Nachfolgend werden der grundsätzliche Aufbau und der Ablauf des Handelsmodells beschrieben. Daran schließt sich die Beschreibung der wesentlichen Module an. Hierin wird dargestellt, wie einzelne Positionen ermittelt werden.

### 3.2 Aufbau und Ablauf

Das Handelsmodell ist in zahlreiche Module unterteilt (Abb. 3-1). Diese unterscheiden sich zunächst in zwei Gruppen. Die erste Gruppe bereitet die Szenariendaten auf. Dazu gehören Annahmen zum Ausbau von erneuerbaren Energien nach Ländern, zu EE-Potenzialen innerhalb der jeweiligen Länder, Zinsen, Transportkosten, Zölle, Anlagen- und Betriebskosten, Kosten für  $CO_2$  und Wasser. Innerhalb der ersten Gruppe an Modulen werden daraus Erzeugungskosten für Strom und im Anschluss für die jeweiligen Kraftstoffe bzw. chemischen Grundstoffe die Transportkosten für alle Handelsvariationen und schließlich die Angebote jeder Region an alle potenziellen Handelspartner ermittelt.

Die zweite Gruppe ermittelt aus den Geboten die jeweils lukrativsten Handelsbeziehungen unter Berücksichtigung von Nachfrage und EE-Potenzialen. Im Anschluss wird die Angebotsliste korrigiert, da mit vorhergehender Bezuschlagung Potenziale und damit Angebote nicht mehr zur Verfügung stehen.

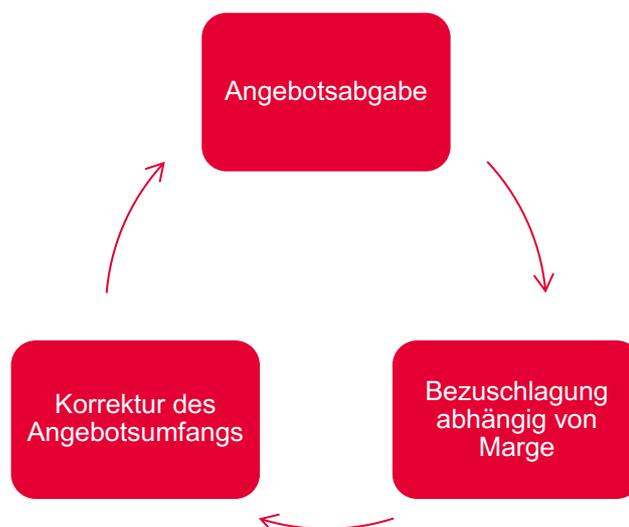


**Abb. 3-1 Gliederung des Handelsmodells**

Quelle: Eigene Darstellung IZES

Es wird weiterhin unterstellt, dass einmal bezuschlagte Angebote in technischen Anlagen realisiert werden. Sie bieten im Betrachtungsjahr und in den darauffolgenden Zeitabschnitten ihre Produkte erneut an und müssen sich im Wettbewerb gegenüber technischem Fortschritt bei der Stromerzeugung und der Umwandlung behaupten.

Der Handel wird solange ausgeführt, bis die gesamte Nachfrage befriedigt ist oder nicht mehr ausreichend Potenziale zur Verfügung stehen (siehe Abb. 3-2). Dann wird mit dem in den Szenarien folgenden Betrachtungsjahr fortgefahren. Bei nicht ausreichenden Potenzialen wird das Programm abgebrochen.



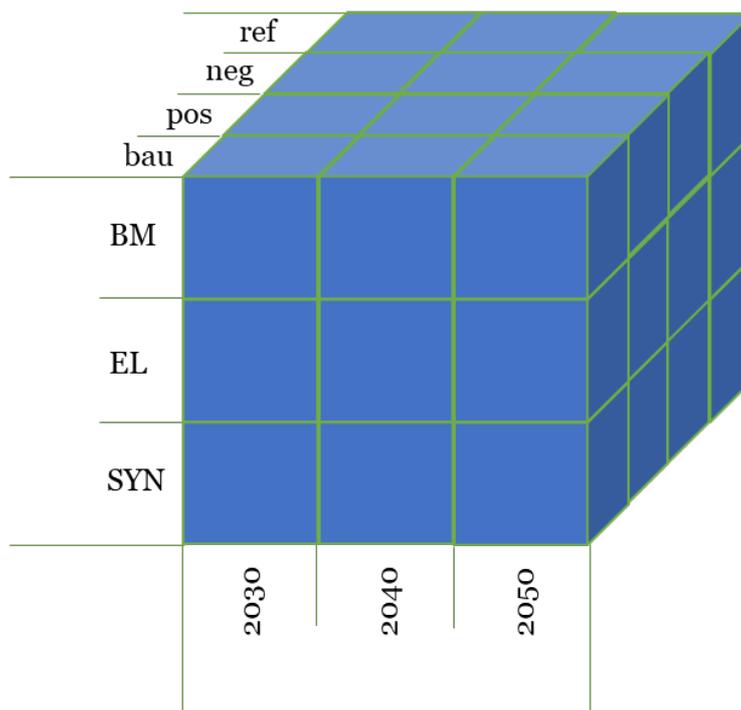
**Abb. 3-2 Ablauf des Handels im Modell**

Quelle: Eigene Darstellung IZES

Der derzeitige Aufbau des Modells untersucht die Betrachtungsjahre 2030, 2040 und 2050 unter Berücksichtigung von Entscheidungen im jeweils vorangegangenen Stützjahr. Ausgangsbasis bilden dabei einerseits die Potenziale in den jeweiligen Ländern, andererseits die Nachfrageszenarien BM, EL und SYN (vgl. Kapitel 4.1). Bereits realisierte EE-Anlagen bis 2020 werden von den günstigsten Potenzialen der jeweiligen Technologie in einer Nation abgezogen. In jedem Stützjahr erfolgt darüber hinaus und vorrangig der Abzug zusätzlich benötigter EE-Strommengen für Nachfragen außerhalb von grünem Wasserstoff und Synfuels. Ansonsten steht das gesamte restliche EE-Potenzial in einem Betrachtungsjahr grundsätzlich für deren Herstellung zur Verfügung. Mit diesem Ansatz soll parallel zum Handel untersucht werden, ob Unternehmen im Land Anreize haben, vorrangig auf Export statt auf nationale Versorgung zu setzen, voraus sich mögliche Bedarfe an ein künftiges regulatives Umfeld ergeben können.

Einmal bezuschlagte Erzeugungskapazitäten bieten ihre Mengen in den nachfolgenden Betrachtungsjahren erneut auf dem gesamten Markt an. Hierbei wird untersucht, ob diese, bei unterstellter Laufzeit von 20 Jahren, weiterhin Abnehmer finden. Auch hierbei wird untersucht, ob es möglicherweise künftig Bedarfe für die Anpassung des regulatorischen Rahmens gibt, um Hemmnisse, die sich aus der Erwartung technologischer Entwicklungen ergeben mögen, abzubauen.

Jedes Nachfrage-Szenario durchläuft dabei Variationen der gewichteten Kapitalkosten (weighted average cost of capital, WACC), wodurch insgesamt zwölf Varianten (vgl. Kapitel 4.1) entstehen (BM\_bau, BM\_pos, BM\_neg, BM\_ref, EL\_bau, ..., SYN\_ref) mit jeweils einem Betrachtungshorizont von 2030 bis 2050. Dies findet sich in der nachfolgenden Abb. 3-3 dargestellt.



**Abb. 3-3 Dimensionen der Szenarien**

Quelle: Eigene Darstellung IZES

Ziel der WACC-Variation ist es, die Sensitivität unterschiedlicher Kapitalkosten (bei MENA mit weiteren Risikoaufschlägen) zu eruieren und angemessen zu berücksichtigen.

### 3.3 Wesentliche Module

Nachfolgend werden die wesentlichen Module beschrieben. Auf Hilfsmodule für eine bessere Verarbeitung oder Sortierung der Daten wird nachfolgend nicht weiter eingegangen. Das Modell wird, lizenziert als CC BY NC SA, nach Ende des Vorhabens kostenfrei zur Verfügung gestellt. Weitere Details können aus dem Programmcode entnommen werden.

*Hinweis: Das Modell wurde innerhalb der Projektlaufzeit in VBA programmiert und soll zur Verbesserung der Performance noch vor Veröffentlichung in ein datenbankbasiertes Format überführt werden, was auch zu Veränderungen im Aufbau und in den Modulen führen wird.*

#### 3.3.1 Hauptsteuerung: Modul „Calculate“

Mit dem Modul werden wichtige globale Variablen definiert und der Ablauf der Prozeduren gesteuert. Seine Hauptaufgabe ist, die Ermittlung von Angeboten und Handelsabläufe solange zu wiederholen, bis die Nachfrage befriedigt ist oder die Potenziale ausgehen. Der Ablauf erfolgt für jede Szenario-Variation (BM\_bau bis SYN\_ref) über den gesamten Betrachtungszeitraum 2030 bis 2050.

#### 3.3.2 Erzeugungskosten für Strom: Prozedur „Power Generation Cost“

Die Erzeugungskosten für Strom aus den EE-Anlagen Photovoltaik, solarthermische Kraftwerke, on- und off-shore Windkraft sowie Atomkraftwerken werden auf Grundlage harmonisierter technischer und ökonomischer Annahmen zwischen den Teilprojekten ermittelt (Terrapon-Pfaff et al., 2022) (→ Teilbericht 8).

Für die Ermittlung der spezifischen Stromerzeugungskosten werden jährlich gleichbleibende Zahlungen (Tilgung und Zins) über die Annuitätenmethode ermittelt und um weitere variable und fixe Kostenbestandteile ergänzt, siehe Formel 3-1. Dabei wird auch berücksichtigt, dass neben den fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien prinzipiell auch andere Technologien mit Brennstoffbedarf Einsatz finden könnten.

---

#### Formel 3-1 Spezifische Stromkosten

$$\text{spezifische Stromkosten} = \frac{A + \text{IstK} + wBK + PK + BstK}{Vlh}$$

$$\text{Annuität (A)} = I * \frac{(1 + i)^n * i}{(1 + i)^n - 1}$$

Mit:

- A = Annuität
- I = Investition
- IstK = Instandhaltungskosten

- wBK = weitere Betriebskosten
- PK = Personalkosten
- Vlh = Volllaststunden
- BstK = Brennstoffkosten
- i = Zins (hierfür wird der technologie- und landesspezifische WACC eingesetzt)
- n = Anzahl der Betriebsjahre

Für solarthermische Kraftwerke ist zu beachten, dass hierbei drei Hauptbestandteile separat zu betrachten sind: Solarfeld, Speicher und Dampfturbine. Die Addition der jeweils spezifischen Gestehungskosten führt zu den Stromgestehungskosten.

Die länderspezifischen Personalkosten (PK) für alle Länder liegen zwar vor, wurden im Modell selbst aber nicht weiter differenziert. Grund sind fehlende Informationen zum Personalaufwand und bislang sehr geringe Aufwandsabschätzungen, weshalb die PK vernachlässigt werden können. Weitere Betriebs- sowie Brennstoffkosten (BstK) fallen nur bei neuen Atomkraftwerken an, die im Hinblick auf einen globalen Handel hier mitbetrachtet wurden.

### 3.3.3 Ermittlung der Kraftstoffgestehungskosten: Modul FuelCost

Für das Handelsmodell erfolgte vorab eine Auswahl an Erzeugungspfaden, da für die Fragestellungen, die mit ihm gelöst werden sollen, insbesondere die Kosten eine wesentliche Rolle spielen. Neben technischen und ökonomischen Annahmen zu EE-Anlagen wurde für die Herstellung von grünem Wasserstoff lediglich die PEM-Elektrolyse und für die Herstellung von Synfuels die Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) implementiert. Erste Ergebnisse aus den anderen Teilprojekten zeigten bereits, dass diese die aus heutiger Sicht wirtschaftlichsten Technologien darstellen und bereits heute einen hohen TRL-Grad erreicht haben. Für Wasser und CO<sub>2</sub> wurden keine technischen Daten erfasst, sondern lediglich die spezifischen Kosten für Wasser und CO<sub>2</sub> aus → *Teilbericht 10* übernommen, wobei für CO<sub>2</sub> die Bereitstellung über Direct-Air-Capture (DAC) sowie Carbon-Capture-and-Utilization (CCU) berücksichtigt wurden. Die FTS erzeugt üblicherweise mehrere Fraktionen an Synfuels. Im Handelsmodell wurde dies nicht weiter berücksichtigt und unterstellt, dass durch weitere kostengünstige Verfahrensschritte in Raffinerien das gewünschte Produkt aus einem in der FTS erzeugten Rohöl-Ersatzprodukt (E-Crude) erzeugt werden kann. Dafür wurde ein weiterer Effizienzverlust von 2 % einkalkuliert.

Im Handelsmodell wird ein Direktbezug des Stroms aus den EE-Anlagen unterstellt. Im Gegensatz zu → *Teilbericht 10* wurden keine weiteren Zwischenspeicher für Strom und Gas eingesetzt, um Anlagen kleiner dimensionieren zu können und die Auslastung zu verbessern. Eine regional-spezifische Optimierung über 1.520 Einzelregionen an dieser Stelle hätte die Performance des Modells zu stark beeinträchtigt.

Die Anlagendimensionierung wird ebenfalls nicht ermittelt. Mögliche Skaleneffekte bleiben hier bislang außen vor. Vielmehr werden wieder mittels Annuität die spezifischen Gestehungskosten je Megawattstunde Synfuel ermittelt, wobei die Volllaststunden des Elektrolyseurs sich an den der stromliefernden EE-Anlagen orientieren.

Optional ist es möglich, die Volllaststundenzahl im Modell global zu verändern. Hierfür wird unterstellt, dass der grüne Wert des Stroms über Zertifikate, in Anlehnung an die Herkunftsnachweise (HKN) der EU mit 1 Jahr Gültigkeit versehen, gehandelt wird. Dabei wird vereinfacht der Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen, ohne Vertriebs- und Netzgebühren, Umlagen, Steuern oder Abgaben. Statt einer Direktlieferung wird der grüne Wert bilanziell durch Löschung von Zertifikaten übertragen, in Anlehnung an die Herkunftsnachweise in Deutschland. So kann ein bandförmiger Strombezug unterstellt und die FTS kann dadurch kleiner dimensioniert werden.

### **3.3.4 Ermittlung der Transportkosten: Modul Transport**

Zur Ermittlung der Transportkosten erfolgte eine umfangreiche Erhebung von Literaturdaten und von Gebotsplattformen für Hochseetransport (vgl. Tab. 4-10 in Kapitel 4.4.2; maritimer Seeverkehr). Aus der Erhebung wurden Transportkosten in Euro pro MWh Energieträger ermittelt, die im Handelsmodell auf die Gestehungskosten aufgeschlagen werden können. Für die Abschätzung der Transportstrecken wurden Angaben aus den gleichen Plattformen übernommen.

Für die Transportkosten von Gasen und Fluiden mittels Pipeline und Schienenverkehr wurden Kostensätze in EUR/MWh x km aus Literaturangaben definiert (vgl. Kapitel 4.4.2; Pipelines und Schienenverkehr). Zur Abschätzung der Transportstrecken auf der Schiene wurden Angaben von Plattformen herangezogen. Für die Abschätzung der Pipeline-Strecken wurde die Luftlinie zwischen den Zielorten mit einem pauschalen Faktor von 1,3 verlängert.

### **3.3.5 Angebotsermittlung: Modul PriceOffer**

Die Angebotsermittlung kombiniert die Nachfrage der Länder mit allen potenziellen Lieferregionen und gibt für das Betrachtungsjahr Angebote für alle Transportarten (Schiene, Schiff, Pipeline) und ggf. Variationen der CO<sub>2</sub>-Quelle aus. Das jeweilige Angebot ist die Summe aus den H<sub>2</sub>- bzw. Synfuel-Gestehungskosten, den Transportkosten und den Zollabgaben und wird in der Einheit EUR/MWh und der möglichen Handelsmenge in PJ ausgegeben.

Verfügt ein Land aufgrund großer Küstenlinien bzw. aufgrund des Zugangs unterschiedlicher Meere über mehrere relevante Häfen, so werden zur Reduzierung von Transportstrecken zudem Kombinationen mit mehreren Hafenstätten berücksichtigt. Bei Binnenländern wurden statt Zielhäfen die Hauptstädte als Zielort festgelegt, soweit möglich über Binnenschifffahrt angefahren, die Reststrecke erfolgt mittels Schienenverkehrs (siehe auch Kapitel 4.4.2).

### **3.3.6 Ermittlung der Nachfragemengen: Modul Demand**

Das Modell arbeitet mit jeweils nur einem Handelsgut. Dieses kann im Auswahlménü des Frontend ausgewählt werden. Hierbei besteht die Option für Szenarien, alle Energieträger durch Wasserstoff, ein Synfuel oder eine Synfuelgruppe zu ersetzen.

Derzeit sind folgende Synfuel-Gruppen definiert:

- **All Fuels:** Hierbei werden alle festen, flüssigen und gasförmigen Kraftstoffbedarfe (je nach Szenariodaten auch einschließlich stofflicher Nutzung in der Industrie) gemessen in PJ zusammengefasst. Besonders effiziente Antriebsstränge wie elektrische Antriebe oder Brennstoffzellen werden derart berücksichtigt, dass sich die Nachfrage durch die Anwendung in Verbrennungsmaschinen erhöht. Dabei wurde für Verbrennungsmotoren ein mittlerer Wirkungsgrad von 33,3 %, für Brennstoffzellen von 55 % und von Elektromotoren von 92 %, jeweils bezogen auf den eingesetzten Energieträger, unterstellt (eigene Abschätzung in Anlehnung von Verhältnissen in Bründlinger et al. (2018, 411ff.) sowie Angaben in Paschotta (2021) und Geiger (2021)). Unterschiedliche Fahrzeuggewichte durch beispielsweise Batterien werden in der Abschätzung hier nicht unmittelbar berücksichtigt.
- **E-Crude:** Um die Nachfrage nach unterschiedlichen flüssigen Kraft- und Treibstoffen sowie die Mengen für den stofflichen Einsatz zusammenfassen zu können, wurde auf ein synthetisches Rohöl-Substitut (E-Crude) abgestellt. Dabei wurde ein Umwandlungsverlust von 2 % unterstellt, der zur eigentlichen Nachfragedeckung der Sektoren Mobilität und Industrie zusätzlich importiert werden muss.
- **Drop-In:** Diese Synfuel-Gruppe entspricht weitestgehend E-Crude, allerdings ohne Rohöl, Naphtha, Ammoniak und Methanol und ohne die Umwandlungsverluste.

Die Zusammenfassung der Nachfragemengen aus den im Auswahlmenü definierten Nachfrage-Szenarien erfolgt im Modul „Demand“. Ziel ist es, dabei den Umfang an Szenarien-Daten zunächst zu verringern, um die Performance sich anschließender Module nicht mit dem Ballast nicht benötigter Daten einzuschränken. Im Modul „Quantities“ erfolgt im Anschluss dann für Synfuel-Gruppen eine weitere Umrechnung und Zusammenfassung.

### 3.3.7 Ermittlung der Differenzkosten (Margen): Modul DifferencePrice

Für jedes Land mit einer Nachfrage nach grünem Wasserstoff oder Synfuels wird eine Merit-Order aus allen relevanten Angeboten erstellt. Sie enthält dabei ebenfalls Optionen einer Eigenversorgung.

Gemäß der Auswahl im Frontend hinsichtlich der anzusetzenden Vergleichskosten wird daraufhin die Differenz zwischen den Eigenerzeugungskosten im Inland und dem günstigsten Angebot ermittelt oder die Differenz zwischen dem letzten noch benötigten Angebot und dem günstigsten. Über einen Vergleich der Differenzkosten über alle Importländer werden die höchsten Differenzkosten ermittelt. Diese erhalten den Zuschlag. Erste Option entspricht der aktuellen Erwartungshaltung des Industriebeirats, wo Vertreter dieses davon ausgehen, dass sich die Preise zunächst an der nationalen Zahlungsbereitschaft, gemessen in Gestehungskosten für den Aufbau einer inländischen Versorgung, orientieren werden. Mit Zunahme von Mitbewerbern und der Entstehung kontinentaler und globaler Märkte wird sich die Orientierung dem letzten noch benötigten Gebot zuwenden.

Die Potenziale des Exportlandes werden entsprechend der gehandelten Menge verringert. Parallele Angebote in anderen Ländern werden in Folge korrigiert.

## 4 Relevante Basis-Daten: Erhebungen, Annahmen und Abschätzungen

### 4.1 Entwicklung der Nachfrage: Szenarien

Im Rahmen des Vorhabens war geplant, auf bestehende globale Szenarien zurückzugreifen. Folgende Studien wurden dazu gesichtet und auf ihre Eignung geprüft:

- World Energy Outlook 2020 (IEA, 2020)
- Technology Perspectives 2020 (IEA, 2021)
- World Energy Scenario 2016 (WEC & Frontier Economics, 2016)
- Global Energy and Climate Outlook 2020: A New Normal Beyond Covid-19 (Keramidas et al., 2021)
- Energy [r]evolution – a sustainable world (Greenpeace International et al., 2015)

Studien wurden dann als geeignet bewertet, wenn sie

- ein Szenario mit dem Ziel, die globale Erwärmung auf unter 2° zu halten, besitzen,
- möglichst detaillierte aktuelle Einschätzungen zu Wasserstoff und Synfuels beinhalten,
- diese sektorspezifisch ausweisen und
- die Daten für möglichst viele Länder einzeln darstellen.

Das 1,5 °-Zielszenario des Global Energy and Climate Outlook 2020 (Keramidas et al., 2021) erfüllt diese Anforderungen nach unserer Sichtung mit am besten. Für die Sektoren Wasserstoff und Verkehr wurden die Nachfragemengen für Wasserstoff und E-Fuels übernommen.

Aus Konsistenz-Gründen wurden die länderspezifischen Nachfragemengen nach Wasserstoff und Synfuels in Europa und der MENA-Region den projektinternen Szenarien für die beiden Regionen entnommen (siehe Krüger und Doré, 2022) (→ *Teilbericht 5*).

Die zugrunde liegende Verkehrsentwicklung in Europa wird, wie in → *Teilbericht 5* dargestellt, aus der „Leitstudie integrierte Energiewende“ der Deutschen Energieagentur (dena), Szenario „Technologiemix95“ (Bründlinger et al., 2018) übernommen und an die projektspezifischen Fragestellungen angepasst.

Die drei entwickelten Szenario-Storylines unterscheiden sich folgendermaßen:

- Das Szenario „Brennstoffmix“ (BM) stellt gemäß → *Teilbericht 5* eine plausible Entwicklung des Verkehrssektors dar, in der verschiedene Energieträger zum Einsatz kommen.
- Die Szenarien „Innovative Antriebe“ (EL) und „Klassische Antriebe“ (SYN) skizzieren hingegen Entwicklungen, bei gleicher Fahrleistung, die mit einem starken Fokus auf Effizienz und elektrische Fahrzeuge (Innovative Antriebe) beziehungsweise einem starken Fokus auf synthetische Kraftstoffe (Klassische Antriebe) einhergehen. Dabei handelt es sich um sehr ausgeprägte Fokussierung

auf diese Technologien; sie dienen dazu, die Bandbreite möglicher Entwicklungen aufzuspannen.

Hinsichtlich der industriellen Nachfrage unterscheiden sich die drei Szenarien nicht.

Tab. 4-1 stellt die zentralen Unterschiede und Gemeinsamkeiten der drei Szenarien zusammenfassend dar.

**Tab. 4-1 Charakteristika der verschiedenen Szenarien zur Nachfrageentwicklung**

	Innovative Antriebe (EL)	Brennstoffmix (BM)	Klassische Antriebe (SYN)
THG-Minderung ggü. 1990 in Europa	95 % (1,5 °C), d. h. Klimaneutralität im Verkehr		
Verkehrsleistung / Modal Split	Aus „Leitstudie integrierte Energiewende“, Szenario „Technologiemix95“ (Bründlinger et al., 2018)		
Kraftstoff-Strategie im Verkehr	Sehr hoher Anteil BEV bzw. Oberleitungs-Lkw, Synfuels nur für Flugverkehr (Kerosin), sonst H <sub>2</sub> und CH <sub>4</sub>	Technologie- und Brennstoffmix von BEV, H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , Methanol, synthetische Kraftstoffe	Sehr hoher Anteil Drop-In synthetische klassische Kraftstoffe (Benzin, Diesel, Kerosin); wenig BEV und CH <sub>4</sub>
Anteil synthetischer Kraftstoffe	Minimal	Mittel	Maximal
Industrie	Nachfrage nach Grundstoffen und Energie entwickelt sich mit der Implementierung von emissionsarmen Technologien stärker in Richtung H <sub>2</sub> und synthetische Grundstoffe (Naphtha, Methanol, Ammoniak)		
Nachfrage aus dem umgebenden Energiesystem	Angelehnt an „Multi-Sektor-Kopplung“ Szenario THG95 (Branstätt et al., 2020)		

Quelle: Krüger und Doré (2022) (Teilbericht 5)

Die Abschätzung möglicher zukünftiger Energie- und Kraftstoffnachfrage im MENA-Raum erfolgte für 17 einzelne Länder in jeweils vier Szenariovarianten, die unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Narrativen folgen und den Möglichkeitsraum der Eigenbedarfsentwicklung aufspannen. Dabei lag der Fokus auf der Entwicklung der Energiebilanzen der Länder unter der Annahme diversifizierter Erzeugungsstrukturen ohne Systemkostenoptimierung. Weitere Informationen zur Szenarientwicklung finden sich in → *Teilbericht 9*.

Die folgenden Szenariovarianten wurden dort betrachtet:

- **Referenzszenario (REF):** Folgt dem „Current Policies Scenario“ aus dem World Energy Outlook der IEA mit der Annahme einer Fortführung heutiger Politiken ohne mögliche Politikinitiativen in der Zukunft als Referenzwert für den maximalen Bedarf an fossilen Energieträgern und maximale CO<sub>2</sub>-Emissionen. Ohne Covid-19-Effekt, aber einschließlich aktueller Planungen im Stromsektor.
- **Alternative moderate RE-Strategie (ALT):** Moderate Effizienz- und EE-Ausbaustrategien. Setzt bei den heute bekannten Zielen der MENA-Länder zum EE-Ausbau an, ergänzt um einen regionalen Pfad, der zu einem Mindestziel von 80 % THG-Minderung bis 2050 (gegenüber 1990) um etwa 10 Jahre verzögert ist. Liegt bezüglich der Effizienzentwicklung und des Elektrifizierungsgrades zwischen REF und ADV.

- **100 % EE-Szenario (ADV):** Ambitioniertes Szenario mit 100 % EE und Null CO<sub>2</sub>-Emission bis zum Jahr 2050. Basierend auf dem globalen 2 °C-Szenario von (Teske et al., 2019). Vollständige Substitution von verbliebenen Nachfragen an Gas sowie Brenn- und Kraftstoffen durch synthetische Energieträger komplementär zur weitgehenden Elektrifizierung und direkten H<sub>2</sub>-Nutzung. Keine Biokraftstoffe im Verkehr entsprechend den IEA SDS-Szenarien aus dem World Energy Outlook (International Energy Agency, 2017). Einschließlich PtL-Erzeugung als Ersatz für bunker fuels (Seeschifffahrt und internationaler Flugverkehr) sowie für den fossilen nicht-energetischen Verbrauch in der Industrie.
- **Variante ALT mit 100 % synthetischen Brennstoffen in 2050 (ALT2):** Alternatives Szenario mit moderaten Effizienz- und EE-Ausbaustrategien entsprechend ALT-Szenario, verknüpft mit der Annahme, die restlichen fossilen Brennstoffe bis zum Jahr 2050 vollständig zu ersetzen, damit das 100 % EE-Ziel erreicht wird. Geringere direkte Nutzung von erneuerbarem Strom und erneuerbarer Wärme sowie eine weniger ambitionierte Effizienzentwicklung. Die Variante liefert im Ergebnis eine Maximalabschätzung des möglichen Eigenbedarfs der Länder.

Ein möglicher PtL-Bedarf ist nur in den beiden 100 %-EE-Szenarien unterstellt. In Abstimmung mit den beiden anderen Teilprojekten wurde für den MENA-Raum das 100 % EE ADV-Szenario in das Handelsmodell übernommen. Es ist bei allen Nachfrageszenarien (BM, EL, SYN) gleich.

Für die übrigen Länder wurde das 1,5 °-Zielszenario des Global Energy and Climate Outlook 2020 (Keramidas et al., 2021) angesetzt, womit sich die in Tab. 4-2 und Tab. 4-3 dargestellten Nachfragemengen ergeben.

**Tab. 4-2 Nachfragemengen Synfuels nach Regionen, Szenarien und Dekaden**

Szenario	Jahr	Nachfragemengen Synfuels [PJ/a]								SUMME
		AFR	AS	EU	EUR*	LAM	MENA	AMN	OZE	
EL	2030			755	354		144			1.254
	2040	90	914	2.162	1.105	336	2.500	789	59	7.955
	2050	97	2.131	4.360	1.790	735	5.367	1.321	108	15.909
BM	2030			204	96		144			444
	2040	90	914	1.296	698	336	2.500	789	59	6.682
	2050	97	2.131	3.222	1.256	735	5.367	1.321	108	14.238
SYN	2030			2.702	1.267		144			4.114
	2040	90	914	6.068	2.937	336	2.500	789	59	13.692
	2050	97	2.131	10.077	4.471	735	5.367	1.321	108	24.307

Quelle: eigene Darstellung IZES; \* Europa ohne EU

**Tab. 4-3 Nachfragemengen grüner Wasserstoff nach Regionen, Szenarien und Dekaden**

Szenario	Jahr	Nachfragemengen H <sub>2</sub> [PJ/a]								SUMME
		AFR	AS	EU	EUR*	LAM	MENA	AMN	OZE	
EL	2030	8	395	381	224	30	171	399	15	1.623
	2040	25	906	1.511	674	84	2.941	580	33	6.754
	2050	27	1.399	3.059	1.017	235	6.262	750	56	12.804
BM	2030	8	395	259	178	30	171	399	15	1.455
	2040	25	906	1.129	533	84	2.941	580	33	6.231
	2050	27	1.399	2.404	781	235	6.262	750	56	11.913
SYN	2030	8	395	67	77	30	171	399	15	1.161
	2040	25	906	551	223	84	2.941	580	33	5.343
	2050	27	1.399	1.452	263	235	6.262	750	56	10.444

Quelle: eigene Darstellung IZES; \* Europa ohne EU

Vier Risikovarianten bilden die mögliche zukünftige Entwicklung der Länderrisiken für die Entwicklung des EE-Sektors und des synthetischen Kraftstoffsektors für jedes der betrachteten MENA-Länder ab:

- „business-as-usual“, Risikoeinschätzung ändert sich nicht (bau),
- „positive Risikoentwicklung“ (pos),
- „herausfordernde Risikoentwicklung“ (neg),
- „Referenz“, Risiko wird für alle Länder auf 6 % festgesetzt (ref).

## 4.2 Potenziale an erneuerbaren Energien

Die Abschätzung von EE-Strom-Potenzialen wurde seitens DLR mittels dem Energie-Daten-Analyse-Tool (EnDAT) für die Technologien PV-, CSP- und Windenergieanlagen in den nachfolgenden vier Schritten durchgeführt und jährlichen Erzeugungspotenziale und Kosten ausgegeben. Die Vorgehensweise wurde für Europa von Scholz entwickelt (Scholz, 2012) und von Stetter global erweitert (Stetter, 2014).

- 1 | **Analyse der Ressourcen:** Meteorologische Daten (Solarstrahlung, Windgeschwindigkeiten) für das repräsentative meteorologische Jahr 2002 wurden für die Modellierung in zeitlicher und räumlicher Auflösung vorprozessiert.
- 2 | **Analyse der verfügbaren Landflächen:** Dazu wurden Flächenausschlusskriterien, Landbedeckungsdaten und Flächennutzungsfaktoren berücksichtigt. Aus der Landflächenanalyse resultierten installierbare Kapazitäten für EE-Anlagen.
- 3 | **Kraftwerksmodell:** Mithilfe von technologischen Annahmen wurden stündlich aufgelöste Zeitreihen der Stromerzeugung generiert.
- 4 | **Ökonomische Betrachtung:** Anhand der installierbaren Kapazitäten und mithilfe von Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten wurden jährliche Kosten der Stromerzeugung berechnet. Mit den Kosten und den zugehörigen Potenzialen konnten mittlere Gestehungskosten für unterschiedliche Potenzialklassen ermittelt werden. Anhand derer konnte später eine räumliche Aggregation zu regionalen Zeitreihen und Kostenpotenzialen erfolgen

Die erläuterten Schritte wurden in einer definierten räumlichen Rasterzellen-Auflösung von  $0,045^\circ$  (ca. 5 km) weltweit für 88 Länder angewendet. Anschließend wurden die Daten für das Handelsmodell zu technologiespezifischen Regionen innerhalb der Länder aggregiert. Die Aggregation erfolgte innerhalb von Kostenkategorien in 10 EURO-Schritten, die auf gemeinsamen Kostenannahmen und Technologieentwicklungen über alle Teilvorhaben beruhen, und mündete in 1.520 Einzelregionen. (Vergleiche hierzu auch → *Teilbericht 10*)

### 4.3 Parameter für Produktionskostenschätzungen

Das Handelsmodell unterstellt einen globalen freien Handel. Davon ausgehend stehen auch alle benötigten Technologien zur EE-Stromerzeugung, der Elektrolyse, der Wasser- und CO<sub>2</sub>-Gewinnung bis hin zu FTS zu gleichen Kosten weltweit zur Verfügung. Nach diesem Ansatz können sich die Länder daher nur hinsichtlich dreier Kostenparameter unterscheiden: den Arbeitskosten, den Kapitalkosten (durch verschiedene Diskontraten) und dem Dargebot an Wind und/oder Sonneneinstrahlung. Dies sind wichtige Einflussfaktoren für Produktionskosten. Durch die gemeinsame Berücksichtigung könnte z. B. ein relativ schlechtes Dargebot durch niedrige Kapital- und Arbeitskosten kompensiert werden.

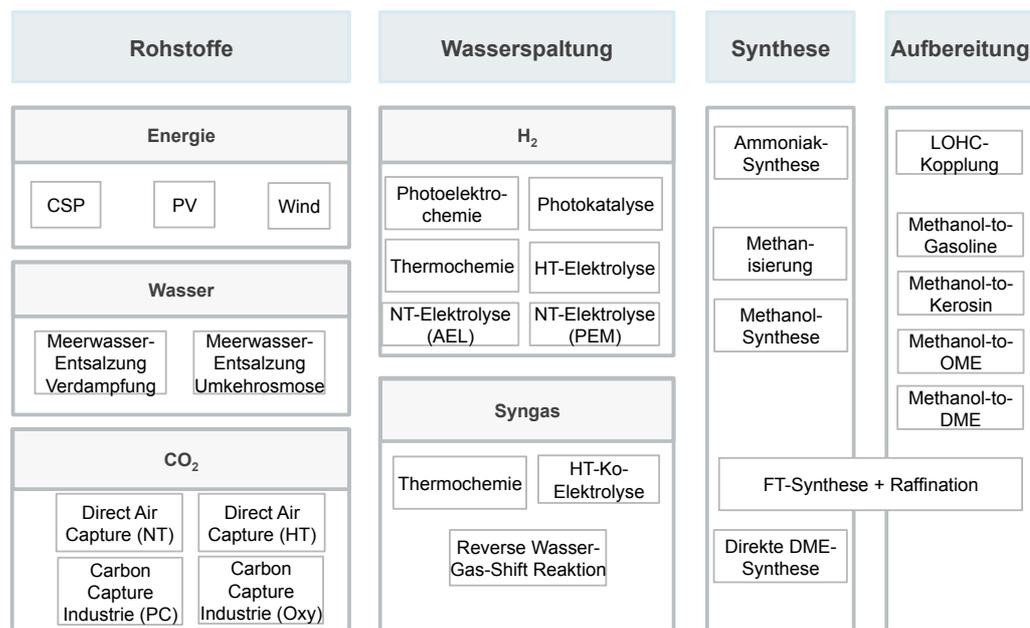
#### 4.3.1 Annahmen zur Technologie- und Kostenentwicklung

Um möglichst konsistent bei der Ermittlung der Kraftstoffgestehungskosten in allen drei Teilvorhaben zu sein, wurden technische und ökonomische Annahmen harmonisiert. Allerdings unterscheidet sich die Detailtiefe, so dass an dieser Stelle nochmals auf die eingesetzten Technologien und die Kostenermittlung eingegangen wird.

Der → *Teilbericht 3* „Multikriterielle Bewertung von Bereitstellungstechnologien synthetischer Kraftstoffe“ untersuchte eine große Auswahl an Technologien entlang der PtX –Routen und bewertete diese multidimensional hinsichtlich Ökonomie, Ökologie und technischer Verfügbarkeit. Diese sind in Abb. 4-1 dargestellt.

Da das Projekt MENA-Fuels nur erneuerbare Energien als Energiequellen betrachtet, wurden als wesentliche Technologien Photovoltaik, CSP-Anlagen und Windenergieanlagen definiert, wobei das Handelsmodell aufgrund der damaligen Diskussionen rund um die Taxonomie in der Europäischen Union zudem Atomenergie berücksichtigt.

Bei der Modellierung der Kostenpotenziale in der MENA-Region wurde im → *Teilbericht 10* für die Erzeugung von grünem Wasserstoff die PEM-Elektrolyse (Proton Exchange Membran, PEM) ausgewählt. Gründe hierfür waren einerseits ihr gutes Teillastverhalten, was gut mit einer direkten Anbindung an die EE-Anlagen harmonisiert, andererseits die hohe Skalierbarkeit und der hohe technische Reifegrad. Die Annahmen zu Wirkungsgrad, CAPEX und Teillast entstammen Smolinka et al. (2018), die für den Wasserbedarf SIEMENS (2018) und Angaben zu OPEX lehnen sich Stuttgart Research Initiative on Integrated Systems Analysis for Energy (2018) an (vgl. → *Teilbericht 10*).



**Abb. 4-1 Übersicht über in Teilprojekt A.I bewertete Technologien entlang der PtX-Route**

Quelle: Zelt et al. (2020) (Teilbericht 3)

Zur Erzeugung von Synfuels wird eine FT-Synthese in allen Szenarien angenommen. Neben der eigentlichen Synthese sind darin der Prozess zur Reverse-Wassergas-Shift Reaktion (RWGS), die Produktaufbereitung mit dem Hydrocracking und die Produktabscheidung inbegriffen. Der Bedarf an Eingangsstoffen orientiert sich an König et al. (2015) (vgl. → *Teilbericht 10*). Mit den Kostenannahmen aus Fasihi et al. (2016) besteht die Ausbeute aus 60 % Diesel, 25 % Kerosin und 15 % Naphtha. Für die resultierende Energiemenge an Kraftstoff wird die Gesamtmenge an Benzin, Kerosin und Diesel-Kraftstoff äquivalent verwendet. Im Handelsmodell wurde zudem unterstellt, dass durch weitere kostengünstige Verfahrensschritte in Raffinerien das gewünschte Produkt aus einem in der FTS erzeugten Rohöl-Ersatzprodukt (E-Crude) erzeugt werden kann. Dafür wurde ein weiterer Effizienzverlust von 2 % einkalkuliert.

Detaillierte Informationen zu den Technologien finden sich in Anhang 8.5.

### 4.3.2 Kohlenstoffdioxid

Das für die Fischer-Tropsch-Synthese benötigte Kohlenmonoxid wird mittels Wassergas-Shift-Reaktion aus CO<sub>2</sub> gewonnen. Als CO<sub>2</sub>-Quelle kommen Abgase großer Prozesse, beispielsweise aus der Industrie, der Gas-, Wasser- und Energie- sowie der Abfallwirtschaft in Frage. Diesbezüglich erfolgte eine Eruierung verschiedener Quellen zu potenziellen Angaben nachhaltiger CO<sub>2</sub>-Quellen. Unter der Annahme, dass nicht vermeidbare CO<sub>2</sub>-Mengen im Rahmen von Abfallbehandlung (Klär- und Deponeiegase sowie Abgase aus thermischer Verwertung) und Zementherstellung<sup>2</sup> noch

<sup>2</sup> Nach Maslyk et al. (2022) gibt es erfolversprechende Forschung zur deutlichen Verringerung der Klimagase bei der Zementherstellung.

lange zur Verfügung stehen, wurden die potentiellen Mengen aus den National Inventory Reports (NIR) sowie den National Communication (NC) der Länder an die Vereinten Nationen extrahiert. Es wird unterstellt, dass diese Mengen bis 2050 in etwa gleichbleiben.

CO<sub>2</sub> ist ebenfalls in der Umgebungsluft enthalten und steht damit weltweit an jedem Standort zur Verfügung. Mittels Direct Air Capture (DAC) kann es gewonnen werden. Aufgrund seines geringen Anteils in der Atmosphäre von rund 0,04 % ist das Verfahren gegenüber einer Abtrennung aus Rauchgasen (CO<sub>2</sub>-Anteil bis zu 15 %<sup>3</sup>) allerdings deutlich energieintensiver.

Für beide Verfahren, der Extraktion aus Abgasen sowie aus der Atmosphäre, werden die Kostenabschätzungen pro Tonne aus → *Teilbericht 10* übernommen. Sie gelten jeweils für alle Nationen und sind in Tab. 4-4 angegeben.

**Tab. 4-4 Annahmen zu CO<sub>2</sub>-Preisen mit den CO<sub>2</sub>-Quellen CCU und DAC**

EUR / t CO <sub>2</sub>	CCU	DAC
2030	41,50	307,75
2040	28,24	202,21
2050	14,99	164,59

Quelle: Braun et al. (2022) (*Teilbericht 10*)

### 4.3.3 Wasser

Eine länderspezifische Ermittlung von Wasserpreisen ist im Rahmen des Vorhabens nicht erfolgt. Aus den Untersuchungen in → *Teilbericht 10* geht hervor, dass sich aus diversen Gründen eine Export-Infrastruktur für Wasserstoff und Synfuels nahe den Seehäfen etablieren würde. Eine Nutzung von Meerwasser mittels Entsalzungsanlagen wäre daher eine naheliegende Option, zumal – zumindest für den MENA-Raum – gemäß Untersuchungen des DLR (siehe → *Teilbericht 10*) künftig von zunehmender Wasserknappheit ausgegangen wird. Aus Gründen der Konsistenz, aber auch zur Entschlackung des Modells, wurden die Kostenabschätzungen pro Kubikmeter von → *Teilbericht 10* übernommen, siehe Tab. 4-5. Sie gelten jeweils für alle Nationen.

**Tab. 4-5 Annahmen zu Wasser-Preisen**

EUR / m <sup>3</sup>	Wasser
2030	0,91
2040	0,87
2050	0,82

Quelle: Braun et al. (2022) (*Teilbericht 10*)

### 4.3.4 Spezifische Arbeitskosten

Für die Kosten insbesondere des Betriebs technischer Anlagen sind Arbeitskosten ein bedeutender Faktor. Diese können über den Bedarf an Arbeit (z. B. in h/MW und

<sup>3</sup> Markewitz et al. (2017)

Jahr) sowie den Arbeitskosten pro Zeiteinheit (z. B. EUR pro h) – den spezifischen Arbeitskosten – bestimmt werden. Im Folgenden wird dargelegt, wie derartige Arbeitskosten pro Zeiteinheit für jedes der betrachteten Länder abgeschätzt wurden.

Zu beachten ist, dass spezifische Arbeitskosten und nicht etwa Löhne (wages) oder Arbeitseinkommen (labour compensation) abzuschätzen sind. Letztere beziehen sich auf Einnahmen der Arbeitnehmer aus ihrer Arbeitstätigkeit. Sie umfassen im Allgemeinen nicht alle Bestandteile der Ausgaben eines Arbeitgebers für Arbeitnehmer. Z. B. würden in Deutschland die Arbeitgeberbeiträge zu Sozialversicherungen nicht berücksichtigt. Sie sind deshalb nicht geeignet, um die für das Handelsmodell relevanten Kostenüberlegungen eines potenziellen Arbeitgebers abzubilden. Dafür geeignet sind spezifische Arbeitskosten – in Verbindung mit dem Arbeitsbedarf.

Wünschenswert wäre, wenn die spezifischen Arbeitskosten nach Ausbildung, Erfahrung oder Tätigkeit differenziert genutzt werden könnten. Dies ist aber aus zwei Gründen nicht möglich: Erstens liegt der Arbeitsbedarf nicht derart nach Qualifikation unterschieden vor. Zweitens sind zwar Löhne nach Art der Tätigkeit aufgeschlüsselt in Datenquellen zu finden, nicht aber spezifische Arbeitskosten. Deshalb müssen die im Allgemeinen verfügbaren spezifischen Arbeitskosten nach Industriezweigen verwendet werden.

Für die Dateninterpretation ist damit darauf hinzuweisen, dass so gefundene Unterschiede der spezifischen Arbeitskosten nicht allein abweichende Entlohnungen in gleichen Produktionen widerspiegeln. Vielmehr würde z. B. auch eine Spezialisierung eines Landes auf Produkte mit relativ geringen Arbeitskosten bei über alle Länder konstanten Arbeitskosten für jede Produktion auf geringere Arbeitskosten hinweisen. Derartige im Aggregat indizierte Kostenvorteile können im Extremfall also überhaupt nicht existieren. Letztlich wird im Weiteren angenommen, dass ein solcher Aggregationseffekt nicht erheblich ist. Dann lassen sich die gefundenen Unterschiede der spezifischen Arbeitskosten als potentielle Kostenunterschiede bei der Produktion von synthetischen Kraftstoffen interpretieren.

Dafür muss als weitere Voraussetzung aber erfüllt sein, dass unabhängig vom Niveau der spezifischen Arbeitskosten in einem Land der gleiche Produktionsprozess eingesetzt wird. In einem Land mit relativ geringen spezifischen Arbeitskosten darf also ein bestimmter synthetischer Kraftstoff nicht arbeitsintensiver produziert werden als in einem Land mit relativ hohen spezifischen Arbeitskosten. Ansonsten sind die spezifischen Arbeitskosten kein guter Indikator für die Gesamthöhe der Arbeitskosten. Nach Flassbeck und Steinhardt (2018, 35ff.) ist typischerweise bei industriellen Produkten aber in der Tat zu erwarten, dass ein bestimmtes Produkt weltweit mittels gleicher oder sehr ähnlicher Prozesse erzeugt wird. Davon wird auch in den technikorientierten Arbeiten in MENA-Fuels ausgegangen (z. B. wird der Erzeugungsprozess von synthetischem Benzin mittels Fischer-Tropsch-Verfahren nicht nach regionalen spezifischen Arbeitskosten variiert).

Die Arbeitskosten mussten aus verschiedenen Quellen und Schätzungen zusammengetragen werden. Dabei wurden als Währungseinheit durchgehend laufende US-Dollar (USD) herangezogen<sup>4</sup>. Bei Berechnungen wurden zuerst Abschätzungen für laufende Dollar 2019 durchgeführt. Anschließend wurden die Werte mit dem Konsumentenpreisindex (CPI) der USA auf Dollar 2015 umgerechnet und letztendlich mit dem durchschnittlichen Wechselkurs 2015 in Euro 2015 umgewandelt. Da keine andere Quelle gefunden wurde, erfolgte die Umrechnung der spezifischen Arbeitskosten auf verschiedene Jahre auf Basis der Indexzahlen der OECD<sup>5</sup>. Allerdings beziehen sich diese auf „labour compensation“. Es wurde also angenommen, dass sich labour compensation und spezifische Arbeitskosten zeitlich gleich entwickeln. Für Länder, die dort nicht aufgeführt sind, wurden die Durchschnittswerte aller genannten (bzw. im MENA-Handelsmodell einzeln untersuchten) Länder zugrunde gelegt.

Die spezifischen Arbeitskosten wurden auf Basis verschiedener Quellen zusammengestellt<sup>6</sup>. Die bedeutsamste Quelle sind entsprechende Ausweisungen der ILO. Diese wurden bereinigt und durch andere Quellen ergänzt, wobei schließlich auch auf ILO-Daten zu Einkommen der Arbeitnehmer zurückgegriffen wurde, die mit einem Aufschlag für die zusätzlichen Kosten der Arbeitgeber versehen wurden. Schließlich wurden die so erzeugten Daten zu spezifischen Arbeitskosten herangezogen, um Regressionen mit der zu erklärenden Variable spezifischen Arbeitskosten zu rechnen.

Berücksichtigt wurden als exogenen Variablen BIP (in US-\$ und in US-\$ PPP) pro Kopf bzw. pro Angestelltem sowie die durchschnittliche wöchentliche Arbeitszeit. Die Wahl dieser Variablen erfolgte, weil Arbeitsentgelte Teil des BIP von der Verteilungsseite sind. Damit ist zu erwarten, dass die spezifischen Arbeitskosten umso höher ausfallen, je höher das BIP pro Kopf ist. Gleichzeitig ist zu vermuten, dass für ein gegebenes BIP pro Kopf die spezifischen Arbeitskosten umso geringer ausfallen, je höher die durchschnittliche wöchentliche Arbeitszeit ist, da dann die BIP pro Kopf-Unterschiede nicht über eine höhere Produktivität, sondern durch einen Einsatz von mehr Arbeit erklärt werden können. Letztlich wurde für die Abschätzung der spezifischen Arbeitskosten für die verbleibenden Länder eine einfache Schätzung verwendet (Abb. 4-2): Für das GDP per Capita in current USD als einzige exogene Variable<sup>7</sup> ergab sich mit einem  $R^2=0,8827$  eine hohe Schätzgüte<sup>8</sup>. Maßgeblich für die Schätzgüte ist die Abbildung von mit sehr hohen GDP per Capita verbundenen hohen

<sup>4</sup> Das ist nicht ganz unproblematisch, da starke kurzfristige Wechselkursänderungen die Arbeitskosten in USD erheblich beeinflussen können.

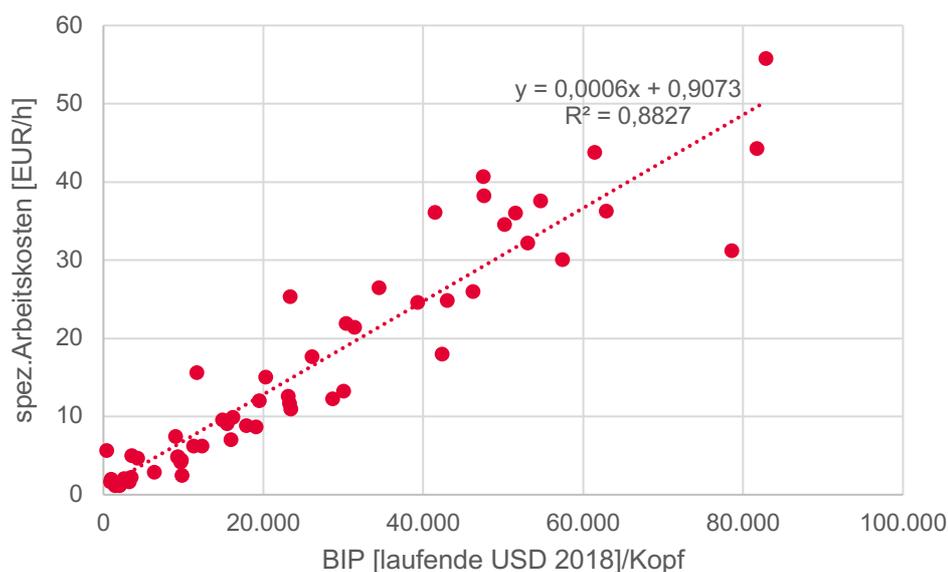
<sup>5</sup> Siehe <https://data.oecd.org/lprdy/labour-compensation-per-hour-worked.htm#indicator-chart>

<sup>6</sup> Zu Quellen siehe Literaturverzeichnis.

<sup>7</sup> Die Daten wurden um die Ausreißer Katar und Luxemburg bereinigt, die für ihr sehr hohes GDP pro Kopf äußerst geringe spezifische Arbeitskosten aufwiesen.

<sup>8</sup> Es wurden auch Regressionen geschätzt, die neben dem GDP pro Kopf (in laufenden Dollar) auch die durchschnittlichen Arbeitsstunden pro Mitarbeiter und Wochen als exogene Variable enthielten bzw. die entsprechenden logarithmierten Werte. Für beide Variablen ergaben sich die erwarteten Vorzeichen und sie erwiesen sich als signifikant. Diese Schätzungen wurden aber letztlich nicht verwendet, da für nicht einmal die Hälfte der Länder, für die die stündlichen Arbeitskosten zu schätzen waren, Daten zu den durchschnittlichen Arbeitsstunden pro Mitarbeiter und Woche verfügbar waren. Die Ergebnisse waren damit für den größeren Teil nicht verwendbar. Für die Länder, für die sie zu verwenden waren, ergaben drei wesentliche Schätzungen – nur BIP pro Kopf, BIP pro Kopf und wöchentliche Arbeitsstunden sowie beide Werte logarithmiert – teils

stündlichen Arbeitskosten. Betrachtet man hingegen z. B. nur Länder mit einem GDP per Capita von weniger als 10.000 USD/a, reduziert sich der  $R^2$  auf ca. 0,35. Insofern ist die Schätzung passabel geeignet, um große Arbeitskostendifferenzen abzubilden – also z. B. im Vergleich von Hoheinkommensländern zu Ländern mit sehr geringem Einkommen –, jedoch weniger, um Arbeitskostendifferenzen in der Gruppe weniger reicher Länder zu bestimmen. Viele der Länder, für die stündliche Arbeitskosten auf Basis dieser Regression berechnet wurden, weisen ein relativ geringes Einkommen auf. Sofern das Handelsmodell stark auf relativ geringe Unterschiede der spezifischen Arbeitskosten reagiert, könnte es sinnvoll sein, diese Länder noch einmal detaillierter zu betrachten.



**Abb. 4-2 Regression von BIP pro Kopf (in USD) auf spezifische Arbeitskosten (in EUR 2015/Stunde)**

Quelle: Eigene Berechnung IZES

Für die einzeln im Handelsmodell betrachteten Länder sind die resultierenden spezifischen Arbeitskosten in Anhang 8.2 ausgewiesen. Die Bandbreite der spezifischen Arbeitskosten reicht von 1,1 bis 55,78 EUR 2015/h. Der höchste Wert entspricht mit hin einem Faktor von 51 des tiefsten Werts. Für die MENA-Länder ergeben sich entsprechende Werte von 1,64 bis 26,71 EUR 2015/h und ein Faktor von 16. Damit könnten erhebliche Kostenunterschiede im Anlagenbetrieb zwischen Ländern auftreten. Wie bedeutend diese für einzelne Prozesse sind, hängt aber auch maßgeblich von den jeweiligen Arbeitsintensitäten des Betriebs der entsprechenden technischen Anlagen ab. Über alle einzeln betrachteten Länder errechnet sich im Übrigen ein Median von 9,3 EUR 2015/h sowie ein Mittelwert von 14,4 EUR 2015/h. Der im Vergleich zum Mittelwert niedrige Median indiziert, dass im Datensatz relativ viele Länder mit eher niedrigen Arbeitskosten vertreten sind.

---

erhebliche Unterschiede für die stündlichen Arbeitskosten. Besonders für Länder auf der arabischen Halbinsel kann eine Berücksichtigung der Arbeitsstunden in Ergänzung zu dem BIP pro Kopf die geschätzten Arbeitskosten sehr stark reduzieren, was vor allem an den ausgewiesenen hohen wöchentlichen Arbeitsstunden liegt.

Die zukünftigen Entwicklungen der spezifischen Arbeitskosten hängen maßgeblich von der Entwicklung der Reallöhne und der Arbeitsproduktivitäten in den einzelnen Ländern ab.

#### 4.3.5 Bestimmung angemessener Diskontraten

Für die Wirtschaftlichkeit von kapitalintensiven Produktionen – z. B. Stromerzeugung durch Windkraft oder PV und wohl einem Großteil der Prozessketten zur Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen – sind die Diskontraten mitentscheidend<sup>9</sup>. In MENA-Fuels werden eine größere Anzahl sehr verschiedener Länder betrachtet. Typischerweise ist nicht davon auszugehen, dass die einschlägigen Zinssätze in allen Ländern gleich sind. Darüber hinaus können auch für Investitionen in verschiedene EE-Techniken verschiedene Zinssätze verlangt werden. Deshalb wurden Zinssätze und die einschlägige Literatur näher betrachtet. Das Ziel ist festzustellen, ob derartige Zinsdifferenzen existieren, welche Höhe sie aufweisen und welche Zinsen für welche Länder bzw. Technologien gegebenenfalls in das MENA-Fuels-Marktmodell einbezogen werden sollten. Um das Ziel zu erreichen ist es notwendig, sich auf diejenige Literatur zu fokussieren, die Diskontraten herleitet und nicht allein einen oder zwei Werte, die als plausibel angesehen werden, für alle Länder verwenden.

#### Welche Zinsen betrachten?

Grundsätzlich können zwei Arten von Diskontraten unterschieden werden:

- **Soziale Diskontraten.** Die soziale Diskontraten geben an, zu welchem (Real-) Zinssatz die Gesellschaft bereit ist, auf gegenwärtigen zugunsten von zukünftigen Konsum zu verzichten, z. B. Lopez (2008) und Pueyo et al. (2016, S. 24)<sup>10</sup>. Soziale Diskontraten sind geeignet für normative Analysen – entsprechend der ökonomischen Wohlfahrtstheorie – und präskriptive Analysen, wobei letztere den Zweck haben, Staaten zu beraten.
- **Private Diskontraten**<sup>11</sup>. Diese geben die erforderlichen Verzinsungen an, ab denen Kapitalgeber bereit sind, Projekte zu finanzieren<sup>12</sup> (cost of capital)<sup>13</sup>. Alternativ können sie als „expected rate of return demanded by investors in common stocks or other securities subject to the same risk as the project“<sup>14</sup> definiert werden. Die beiden Definitionen sind in der ökonomischen Theorie identisch, da die zweite Definition auf Opportunitätskosten abhebt und Investoren nur bereit sind,

<sup>9</sup> Zur Bedeutung der Diskontraten für den EE-Ausbau im Kontext von Klimaschutzmaßnahmen siehe z. B. die illustrativen Modellrechnungen in Hirth und Steckel (2016) und Schmidt (2019).

<sup>10</sup> Für eine Definition und die Bestimmung siehe auch die in Steffen (2019, s) angegebene Literatur und als Beispiel für eine Bestimmung und die Unsicherheiten bei der Bestimmung siehe Lopez (2008).

<sup>11</sup> Auch als „Behavioural discount rate“ bezeichnet (siehe Steinbach und Staniaszek (2015, S. 3)).

<sup>12</sup> “The expected rate of return that market participants require in order to attract funds to a particular investment” (Pratt and Grabowski (2014), S. 3), zitiert nach Steffen (2019, S. 5).

<sup>13</sup> Investitionen in EE werden dabei zumindest zur Hälfte projektfinanziert (siehe Steffen (2019, S. 5)). Deshalb sind typischerweise projektspezifische Cost of Capital relevant. Die Kapitalverzinsung muss dabei allein aus dem Projekt-Cash-Flow stammen. Besitzt ein Unternehmen eine zu errichtende Anlage, sind die Opportunitätskosten der Investition anzusetzen. Das ist die beste alternative Investition (mit vergleichbarem Risiko). Also nicht die WACC des Unternehmens, da diese das Risiko der spezifischen Anlage nicht abbilden.

<sup>14</sup> Brealey, R. A. et al. (2008), zitiert nach: Steinbach und Staniaszek (2015, S. 3)

ein Projekt zu finanzieren (erste Definition), wenn es bei gleichem Risiko mindestens eine Rendite entsprechend der besten anderweitigen Möglichkeit verspricht. Private Diskontraten sind geeignet für positive Analysen und präskriptive Analysen, wobei letztere den Zweck haben können, Unternehmen zu beraten oder die Wirkung von politischen Maßnahmen zu untersuchen.

- Im Prinzip können auch beide Raten verwendet werden. Dann werden private Diskontraten für die positive Analyse verwendet und soziale Diskontraten für die Evaluation (siehe z. B. das in Steinbach und Staniaszek (2015, S. 12) aufgeführte Beispiel). Von dieser Möglichkeit wird im Weiteren aus Praktikabilitätsgründen abgesehen.

Beide stimmen im Allgemeinen nur unter restriktiven Annahmen über die Funktionsweise der Märkte überein (z. B. vollkommene Konkurrenz, keine externen Effekte) und auch nur dann, wenn angenommen wird, dass intertemporale gesellschaftliche Entscheidungen keinen öffentlichen-Gut-Charakter haben<sup>15</sup>. Fokussiert wird im Weiteren auf die privaten Diskontraten, da in MENA-Fuels die privaten Investitionen im Vordergrund stehen<sup>16</sup>.

In der Literatur steht für die Abschätzung von privaten Diskontraten für Investitionen in Windkraft und PV die weighted average cost of capital (WACC) im Mittelpunkt. Dazu werden die geplanten Eigenkapital- und Fremdkapitalzinssätze bestimmt und mit ihrem Anteil an der Finanzierung gewichtet addiert. Der WACC kann vor oder nach Unternehmenssteuer berechnet werden, wobei berücksichtigt wird, dass die Zahlung von Fremdkapitalzinsen durch ein Unternehmen steuerlich abzugsfähig ist. Der vor-Steuer-Wert ist geeignet, um eine erforderliche staatliche Förderung zu bestimmen, während der nach-Steuer-Wert auf die aus Investorensicht erforderlichen Renditen abhebt<sup>17</sup>. Mit einem Fokus auf die Unternehmensperspektive in MENA-Fuels ist der Nach-Steuer-Wert relevant. Nicht beachtet werden an dieser Stelle risikoreduzierende Maßnahmen oder günstige Kredite von Entwicklungsbanken. Die WACC im Folgenden beziehen sich also auf rein private Investoren ohne weitere Unterstützung.

<sup>15</sup> Falls sie einen solchen Charakter haben, kann die soziale Diskontrate nicht über die Opportunitätskosten privater Investitionen geschätzt werden; vielmehr ist dann eine Schätzung über soziale Zeitpräferenzraten zielführend. Zur Diskussion und Literatur siehe Lopez (2008, 2f.). Mitunter werden die beiden Ansätze kombiniert (siehe Steinbach und Staniaszek (2015, 7f.)), was theoretisch allerdings problematisch ist, sofern sich die Raten nach den beiden Ansätzen unterscheiden. Empfehlungen von Staaten zu Diskontraten können allerdings auch auf dem Zins von langfristigen Government Bonds basieren (siehe Raten für Deutschland und die USA in Steinbach und Staniaszek (2015, S. 8))

<sup>16</sup> Die soziale Diskontrate differiert weit zwischen Ländern. So werden im Vereinigten Königreich und in Frankreich für die ersten dreißig Jahre 3,5 % bzw. 2,5% (jeweils real) empfohlen, für Deutschland und die USA 1,7 % (nominal) bzw. 2,5 % (nominal)/3 % (real) (Wikipedia (für Frankreich), Steinbach und Staniaszek (2015, S. 8), für Ghana und Kenia sind es 12 % bzw. 10 % (Pueyo et al. (2016, S. 25)). Neuseeland empfiehlt je nach Projektsektor reale Vorsteuerdiskontraten von 4-7 %. Das Vorgehen ist insofern besonders, als der WACC-Ansatz mit der CAPM-Methode verwendet wird, wobei die Zinsen für private Investitionen in ähnliche Bereiche als Referenz eingehen. Die soziale Diskontrate basiert mithin auf der privaten Diskontrate (Neuseeland (2019a), zur Methode: (2019b)).

<sup>17</sup> Zu den Berechnungsformeln und Methoden siehe Steffen (2019, 5ff.).

## Zur Bedeutung länderspezifischer Diskontraten und zu deren langfristiger Entwicklung

Wenig überraschend sind tatsächlich erhebliche Länderdifferenzen bei einschlägigen Zinssätzen zu beobachten. So ergeben Schätzungen der WACC für Wind-onshore-Projekte in den EU-Ländern eine Bandbreite von 2,8 bis 11,3 %<sup>18</sup>. Die Differenz kann dabei nicht durch unterschiedliche Inflationsraten erklärt werden. Eine Schätzung der weltweiten Risikoprämien für Länder zeigt eine Bandbreite von 0 % bis 22 % (Damodaran, 2019). Demnach sind aufgrund von länderspezifischen Risiken große Unterschiede in den Diskontraten zu erwarten. Die länderspezifische Risikoprämie scheint dabei für EE-Investitionen die technischen Risikoprämien zu dominieren (siehe Egli et al. (2019, S. 2)).

Während unbestritten ist, dass derartige Zinsdifferenzen zwischen Ländern existieren, wird kontrovers diskutiert, ob diese Differenzen in Modellen, die quantitative Energieszenarien entwickeln, berücksichtigt werden sollen<sup>19</sup>. Bei kurzfristigen Betrachtungen scheint ein Konsens zu bestehen, dass eine Betrachtung der Länderrisiken angemessen ist. Allerdings wird auch hier bereits eingewendet, dass die Risikoprämien vor allem für Entwicklungsländer problematisch sein können, da zum einen Entwicklungsbanken günstigere Kredite gewähren können (siehe Bogdanov et al. (2019, S. 2)) und zum anderen Investoren, die einen Zugang zum internationalen Kapitalmarkt haben, tendenziell niedrigere Zinsen zahlen (siehe hierzu z. B. Pueyo et al. (2016, 24ff.)).

Langfristig stellt sich die Frage, inwieweit gegenwärtige (relative) Länderrisiken auch z. B. für das Jahr 2050 noch gelten<sup>20</sup> und wie man gegebenenfalls eine kurzfristige Betrachtung *mit* Länderrisiken mit einer langfristigen Perspektive, die von Länderrisiken *abstrahiert*, verbindet. Da es keine verlässliche Langfristprognose zu Länderrisiken gibt, kommt praktisch nur in Frage, entweder insgesamt auf Länderrisiken zu verzichten<sup>21</sup> oder von gegenwärtigen Länderrisiken auszugehen und evtl. Risikoprämien im Zeitablauf nach einem ad-hoc festgelegtem Pfad zu verändern. Gerade im MENA-Bereich sind gegenwärtig teils sehr hohe Länderrisiken – z. B. ein Risikoaufschlag von 16,7 bzw. 22,1 Prozentpunkten<sup>22</sup> für Syrien und Jemen – zu finden, da in einigen Ländern Bürgerkrieg herrscht. Besonders für diese Länder stellt sich die Frage, ob man tatsächlich von einem bis 2050 andauernden Bürgerkrieg ausgehen kann und ob die Risikoaufschläge nicht deutlich sinken, falls sich die Länder stabilisieren. Gegenwärtig ist insgesamt zu der Frage, ob und wie aktuelle länderspezifische Risikoprämien berücksichtigt werden sollen, keine überzeugende Antwort zu finden.

<sup>18</sup> Nominale WACC nach Steuern. Basierend auf Steffen (2019) mit aktuellen LIBOR-Zinsen berechnet. Der niedrigste Wert gilt für Deutschland, der höchste für Griechenland. Der Durchschnitt der jährlichen Inflationsraten (CPI) seit 2010 beträgt für die beiden Länder 1,3 % bzw. 0,7 % (berechnet aus <https://data.worldbank.org/indicator/FP.CPI.TOTL.ZG?view=chart>).

<sup>19</sup> Dass länderspezifische WACC eine große Bedeutung auf die kostenoptimalen länderspezifischen Ausbaupfade z. B. von EE-Anlagen in Europa haben können, zeigen Schyska und Kies (2019).

<sup>20</sup> Zur Diskussion – auch dessen im weiteren Absatz – siehe Egli et al. (2019) und Bogdanov et al. (2019).

<sup>21</sup> Mitunter werden für verschiedene Ländergruppen zwei unterschiedliche Zinssätze angesetzt (siehe Egli et al. (2019, S. 1)).

<sup>22</sup> Siehe Damodaran (2019).

Grundsätzlich erscheint es deshalb begrüßenswert, wenn im Weiteren das Handelsmodell so aufgebaut würde, dass man auch länderspezifische Risikoaufschläge berücksichtigen kann. Dann könnte man die Bedeutung alternativer plausibler Annahmen zur Zinsentwicklung auf die Ergebnisse untersuchen.

Neben den länderspezifischen Risikoprämien ist auch das Niveau der Realzinsen und deren zukünftiger Entwicklung von entscheidender Bedeutung. Die Realzinsen sind seit den achtziger Jahren in vielen Ländern deutlich gesunken<sup>23</sup>. Die Fragen, was diesen Rückgang verursacht hat und ob niedrige Realzinssätze auch künftig zu erwarten sind, werden in einer sehr umfangreichen Literatur teils kontrovers diskutiert<sup>24</sup>. Dabei werden auch methodische Probleme thematisiert<sup>25</sup>. Diese umfangreiche Literatur und vor allem die Methodik kann hier nicht den jeweiligen Ansätzen gerecht werdend zusammengefasst werden. Grob gesprochen basieren die Ergebnisse auf Untersuchungen von geplanten Investitionen und geplantem Sparen, deren Ausgleich durch einen Realzinssatz gesteuert wird<sup>26</sup>. Gesucht wird dabei der nicht direkt beobachtbare Realzinssatz  $r^*$  – mitunter als „natürlicher“ (oder neutraler) Zinssatz<sup>27</sup> bezeichnet –, der bei Vollbeschäftigung und konstanter Inflation diesen Kapitalmarkt räumt.  $r^*$  ist dabei im Zeitverlauf variabel. Einige aus derartigen Untersuchungen wesentliche Punkte im Kontext der hier interessierenden Entwicklung langfristiger Diskontraten sind:

- Die gegenwärtigen niedrigen Realzinsen sind nicht allein auf konjunkturelle Folgen der letzten Finanzkrise zurückzuführen (Del Negro et al. (2018a, S. 2) und Fischer (2017, S. 2))<sup>28</sup>.
- Da die Realzinsen in vielen Ländern fielen, sind global oder in verschiedenen Ländern gleichermaßen wirkende Ursachen zu vermuten (Del Negro et al. (2018a, S. 2); Fischer (2017, S. 8); Rachel und Smith (2017)).

<sup>23</sup> Siehe z. B. Bauer und Rudebusch (2017, S. 2)), Del Negro et al. (2018b), Fischer (2017, S. 2), Gourinchas (2017), Rachel und Smith (2017, S. 3) und Yi und Zhan (2016). Nach Del Negro et al. (2018b) könnte die entscheidende Frage eher darin bestehen, warum die Realzinssätze in den achtziger Jahren so hoch waren, und weniger darin, warum sie seit den achtziger Jahren gesunken sind. Allerdings stellen Del Negro et al. (2018a, S. 2) fest, dass der starke Rückgang in den letzten Jahren auch bei einer Langfristbetrachtung – die z. B. die große Depression in den dreißiger Jahren umfasst – einmalig ist. Zudem konvergierten die Zinssätze zwischen den Ländern (siehe Yi und Zhan (2016, S. 2) und Del Negro et al. (2018b, S. 2)).

<sup>24</sup> Siehe Literatur in den Fußnoten 23 und 25.

<sup>25</sup> Siehe z. B. Gourinchas (2017) und den Überblick in Borio et al. (2017, 2f.), wo insbesondere darauf hingewiesen wird, dass in der Literatur überwiegend a priori angenommen wird, dass eine Geldpolitik die langfristig zu erwartenden Realzinsen nicht beeinflusst. Diese werden dann ausschließlich durch Faktoren erklärt, die die (weltweite) Entwicklung von Investitionen und Sparen beeinflussen.

<sup>26</sup> Abweichend vom Großteil der restlichen Literatur untersuchen Borio et al. (2017) auch den möglichen Einfluss von Geldpolitik auf reale Zinssätze. Sie kommen aus ihrem sehr früh (1870) beginnenden Datensatz zu dem Ergebnis, dass keine der Determinanten, die über Investitionen und Ersparnisse laufen, konsistent und signifikant zur Erklärung der Realzinsen beitragen. Vielmehr finden sie eine große Bedeutung geldpolitischer Regime. Zur möglichen Bedeutung monetärer Faktoren siehe auch Rachel und Smith (2015, S. 54)

<sup>27</sup> Zur näheren Beschreibung des „natürlichen“ Zinssatzes siehe z. B. Constancio (2016).

<sup>28</sup> Ein Wirkmechanismus, der durch die Finanzkrisen in Asien (1997) und Russland (1998) sowie durch die große Finanzkrise ausgelöst worden sein könnte, ist eine höhere Präferenz für risikoarme Anlagen, was zu einer Reduktion der Verzinsung als risikofrei geltender Anlagen beigetragen haben könnte (siehe Gourinchas (2017, S. 44), Del Negro et al. (2018a, S. 2)). Damit einher ginge dann eine Erhöhung von Risikoprämien, die Rachel und Smith (2015, 45ff) diskutieren.

- Die langfristigen Zinssätze in den großen Ökonomien konvergierten (Yi & Zhan, 2016).
- Unter den untersuchten Ursachen sind tendenziell lang anhaltende Änderungen zu finden<sup>29</sup> (z. B. Erwartungen eines geringeren langfristigen Wirtschaftswachstums (Fischer (2017, 5ff); Rachel und Smith (2017); Del Negro et al. (2018a, S. 2)), erhöhte geplante Ersparnis (Gourinchas (2017, S. 44)), demographische Veränderungen (Rachel und Smith (2017, 20ff.))<sup>30</sup>

Demnach ist in absehbarer Zeit keine erhebliche Erhöhung der realen langfristigen Zinssätze zu erwarten. Allerdings wird in Frage gestellt, ob Schätzungen zukünftiger (Real)Zinsen auf Basis makroökonomischer Daten einen Erkenntnisgewinn im Vergleich zu einer Schätzung auf Basis vergangener, beobachtbarer Zinssätze liefern. Falls dies zutrifft, würde das implizieren, dass in die gegenwärtigen Zinssätze nicht alle relevanten und verfügbaren Informationen eingehen (siehe Bauer und Hamilton (2016, S. 3)). Bauer (2017, S. 2) kommt zu dem Schluss, dass „no forecast approach has been able to consistently improve upon the simple ‘random walk’ model, which ... always forecasts no change“. Im weiteren Verlauf zeigt er aber dann, dass Modelle, die die Trendentwicklung aufnehmen, zu einer besseren Voraussage führen können (Bauer (2017, 3f.); Bauer und Rudebusch (2017, S. 13)). Unter Trendentwicklung sind dabei die Entwicklung des Gleichgewichtszinssatzes und die Abweichung des gegenwärtigen Zinssatzes vom Gleichgewichtszinssatz zu verstehen. Allerdings sind auch dann keine Zinsprognosen über einen Zeitraum möglich, wie er für eine langfristige Energiesystemmodellierung benötigt würde. Demnach erscheint die beste Variante darin zu liegen, gegenwärtig beobachtbare Nominalzinsen für langfristige Anlagen zu verwenden und beobachtbare Inflationsraten<sup>31</sup> abzuziehen, um eine Näherung an Realzinsen zu erreichen. Alternativ könnte die Literatur nach gegenwärtig gleichgewichtigen Realzinssätzen  $r^*$  – die nicht beobachtbar sind – durchgegangen werden. Es ist jedoch fraglich, ob sich dieser Aufwand lohnt, zumal die Schätzergebnisse teils erheblich voneinander abweichen<sup>32</sup> und zeitlich variabel sind<sup>33</sup>.

<sup>29</sup> Rachel und Smith (2015, S. 51) wagen auf Basis ihrer Ursachenanalyse die Aussage, dass der globale neutrale Zinssatz „will remain low, perhaps settling at or slightly below 1 % in the medium- to long-term.“

<sup>30</sup> Dort auch eine Diskussion, wie sich die Wirkung langfristig entwickelt, und inwieweit sich die Wirkrichtung umdrehen kann.

<sup>31</sup> Alternativ könnten auch Inflationsziele verwendet werden. Dabei müsste dann angenommen werden, dass die Länder ihre Inflationsziele erreichen und die Marktakteure das auch erwarten. Für die Untersuchung im Handelsmodell für synthetische Kraftstoffe liegt die Verwendung von beobachtbaren vergangenen Inflationsraten nahe, da diese für nahezu alle Länder vorliegen und nicht ohne weiteres davon ausgegangen werden kann, dass die Inflationsziele erreicht werden. Neben einer Zielüberschreitung ist dabei auch an eine Unterschreitung der realisierten Werte im Vergleich zum Ziel zu beachten.

<sup>32</sup> Siehe hierzu z. B. Fischer (2017, S. 3), insbesondere Fußnote 3.

<sup>33</sup> Daneben gibt es noch langfristige, wirtschaftshistorische orientierte Arbeiten zum Realzins (siehe z. B. Picketty (2018, 268ff), dass es sich um Realzinsen handelt wird S. 278f. begründet), wonach z. B. der Kapitalertrag zu Anfang des 21. Jahrhunderts bei ca. 3-4 % liegt Picketty (2018, S. 272). Dieser kann hier aber nicht herangezogen werden, da er auf ex-post-Werten beruht und damit keinen unmittelbaren Hinweis auf von Investoren geforderte Mindestrenditen inklusive Risikoaufschläge liefert. Des Weiteren scheinen auf den ersten Blick die Realzinsen im Weltbank-Datensatz – die auf IMF-Daten beruhen – als geeignet. Das erweist sich aber als falsch, da dort lending-Zinssätze verwendet werden, die für kurzfristige und zudem je nach Land unterschiedlich spezifizierte Kredite zu zahlen sind. Darüber hinaus wird der Realzins dort auf Basis der Daten des letzten Jahres zu Zins und Inflation berechnet. Mit dieser Methode ist fraglich, ob man sich den erwarteten realen Renditen annähern kann, da gerade bei Anpassungsprozessen einer sich verändernden Inflation vorübergehend extrem hohe oder niedrige Zinssätze auftreten können.

## Zur Bestimmung der privaten Diskontraten

Ziel ist es private Diskontraten zu schätzen. Dabei ist zu beachten, dass sie sich aufgrund verschiedener Risikoaufschläge nicht nur je nach Land sondern auch je nach Technologie und je nach Investor unterscheiden und über die Zeit variieren können<sup>34</sup>. Eine Unterscheidung nach Investoren wird in den einschlägigen WACC-Analysen überwiegend – mit Ausnahme von Pueyo et al. (2016), Table 5.5, dort: Unterscheidung von KenGen und IPP<sup>35</sup> - für EE-Anlagen nicht vorgenommen. Unterscheidungen nach Land und Technologie sind jedoch standardmäßig zu finden. Für die Schätzung der WACC für PV und Windkraftanlagen<sup>36</sup> werden vier Verfahren, mitunter auch kombiniert, eingesetzt (siehe Steffen (2019, 15ff.)):

- Auswertung von Projektdaten,
- Überblick durch Expertenschätzungen,
- Auswertung von Ausschreibungsergebnissen und
- Analyse von Finanzmarktdaten.

Die Vor- und Nachteile der einzelnen Vorgehensweisen werden in Steffen (2019, 22f.) diskutiert. Aufgrund der geringen Anzahl an Studien – insbesondere verschiedener Ansätze für gleiche Land-Technik-Kombinationen – kann ein Methodenvergleich nicht an den empirischen Ergebnissen ansetzen. Da in diesem Projekt aufgrund des damit verbundenen Aufwands keine grundlegenden eigenen Schätzungen möglich sind, wird primär auf Analysen von Finanzmarktdaten gesetzt, für die allgemeine Risikoabschätzungen vorliegen, auf die aufgebaut werden kann. Zum Vergleich werden Ergebnisse von WACC-Schätzungen aus anderen Studien unabhängig von der eingesetzten Methode betrachtet. Konkret handelt es sich um die von Steffen (2019, S. 28) zusammengestellten Daten. Daneben wird im Einzelfall auf Literatur, die von Steffen (2019) nicht berücksichtigt wird, zurückgegriffen (z. B. Pueyo et al. (2016)).

<sup>34</sup> Siehe Übersicht und Literatur in Steffen (2019, 7f.) Zur Unterscheidung nach Investoren siehe Steinbach und Staniaszek (2015, S. 4), dort vor allem für private Haushalte als Investoren), Reeg (2013, 31ff.), für EE-Anlagenbetreiber in Deutschland, Pueyo et al. (2016, S. 24) , für 1. Unterschiede nach der Bank – international vs. national – bei der die Kredite für EE-Projekte aufgenommen werden und 2. In Kenia Unterschiede nach dem Besitzer – dem nationalen vs. privater Energieversorger - des Projekts) sowie Kosat (2013, S. 12), für Stromgestehungskosten von EE vor allem in Deutschland, für PV und CSP werden auch andere Standorte betrachtet, die angesetzten WACC werden aber nicht hergeleitet. Quelle sind eigene Marktstudien, die nicht näher ausgeführt werden.). Egli et al. (2018) kontrollieren ihre Schätzungen der finanzwirtschaftlichen Erfahrungskurve für EE-Finanzierung in Deutschland nach Investorentypen, diese erwiesen sich als nicht signifikant.

<sup>35</sup> Aus dem Text wird allerdings nicht deutlich, ob es sich bei dieser Unterscheidung um Projektfinanzierungen, wobei KenGen oder IPP als Eigenkapitalgeber auftreten, oder um Unternehmensfinanzierungen, die in EE-Projekte fließen, handelt.

<sup>36</sup> Da sich der überwiegende Teil der WACC-Schätzungen auf Windkraft und PV bezieht, werden diese Technologien näher betrachtet. Die Ergebnisse können dann auch für andere Techniken verwendet werden. Dabei ist zum einen der technologische Risikoaufschlag bei Fremdkapitalzinsen anders abzuschätzen. Ein wesentlicher Orientierungspunkt kann dabei der Stand der technischen Entwicklung sein: Je häufiger die entsprechenden Anlagen auch in der geplanten Größe bereits gebaut wurden, desto niedriger ist der Aufschlag, da sich die technische Unsicherheit reduziert. Zum anderen ist bei der Verzinsung des Eigenkapitals die Abweichung der Risiken der bestimmten Technologie von den durchschnittlichen Marktrisiken ggf. neu zu schätzen.

Verwendet werden aus Steffen (2019) die um LIBOR-Sätze<sup>37</sup> bereinigte Daten, aus denen mittels aktueller LIBOR-Sätze wieder komplette WACC-Diskontsätze errechnet werden, womit die allgemeine aktuelle Entwicklung des Zinsniveaus berücksichtigt wird<sup>38</sup>. Dafür wurden Durchschnittswerte der relevanten LIBOR-Sätze mit einjähriger Laufzeit vom 01.01.2019 bis zum 24.09.2019 gebildet. Dabei fällt auf, dass die LIBOR-Sätze seit Beginn des Jahres 2019 deutlich gesunken sind. Deshalb wurden alternativ auch die durchschnittlichen LIBOR-Sätze vom 01.09.2019 bis 24.09.2019 berechnet und mit den Jahresdurchschnitten verglichen. Für Pfund und EURO resultierte daraus eine Differenz von nur rund 0,1 Prozentpunkten, für den USD allerdings eine von rund 0,5 Prozentpunkten. Da für diese WACC auch eine Inflationsbereinigung erforderlich ist, um reale WACC-after-tax zu erreichen, und die Inflationsbereinigung auf historischen Werten beruht, wurden die Durchschnitte von 2010 bis 2018 verwendet. Für die Inflationsbereinigung werden durchschnittliche Werte des Konsumentenpreisindices (CPI) und des GDP(BIP)-Deflators von 2010-2018 aus dem Worldbank-Datensatz berechnet.

Durch diese WACC-Studien werden nur ein geringer Teil der in MENA-Fuel relevanten Staaten abgedeckt. Deshalb ist es erforderlich, sich an der „Analyse von Finanzmarktdaten“ zu orientieren, da die drei anderen Methoden notwendigerweise eine komplette eigenständige Durchführung des jeweiligen Verfahrens erfordern, weil sie zumindest zum Teil auf projektspezifischen Daten beruhen. Allerdings kann auch die „Analyse von Finanzmarktdaten“ aufgrund des damit verbundenen Aufwands nicht in der wünschenswerten Tiefe erfolgen<sup>39</sup>. Zudem ist es auch sehr schwierig, für MENA-Länder und anderen Nichtindustrieländer, die im MENA-Marktmodell explizit betrachtet werden sollen, die einschlägigen Daten zu beschaffen, zumal dort u. U. keine oder keine liquiden und breit aufgestellten Finanzmärkte existieren. Vielmehr müssen vereinfachte Verfahren angewandt werden, die es ermöglichen, einen gewissen quantitativen Eindruck über vor allem die Länderdifferenzen zu erhalten. Dabei werden konzeptionell nicht mehr EE-Projekte, sondern vielmehr Unternehmen betrachtet, die in dem jeweiligen Land aktiv sind und in EE investieren.

Aufgrund des Aufwands können in der Abschätzung keine möglichen risikoreduzierenden Maßnahmen, die von einzelnen Ländern eingeführt wurden oder werden können, berücksichtigt werden. Zum Beispiel könnten Entwicklungsbanken für einschlägige Projekte vergünstigte Kredite bereitstellen. Die resultierenden Diskontraten beziehen sich also auf Investitionen, die komplett über Märkte finanziert werden. Nachfolgend wird der Ansatz kurz skizziert. Die WACC setzt sich zusammen aus:

<sup>37</sup> Je nach Land verwendet Steffen (2019) entweder den LIBOR für USD, für EURO oder für britische Pfund jeweils mit 1-jähriger Laufzeit. Die Zuordnung zu den Ländern wird beibehalten.

<sup>38</sup> Da nicht zu erwarten ist, dass seit 2017 – dem Jahr, für das Steffen (2019) die LIBOR-Sätze ermittelt – die (zeitliche) Zinsstruktur konstant geblieben ist, indiziert die Veränderung der LIBOR-Sätze von 2017 bis 2019 mitunter unterschiedliche Änderungen der Verzinsung langfristiger Anlagen.

<sup>39</sup> Zudem zeigt Brückmann (2018), Folien 15 und 16, dass sich die Costs of Debt zwar im Aggregat der EU-Länder zwischen 2014 und 2016 an der allgemeinen Zinsentwicklung orientieren, jedoch bei der Betrachtung der einzelnen Länder erhebliche Unterschiede auftreten. Insofern sind die hier ermittelten WACC nicht unproblematisch.

- der erforderlichen Verzinsung von Fremdkapital (CoD),
- der erforderlichen<sup>40</sup> Verzinsung von Eigenkapital (CoE) sowie
- dem Anteil von Fremd- am Gesamtkapital (d).
- Für die reale WACC-after-tax sind zusätzlich
  - Unternehmenssteuersätze der Länder (t) sowie
  - (erwartete) Inflationsraten erforderlich ( $\pi$ ).

---

#### Formel 4-1 Berechnung der WACC-after-tax

Die nominale WACC-after-Tax ist dann (siehe Steffen (2019, S. 6)):

$$WACC - after - tax = d(1 - t) * CoD + (1 - d) * CoE$$

Die gesuchte reale WACC-after-tax ergibt sich damit als:

$$real\ WACC - after - tax = \frac{(WACC - after - tax - \pi)}{(1 + \pi)}$$

Die Parameter sind dabei nicht unabhängig voneinander. Zum Beispiel hängen die erforderlichen Verzinsungen vom Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital ab, da z. B. mit einem steigenden Verhältnis die Wahrscheinlichkeit eines Konkurses steigt, weshalb ein höherer Risikoaufschlag auf das Fremdkapital zu erwarten ist. Diese Interdependenzen werden nicht berücksichtigt.

Die weltweiten – marginalen - *Unternehmenssteuersätze* *t* nach Ländern werden aus Damodaran (2020a) übernommen.

Für die *Inflationsbereinigung* wurden durchschnittliche Werte des Konsumentenpreisindizes (CPI) und des GDP(BIP)-Deflators von 2010-2018<sup>41</sup> nach Ländern und Ländergruppen aus dem Worldbank-Datensatz berechnet<sup>42</sup>. Die beiden Preisindizes beziehen sich auf verschiedene Güterbündel: Der CPI verwendet den Warenkorb des Konsums der privaten Haushalte, während der GDP-Deflator die inländische Produktion zugrunde legt. Sie können vor allem kurzfristig erheblich voneinander abweichen. Neben dem unterschiedlichen Warenkorb ist auch zu beachten, dass der

---

<sup>40</sup> „Required equity“ return (siehe Fernandez et al. (2018, S. 9). Dort auch Diskussion der verschiedenen Konzepte zur „Equity return premium“). Mit dem Bezug auf Damodaran (2020a) werden allerdings (implizit) erwartete Verzinsungen verwendet.

<sup>41</sup> Sofern nicht für alle Jahre von 2010-2018 Daten vorlagen, wurden alle verfügbaren Daten in dem Zeitraum für die Durchschnittsbildung herangezogen.

<sup>42</sup> Um einen intertemporalen Vergleich realer Größen zu ermöglichen, benötigt man den Realzins – also einen Nominalzins bereinigt um eine *erwartete* Preisniveausteigerungsrate. Da eine erwartete Preissteigerung nicht beobachtbar ist, wird stattdessen häufig auf beobachtbare vergangene Preisniveausteigerungen zurückgegriffen. Implizit werden damit adaptive oder im einfachsten Fall statische Erwartungen – wenn angenommen wird, dass die Marktteilnehmer die Werte des letzten verfügbaren Jahres heranziehen – unterstellt. Die Verwendung eines Durchschnitts über vergangene mehrere Jahre ist darüber hinaus problematisch, sofern die Inflationsraten ausgeprägte zeitliche Trends aufweisen oder am aktuellen Rand stark steigen oder sinken. Die kann für einzelne Länder durchaus der Fall sein (z. B. Türkei und Argentinien). Alternativ könnte das Inflationsziel der Zentralbanken herangezogen werden. Abgesehen von dem Aufwand diese Zahlen zu sammeln, ist zu erwarten, dass einzelne Staaten kein Inflationsziel festgelegt haben. Zudem ist nicht klar, ob die Zentralbanken ihre Inflationsziele erreichen können und sie z. B. nicht dauerhaft unterschreiten (die EZB hat z. B. das Ziel eine Inflationsrate von knapp unter 2 % zu erreichen. Tatsächlich lag die Inflationsrate in der EURO-Zone im Durchschnitt von 2010-2018 bei 1,36 % (CPI)).

CPI sich auf einen Warenkorb aus der Vergangenheit bezieht, während der GDP-Deflator den Warenkorb des betrachtenden Endjahres zugrunde legt. Damit ist der CPI ein Laspeyres-Index, der GDP-Deflator ein Paasche-Index. Deshalb überschätzt der CPI tendenziell die Inflation, weil er nicht beachtet, dass Haushalte sich stark verteuernende Güter durch sich weniger stark verteuernende Güter substituieren können. Aus dem gleichen Grund unterschätzt ein Laspeyres-Index tendenziell die Inflation. Über alle verfügbaren Länder- und Ländergruppendaten in den Worldbank-Datensätzen<sup>43</sup> ergeben sich als ungewichtetes arithmetisches Mittel der durchschnittlichen Länderwerte von 2010–2018 ein CPI von 4,53 % und ein GDP-Deflator von 4,48 %. Für einzelne Länder sind aber größere Unterschiede zu beobachten.

Besonders ausgeprägt kann der kurzfristige Unterschied in stark rohstoffexportierenden – vor allem erdöllexportierenden – Ländern sein. Da Erdöl einen großen Anteil an der Gesamtproduktion eines solchen Landes ausmacht, gehen Weltpreisveränderungen unmittelbar mit einem hohen Gewicht in den GDP-Deflator ein. Im Gegensatz dazu weist der CPI, in dem Erdölprodukte nur mit ihrem Anteil am Konsum gewichtet werden, erheblich geringere Reaktionen auf Ölpreisveränderungen aus<sup>44</sup>. Daneben ist vor allem zu beachten, dass Importgüterpreise nur den CPI unmittelbar beeinflussen, wo sie mit ihrem Anteil am Konsum der privaten Haushalte eingehen. Im GDP-Deflator sind Importpreise nicht explizit enthalten. Investitionsgüterpreise gehen – sofern sie im Inland produziert werden – hingegen in den GDP-Deflator ein, nicht jedoch in den CPI. Welcher Warenkorb für potentielle EE-Investoren entscheidend ist, ist nicht offensichtlich, zumal neben den Inflationsraten u. U. Änderungen der Wechselkurse zu berücksichtigen sind. Die Verwendung des CPI des jeweiligen Landes wird hier präferiert. Sie spiegelt dann die Sicht eines Investors aus dem jeweiligen Land wider, den vornehmlich interessiert, welche Gütermengen er aus der Kapitalverzinsung konsumieren kann. In Bezug auf den Wechselkurs ist es aus Konsistenzgründen sinnvoll, davon auszugehen, dass die Purchasing-Power-Parity (PPP)-Theorie gilt (siehe Damodaran (2016b, S. 89)) und die Wechselkursentwicklung gerade die unterschiedliche Inflationsentwicklung kompensiert. Die PPP-Theorie gilt allerdings allenfalls sehr langfristig (siehe Dimson et al. (2019, S. 10)). Eine besondere Schwierigkeit stellt die EURO-Zone dar. Einerseits spricht die Sichtweise von Investoren aus einzelnen Ländern dafür, auch die Inflationsrate der einzelnen Länder zu verwenden. Andererseits kann die PPP-Wechselkurstheorie nicht für alle EURO-Länder gelten, sofern sie verschiedene Inflationsraten aufweisen. Aus Konsistenzgründen wird die Inflationsrate des EURO-Raums für alle EURO-Länder verwendet. Das wäre auch eine sinnvolle Lösung, wenn man davon ausgeht, dass die Inflationsraten der EURO-Länder konvergieren<sup>45</sup>.

<sup>43</sup> Der GDP-Deflator steht im Datensatz für mehr Länder zur Verfügung als der CPI. Der Unterschied ist aber für die im Modell näher betrachteten Länder unerheblich. Die Ausnahmen sind Argentinien und Zypern, für die nur der GDP-Deflator ausgewiesen wird. Dieser wird in den weiteren Rechnungen für Argentinien verwendet, für Zypern (siehe unten) werden EURO-Zonen-Werte herangezogen.

<sup>44</sup> Z. B. weist der GDP-Deflator für Katar und Saudi-Arabien für 2015 einen Wert von -24,3 % bzw. -16,9 % aus. Die entsprechenden Werte für den CPI sind 1,61 % bzw. 1,22 %. In diesem Jahr sank der Ölpreis sehr stark (siehe <https://www.tecson.de/historische-oelpreise.html>).

<sup>45</sup> Für die hier zentral verwendeten Daten von Damodaran (2020a) ist nur eine (erwartete) Inflationsrate für USD erforderlich, da seine Zahlen auf US-\$ basieren. Inflationsraten für andere Länder sind z. B. für die direkt

Die hier verwendete erforderliche *Verzinsung von Fremdkapital (CoD)* wird, wie in Formel 4-2 dargestellt, über die Basis von als risikofrei angesehenen Schuldverschreibungen mit langer Laufzeit (z. B. 10 jährige Government Bonds eines der als risikoärmste eingeschätzten Länder; konkret wird die USA verwendet) geschätzt, auf die dann Zuschläge für Länder- und Technologierisiken addiert werden<sup>46</sup>. Also<sup>47</sup>:

#### Formel 4-2 Berechnung der Verzinsung von Fremdkapital (CoD)

$$CoD = \text{risikofreie Verzinsung} + \text{Länderrisiko} + \text{Technologierisiko}$$

Die *Verzinsung einer sicheren Anlage* wird über das arithmetische Mittel der Verzinsung von US-Government-Bonds mit 10 Jahre Laufzeit im Monat März angesetzt. Es ergeben sich 0,86 % p. a. US-Bonds werden herangezogen, da die verwendeten Zahlen zu Länderrisiken von Damodaran (2020b) auf der Währung USD und US-Märkten als Referenz basieren.

Vernachlässigt wird eine länderspezifische Abschätzung der *Technologierisiken*, die z. B. aus unterschiedlich umfangreichen Erfahrungen der nationalen Finanzakteure mit der jeweiligen Technologie resultieren können. Die Technologierisiken sind damit für alle Länder identisch. Sie werden tendenziell eher hoch abgeschätzt, um unrealistisch niedrige Diskontraten zu vermeiden. Für EE wird der höchste Wert für verschiedene Technologiegruppen aus Nothout (2016) von 4 % p. a. verwendet. Für die anderen Technologien, die überwiegend auf einem geringeren TRL als die EE-Anlagen stehen, werden 5 % p. a. angesetzt.

Die Unterschiede der Fremdkapitalzinsen zwischen Ländern basieren dementsprechend allein auf unterschiedlichen *Länderrisiken*. Diese werden in Damodaran (2020b) für einen Großteil der benötigten Länder ausgewiesen<sup>48</sup> und von dort übernommen.

Für die *Verzinsung des Eigenkapitals (CoE)* wird die CAPM-Methode herangezogen<sup>49</sup>. Demnach ist CoE zu bestimmen als (siehe zu dem Abschnitt Nothout (2016, 157 ff.)):

---

geschätzten WACCs nach Steffen (2019) erforderlich, da er die Werte nominal in lokalen Währungseinheiten angibt.

<sup>46</sup> Für eine Übersicht zu Methoden siehe z. B. Nothout (2016, 165ff. "Annex C"), speziell zu Country Risks siehe Damodaran (2016a), der je nach verfügbaren Daten unterschiedliche Schätzungen verwendet und dadurch zu quantifizierten Länderrisiken für nahezu alle Länder kommt (zur Länderliste der Ergebnisse siehe Damodaran (2020a)).

<sup>47</sup> Dies entspricht dem „Eurelectric“-Approach nach Nothout (2016, 165ff.)

<sup>48</sup> Die Risikoprämien werden dort auf Basis der als risikofrei angesehenen – entsprechend des Vorgehens von Damodaran genauer: um den Default Spread der US-Bonds risikobereinigten – 10jährigen Government Bonds der USA bestimmt. Dies entspricht der als „conditional“ bezeichneten Vorgehensweise (siehe Nothout (2016, S. 160)). Damit ist allerdings ein Vergleich mit Fernandez et al. (2018) nur eingeschränkt möglich, die in ihren Umfragen explizit einen „unconditional“ Ansatz verfolgen. Zur Methodik der Berechnungen Damodarans siehe die auf Damodaran (2020a) angegebene Literatur und die dort zu findende Verweise auf Berechnungs-Excel-Dateien. Die dort verwendete Methodik zu Länderrisikoprämien wird allerdings auch stark kritisiert (siehe Kruschwitz et al. (2010)).

<sup>49</sup> Die Methode ist weitverbreitet aber nicht unumstritten (siehe Fernandez (2019)). Alternative Methoden werden in Damodaran (2016a, 7f) skizziert.

**Formel 4-3 Berechnung der Verzinsung des Eigenkapitals (CoE)**

$$CoE = \text{risikofreie Verzinsung} + \beta * \text{Equity Risk Premium}$$

(Equity Risk Premium ERP oder auch: Market Risk Premium)<sup>50</sup>

Die *risikofreie Verzinsung* wird, wie unter CoD dargelegt, bestimmt und mit 0,86 % p. a. angesetzt. (Damodaran, 2020a)

Die *ERP* werden bestimmt als der Aufschlag, der erforderlich ist, damit Investoren bereit sind, in ein marktdiversifiziertes Portfolio aus Eigenkapital (für hier verwendete Daten faktisch: Aktien) statt in eine risikofreie Anlage zu investieren. Die hier verwendeten ERP werden für die einzelnen Länder übernommen.

Das *Beta* ( $\beta$ ) misst, inwieweit die spezifische Eigenkapitalinvestition risikoreicher ( $>1$ ) oder risikoärmer ( $<1$ ) ist als die diversifizierte Investition. Dies hängt z. B. von Eigenschaften des erzeugten Produkts ab. Wenn etwa die Nachfrage nach dem spezifischen Produkt weniger stark schwankt als die allgemeine Nachfrage, was z. B. aufgrund der geringen Preiselastizität bei Elektrizität der Fall sein dürfte, ist ein Beta kleiner Eins zu erwarten. Das Gleiche ist für einen Prozess zu erwarten, dessen Kosten überwiegend kurzfristig flexibel an die Produktionsmenge angepasst werden können. Gewöhnlich wird Beta über eine lineare Regression der Aktienmarktrenditen auf die Eigenkapitalrendite eines betrachteten Unternehmens, das das gewünschte Produkt erzeugt, ermittelt<sup>51</sup>. Die Steigung gibt das Beta an. Ein solches Vorgehen ist für die betrachtete Anzahl von Ländern und aufgrund fehlender Daten für einzelne Länder nicht durchzuführen. Deshalb wird als Ersatz auf eine vorliegende Schätzung von Betas verschiedener Branchen auf dem US-amerikanischen Markt zurückgegriffen (Damodaran, 2020b). Dabei sind den hier betrachteten Produkten und Technologien dort aufgeführte Branchen zuzuweisen. Für die EE-Technologien steht mit „Green & Renewable Energy“ eine unmittelbar passende Branche zur Verfügung: Der entsprechende Wert von 1,07 wird übernommen. Für die restlichen Technologien kommen zwei Branchen in Frage: „Chemical (Basic)“, der etwa die Wasserstoff-, Methan- und Methanolerzeugung zuzuordnen sind, oder „Oil/Gas integrated“, die vermutlich auch Raffinerien enthält und damit Produkte wie Diesel, Benzin und Flugkraftstoff, zumindest aber Blue Crude<sup>52</sup>. Die Werte für Beta sind für beide Industrien recht ähnlich (1,37 bzw. 1,30). Verwendet wurde „Chemical (Basic)“ mit einem Wert von 1,37, da dort sicher ein Großteil der betrachteten Kraftstoffe subsumiert ist.

Schließlich ist der *Anteil des Fremdkapitals am Gesamtkapital* zu bestimmen. Dieser variiert je nach Land und Technologie (siehe Nothout (2016, 169ff.)). Für MENA-Fuels ist dabei zu beachten, dass nicht nur PV und Windkraft, sondern eine größere Anzahl anderer Technologien betrachtet werden. In der Berechnung wurde ein Ei-

<sup>50</sup> Die Country Risk Premium für Eigenkapital ist in der ERP enthalten.

<sup>51</sup> Zur Berechnung des Beta siehe z. B. Nothout (2016, 161ff.).

<sup>52</sup> Die Erzeugung von Biokraftstoffen dürfte anderweitig untergebracht sein, möglicherweise in „Green & Renewable Energy“. Der Sektor wurde nicht genauer ermittelt, da Biokraftstoffe nicht im Zentrum der Analysen in MENA-Fuel stehen. Sie wurden deshalb nicht als entscheidend für die Zuordnung der anderen Technologien zu einer Branche angesehen.

genkapital-zu-Fremdkapital-Verhältnis von 30:70 verwendet. Das verwendete Verhältnis erscheint nach der Diskussion in Nothout (2016, 169ff.) gut im Rahmen beobachtbarer Werte für PV und Windkraft zu liegen<sup>53</sup>. In Abwesenheit besserer Daten wird das Verhältnis auch für „andere Technologien“ eingesetzt.

Die resultierenden Werte für die realen WACC-nach-Steuern sind getrennt nach EE-Technologien (PV, CSP, on- und offshore Windkraft) und sonstige Technologien im Anhang 8.3 aufgelistet. Für Libyen wurden die Werte auf Basis von Damodaran korrigiert, da eine aus vertieften Risikoanalysen im → *Teilbericht 8* nicht nachvollziehbare günstige Einschätzung resultierte<sup>54</sup>. Verwendet wurden für die Schätzung die Länder Irak und Jemen, die nach der Risikoanalyse im → *Teilbericht 8* ein ähnliches Risiko aufweisen wie Libyen. Für Libyen wurde dann der Mittelwert der Zahlen für diese beiden Länder verwendet. Das entspricht einer Länderrisikoprämie von 17,37 % p. a. sowie einer Eigenkapitalrisikoprämie von 23,38 % p. a.

### Resultierende Diskontraten

Aufgrund der höher angenommenen Technologieprämie und des höheren Betas liegen die Diskontraten für „andere Technologien“ je nach Land um 1-2 Prozentpunkte über denen für EE-Anlagen. Der Unterschied steigt dabei mit der Höhe der berechneten Diskontrate. Da die Struktur nach Ländern der beiden WACC damit sehr ähnlich ist, können die Ergebnisse allein für eine WACC-Schätzung diskutiert werden. Gewählt werden die realen Nach-Steuern-WACCs für „andere Technologien“.

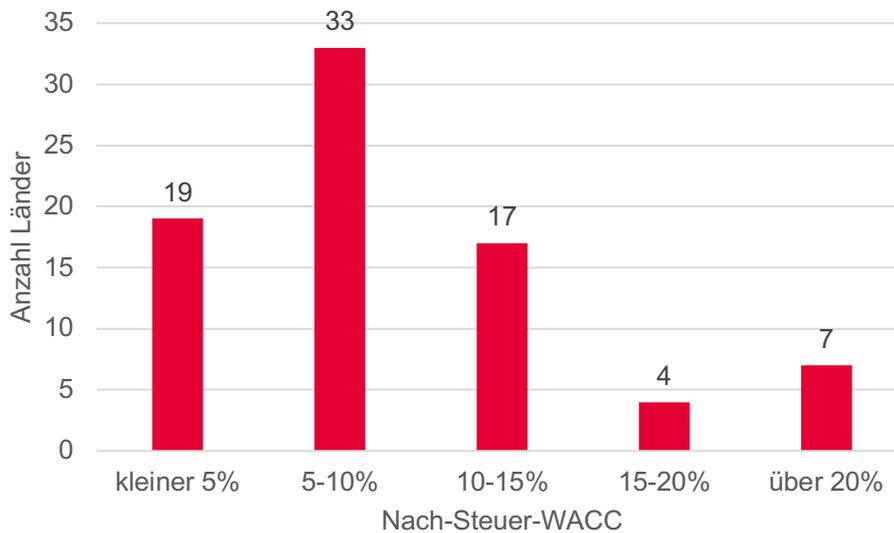
Mit Werten zwischen 3,4 % und 25,6 % spannen sie einen sehr großen Wertebereich auf (höchster Wert etwa das 7,5fache des niedrigsten Werts). Die Abb. 4-3 zeigt die Verteilung der Werte. Für einen Großteil der Länder ergeben sich einstellige Diskontraten, wobei der Bereich von 5-10 % am stärksten besetzt ist. Werte von über 15 % sind nur für 11 Länder zu beobachten, wovon allerdings 7 auf Werte über 20 % entfallen.

Auch innerhalb des MENA-Raums sind mit 3,4 % bis 24,2 % erhebliche Unterschiede der Diskontraten zu beobachten. Dort bleiben fast nur Staaten auf der arabischen Halbinsel – mit Ausnahme von Bahrain – unter einem zweistelligen Wert. Dieser wird – außer von Oman – sehr deutlich unterschritten. Das einzige andere MENA-Land, das einen einstelligen Wert aufweist, ist mit 7,74 % Marokko. Die höchsten Werte in der MENA-Region von über 20 % ergeben sich – wenig überraschend – für die Bürgerkriegsländer Jemen (24,2 %), Libyen (20,7 %) und Syrien (22,7 %) sowie für den Libanon (22,3 %). Ohne eine Risikoreduktion sind in diesen Ländern kaum längerfristige Investitionen zu erwarten. Dies verweist auch darauf, dass zu diskutieren ist, wie die Diskontraten bis 2050 fortgeführt werden. Geht man

<sup>53</sup> Dieses Verhältnis wird auch von Pueyo et al. (2016, 25f.) für Kenia und Ghana für alle dort betrachteten EE-Techniken verwendet. Sie beschreiben dieses Verhältnis als „similar to that observed in developed countries with lower perceived risks“.

<sup>54</sup> So lag z. B. die Länderrisikoprämie für Libyen nach Damodaran (2020a) bei 5,5 % p. a. Sie entspricht damit dem Wert für Oman und ist deutlich geringer als z. B. die Werte für Ägypten und Algerien (10,07 bzw. 11,9 % p. a.). Die Schätzung der Diskontrate durch Damodaran basiert für Libyen auf Risikoanalysen von PRS. Eine Übersicht über die Ergebnisse von PRS ist in Damodaran (2019, S. 126) zu finden. Dort wird Libyen in der Tat als relativ risikoarm eingeschätzt. Warum dies so ist, konnte nicht nachvollzogen werden, da die Analysen von Länderrisiken von PRS teuer verkauft werden.

von gleichbleibenden Diskontraten aus, würde es wahrscheinlich die Ergebnisse kaum beeinflussen, wenn man diese Länder wegließe. Jedenfalls kommen sie dann kaum für einen Export synthetischer Kraftstoffe in Betracht.

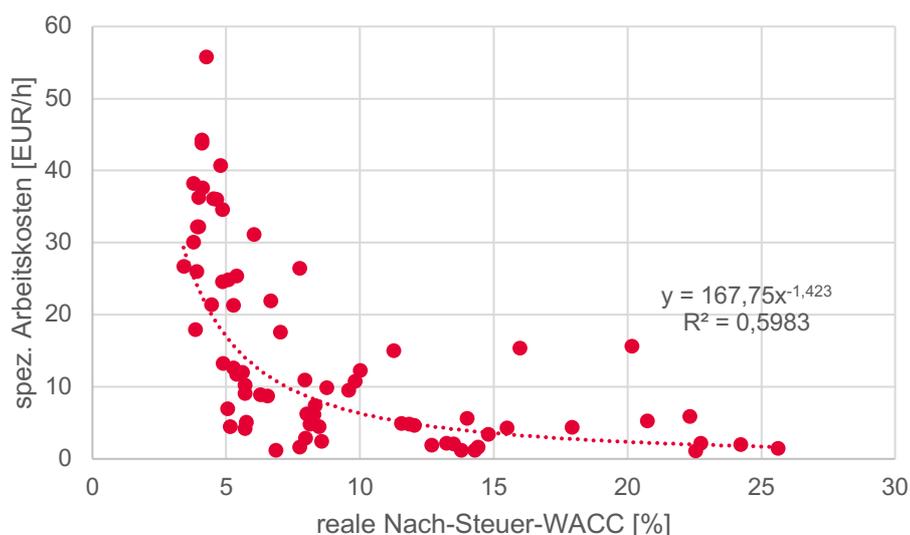


**Abb. 4-3 Anzahl der betrachteten Länder nach Höhe der realen Nach-Steuer-WACC für „andere Technologien“ (Lesebeispiel: Für 17 der explizit betrachteten Länder liegt die ermittelte Diskontrate zwischen 10 und 15 %)**

Quelle: Eigene Berechnung IZES

Zum Abschluss sei auf das Verhältnis der Diskontraten zu den spezifischen Arbeitskosten eingegangen. Das ist bedeutend, weil es die Frage beantwortet, ob Unterschiede in den Arbeitskosten tendenziell durch Unterschiede in den Diskontraten kompensiert werden könnten. Abb. 4-4 zeigt einen hyperbelartigen Zusammenhang<sup>55</sup>. In der Tat kompensieren sich die beiden Kostentreiber tendenziell. Allerdings ist der Zusammenhang mit einem  $R^2=0,53$  nicht sehr deutlich ausgeprägt.

<sup>55</sup> Werden die Diskontraten für EE-Technologien statt derer für „andere Technologien“ verwendet, zeigt sich ein sehr ähnlicher Zusammenhang.



**Abb. 4-4** Zusammenhang von Diskontraten („andere Technologien“, reale Nach-Steuer-WACC in %; x-Achse) und spezifischen Arbeitskosten (in EUR 2015/h; y-Achse) nach Ländern

Quelle: Eigene Berechnung IZES

### Risikobewertete Diskontraten

Für die Länder im MENA-Raum hat das Wuppertal Institut eine vertiefte Analyse der Länderrisiken durchgeführt (→ *Teilbericht 8*). Daraus wurde für die MENA-Länder ein ergänzender Risikoaufschlag für andere Technologien bestimmt, der sich aus der Kombination des Risikoaufschlags für „andere Technologien“ und demjenigen für die einzelnen Länder bestimmt. Diese Risikoaufschläge wurden ins Handelsmodell übernommen. Mithin weichen für „andere Technologien“ für MENA-Länder die angesetzten WACC von denen im Anhang 8.5 aufgelisteten ab. Die einschlägigen Werte sind in Tab. 4-6 aufgeführt.

**Tab. 4-6** Reale WACC vor Steuern für MENA-Länder und „andere Technologien“

Länder	in %/a	Länder	in %/a	Länder	in %/a
Ägypten	16,8	Jordanien	15,2	Oman	11,3
Algerien	18,7	Katar	6,3	Saudi-Arabien	6,5
Bahrain	16,6	Kuwait	6,0	Syrien	28,2
Irak	20,6	Libanon	25,8	Tunesien	16,6
Iran	18,2	Libyen	24,3	Vereinigte Arabische Emirate	6,1
Jemen	28,3	Marokko	10,7		

Quelle: Terrapon-Pfaff et al. (2022) (*Teilbericht 8*)

### 4.4 Daten für mit dem internationalen Handel verbundenen Kosten

Um den internationalen Handel mit synthetischen Kraftstoffen abzubilden, ist es erforderlich, die mit dem Handel verbundenen Kosten zu berücksichtigen. Dabei sind Transportkosten im eigentlichen Sinn und Importzölle relevant. Die Transportkosten im eigentlichen Sinn können im Seeverkehr, durch einen Pipelinetransport oder durch anderweitigen Landtransport (vor allem Schienenverkehr) anfallen. Diese

Kosten bestimmen mit, in welchen Ländern synthetische Kraftstoffe produziert, exportiert und an welche Länder sie zum Verbrauch geliefert werden. Zudem begründen diese Handelskosten mögliche Preisunterschiede für dasselbe Gut in verschiedenen Ländern. Deshalb wurden entsprechende Daten für das Handelsmodell erhoben oder abgeschätzt. Wie dies erfolgte, wird im Folgenden dargestellt.

#### 4.4.1 Importzölle

Die Importzölle sollen im Handelsmodell verwendet werden, um die entsprechenden Handelskosten und mögliche Preisdifferenzen für dasselbe Gut zwischen verschiedenen Ländern abbilden zu können. Betrachtet werden dabei nur standardmäßige Importzölle, nicht aber vorübergehende Zölle, wie Antidumping- und Countervailing-Zölle (oder entsprechende Importpreisvereinbarungen), da diese ihrer Definition nach nicht dauerhaft erhoben werden. Mit einem Zeithorizont bis 2050 sind diese auch nicht mehr vorhersagbar. Gegenwärtige Sanktionen – z. B. gegen den Iran – wurden berücksichtigt, da nicht zu erwarten ist, dass die Sanktionen in absehbarer Zukunft aufgehoben werden und deshalb aktuell keine langfristigen Maßnahmen für den Aufbau von Exporten zu erwarten sind. Allerdings ist auch die Entwicklung von Standardzöllen offen, da allgemeine Zollsenkungen möglich sind und darüber hinaus (Frei-)Handelsabkommen abgeschlossen werden können, die ansonsten unveränderte Zölle zwischen Länder oder Ländergruppen senken. Zölle könnten aber auch erhöht werden. Zum Beispiel, weil bestehende Handelsabkommen auslaufen oder gekündigt werden. Gleiches gilt für die im Generalized System of Preferences (GSP) gewährten Zollvergünstigungen für weniger entwickelte Länder (vor allem für least developed countries, LDC) durch vor allem Industrienationen. Insofern liefern auch die erhobenen Daten nur eine Momentaufnahme. Schließlich ist darauf zu verweisen, dass (spezielle) Steuern auf die betrachteten Güter in einzelnen Ländern nicht berücksichtigt werden, da deren Erhebung für die ausgewählten 88 Länder als zu aufwendig angesehen wird und im Handelsmodell grundsätzlich mit Verbraucherpreisen vor Steuern gearbeitet werden kann. Für Länder ohne eigene Produktion des betrachteten Guts ist eine nationale Steuer aber äquivalent zu einem Importzoll.

Zu unterscheiden sind spezifische und ad-valorem-Zölle. Spezifische Zölle geben einen Betrag in Geldeinheiten an, der für den Import einer Mengeneinheit als Zoll zu entrichten ist. Hingegen beziehen sich ad-valorem-Zölle auf den Importwert und geben einen Prozentsatz des Importwerts an, der als Zoll zu bezahlen ist, wobei die Transportkosten zum Importwert dazugehören. Ganz überwiegend werden ad-valorem-Zölle verwendet. Grundsätzlich ist auch möglich – aber sehr selten –, dass eine Kombination aus beiden Zollarten eingesetzt wird. Während ad-valorem-Zölle unmittelbar in das Handelsmodell übernommen werden können, erfordern spezifische Zölle eine Umrechnung in gewünschte Mengen (z. B. in die Energieeinheit MWh) und Geldeinheiten (z. B. in EUR 2015). Diese Umrechnung ist aufgrund mitunter unklarer Dimensionsangaben in der Quelle, aufgrund von nicht-eindeutigen Mengen-

umrechnungen (z. B. von Volumeneinheit in Energieeinheit) und aufgrund des allgemeinen Problems einer Währungsumrechnung<sup>56</sup> fehleranfällig.

Die Importzölle für die einzelnen Länder und Gütergruppen wurden aus der WTO-Webseite <http://tariffdata.wto.org/default.aspx> ermittelt. Dort sind ein Land sowie eine Gütergruppe auszuwählen. Die Importzölle eines Landes werden dann ausgegeben. Sofern sie sich z. B. aufgrund von Freihandelsabkommen für einzelne Lieferländer unterscheiden, ist dies dort vermerkt. Für jedes Gut und jede Exportland-Importland-Kombination können damit Importzölle bestimmt werden. Als Ergebnis erhält man also für jedes betrachtete Gut eine Tabelle, welches grundsätzlich für jede mögliche Kombination von Im- und Exportland aus den 88 Ländern den fälligen Zoll ausweist.

Für einige explizit betrachtete Länder fehlen Angaben zu Importzöllen<sup>57</sup>. Eine geeignete Grundlage für eine Schätzung von Importzöllen dieser Länder ist nicht erkennbar. Deshalb wurde für sie nur die Nichtverfügbarkeit von Daten vermerkt. Da es sich überwiegend um Kandidaten für einen Export synthetischer Kraftstoffe handelt, dürfte sich die Höhe der Importzölle dieser Länder allerdings praktisch als belanglos erweisen. Falls sich ergeben sollte, dass einige dieser Länder synthetische Kraftstoffe importieren, wäre zu überlegen, ob es sinnvoll ist einen durchschnittlichen Importzoll anzusetzen. Dieser Durchschnitt könnte aus allen oder aus ausgewählten Ländern gebildet werden. Im Modell wurde für diese Länder zunächst ein Importzoll von Null angesetzt, sofern kraftstoffspezifische Zölle fehlten.

Die Länderauswahl wurde bereits zu Anfang des Kapitels begründet. Aufgrund von Zollunionen sind die Angaben zu Importzöllen teilweise redundant. Zum Beispiel sind die einzelnen EU-Staaten aufgeführt. Die Außenhandelspolitik obliegt jedoch der EU. Aufgrund der daraus resultierenden Mitgliedschaft der EU in der WTO und der Zollunion ergeben sich für die EU einheitliche eigene Importzölle, gleiche Importzölle für die Exporte in jedes Nicht-EU-Zielland und Zölle von Null für Intra-EU-Handel. Statt aller einzelnen EU-Mitgliedstaaten könnte ohne Verlust an Informationen mithin allein die EU aufgeführt werden. Zollunionen und Freihandelszonen werden bei der Importzollbestimmung nach Ländern berücksichtigt.

Für die Ländergruppen „restlich...“ wurden die Zölle der einzelnen zu diesen Gruppen gehörenden Staaten betrachtet. Für jedes dieser Länder wird die Bandbreite der Importzölle für das entsprechende Produkt ermittelt. Dabei wird zwischen „ad valorem Zöllen“ und „spezifischen Zöllen“ unterschieden. Die dort genannte Bandbreite für einzelne Länder wurde über alle nicht explizit betrachteten Länder eines Kontinents zusammengeführt. Dabei wurden spezifische Zölle nicht berücksichtigt. Ebenfalls nicht berücksichtigt wurden Ausreiser nach oben (z. B. für Methan, Importland

<sup>56</sup> Konkret gemeint ist: Das Ziel sei ein Wert in EUR 2015. Gegeben ist ein spezifischer Zoll in Rand2019. Nun kann man zuerst den Rand mithilfe der südafrikanischen Inflationsrate in Rand2015 umrechnen und dann unter Verwendung des Rand/Euro-Wechselkurses in 2015 den Wert in EUR 2015 ermitteln. Oder man rechnet Rand2019 mithilfe des Wechselkurses für 2019 in Euro um und anschließend die EUR 2019 mit der Euro-Inflationsrate in EUR 2015. Die beiden Vorgehen liefern i. A. verschiedene Werte. Die Unterschiede können gravierend sein. Insbesondere, wenn sich der Wechselkurs im Betrachtungszeitraum (hier: 2015-2019) erheblich geändert hat. Keines der beiden skizzierten Vorgehen kann als allein richtig begründet werden.

<sup>57</sup> Es handelt sich um Irak, Iran, Libanon, Libyen, Syrien, Afghanistan, Somalia und Sudan.

Bahamas, mit einem Importzoll von 35 %). Da die Importzölle im Handelsmodell eingesetzt werden sollen, um mögliche Importkosten auch für „restliche Länder“ (nach Kontinent) abzuschätzen, würden ansonsten für die ganze jeweilige Region unrealistisch hohe Zollsätze angesetzt.

Tab. 4-7 gibt eine Übersicht über die betrachteten Güter. In der ersten Spalte sind die nach der Diskussion im Projekt zu berücksichtigenden Güter genannt. Neben einschlägigen Energieträgern ist CO<sub>2</sub> enthalten, das als C-Quelle dienen kann und nicht am Ort der Erzeugung von strombasierten Kraftstoffen produziert werden muss. Diese Güter wurden in einem ersten Schritt Güternummern der World Customs Organization (WCO) zugeordnet. Die WTO-Datenbank basiert auf diesen Güternummern. Es resultieren die 6-stelligen Güternummern; die WCO-Liste enthält keine Angaben zu längeren Güternummern. Bei dem Abgleich bzw. bei der Betrachtung der Zölle ergab sich, dass erstens Bioethanol in „denatured“<sup>58</sup> und „undenatured“ aufzuteilen ist, da hier mitunter unterschiedliche Zölle gelten. Zweitens werden DME und Polyoxymethyldimethylether (OME) faktisch stets der gleichen – auch der 8- bzw. 10-stelligen - Güterkategorie zugeordnet bzw. weisen in einem Länder-Gütergruppen-Fall, in dem sie in verschiedenen Kategorien erscheinen, den gleichen Zollsatz auf. Demgemäß können DME und OME zusammengefasst werden.

Die 6-stelligen, in Tab. 4-7 angegebenen Nummern, sind – neben der Länderwahl – in die Datenbank der WTO einzugeben. Ausgegeben werden dann Zölle für alle unter dieser 6-stelligen Nummer einzuordnende Gütergruppen, aus denen zu wählen ist. Erst durch diese Auswahl erhält man die Importzölle. Demnach sind i. A. diese längeren Güternummern mitentscheidend. Man kann mit diesen längeren Güternummern allerdings nicht direkt in der Datenbank suchen. Der Weg führt immer über die Sechssteller. Darunter kann sich eine erhebliche Anzahl an Gütergruppen – im weiteren „Subkategorien“ genannt – verbergen<sup>59</sup>. Diese längeren Nummern scheinen nicht systematisch auf wohlumgrenzte Gütergruppen zu verweisen; vielmehr scheinen längere Nummern länder(gruppen)-spezifisch zu sein. Daneben gibt es zu einzelnen Nummern mitunter auch „Suffixe“. Eine Auswahl muss dann u. U. innerhalb der Suffix-Gütergruppen erfolgen.

Eine Vielzahl von Alternativen kann auch aufgrund der mitunter unzureichenden Beschreibungen oder einer zu detaillierten Unterscheidung die richtige Einordnung einzelner Güter beeinträchtigen. Unter „Güte der Produktwahl“ ist in Tab. 4-8 die Einschätzung der daraus resultierenden Fehleranfälligkeit der Auswahl angegeben. Von H<sub>2</sub> bis CO<sub>2</sub> gibt es nur selten Subkategorien und diese Güter sind unmittelbar entsprechenden Sechsstellern zuzuordnen. Mithin ist die Produktwahl dort problemlos. Bei den restlichen Kategorien sind die Zuordnungen nicht immer eindeutig; vor allem für Blue Crude und die synthetischen Kraftstoffe resultieren daraus – zumindest für einzelne Länder - gewisse Unsicherheiten in der Zollbestimmung<sup>60</sup>. Abgren-

<sup>58</sup> „Denatured“ bezeichnet dabei Ethanol, das durch Zusatz verschiedener Stoffe für den menschlichen Genuss ungeeignet gemacht wurde.

<sup>59</sup> Z. B. erhält man für Land „EU“ und die Gruppe 271019 – synth. Diesel ist dort subsumiert – 25 Subkategorien.

<sup>60</sup> In seltenen Fällen unterscheidet sich der Importzoll für ein Gut je nach Verwendung des Gutes. In diesen Fällen wurde eine Verwendung im Energiebereich oder für Mobilität bevorzugt herangezogen.

zungsprobleme wurden dabei nicht weiterverfolgt, sofern für die in Frage kommenden Subkategorien gleiche Zölle anfielen, da dann der Unterschied keinen Unterschied macht.

**Tab. 4-7 Einordnung der betrachteten Güter in Kategorien für den Zweck der Importzollbestimmung**

Betrachtete Güter	6-stellige Güternummer	Güte der Produktwahl*
H <sub>2</sub>	280410	Sehr gut
Methan	271129	Sehr gut
Methanol	290511	Sehr gut
Ethanol	290519	Sehr gut
Ammoniak	281410 („anhydrous“)	Sehr gut
CO <sub>2</sub>	281121	Sehr gut
DME & OME	290919	Gut
Biodiesel	382600	Gut
Bioethanol	Denatured 220720	Gut
	Udenatured 220710	Gut
Blue Crude Oil	271020	teilweise problematisch
Synthetisches Benzin	271012	teilweise problematisch
Synthetischer Diesel	271019	teilweise problematisch
Synthetischer Flugkraftstoff	271012	teilweise problematisch

\* auf Basis von vor allem 8- bis 10-Stellern

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis von WCO-Daten zur Güterklassifikation

Aufgrund des Umfangs der Ergebnisse kann hier kein kompletter Überblick gegeben werden. Um dennoch einen Eindruck der Ergebnisse zu vermitteln, werden in Tab. 4-8 die Bandbreite der Importzölle für alle Produkte bzw. Produktgruppen für die EU (also auch für Deutschland), China und Japan aufgeführt. Die EU wurde gewählt, da sie bzw. Deutschland im Zentrum des Interesses steht. Japan und China wurden hinzugenommen, da sie zukünftig potenziell große Abnehmer von synthetischen Kraftstoffen sein könnten.

**Tab. 4-8 Bandbreite der ad-valorem-Importzölle der EU, Chinas und Japans für synthetische Kraftstoffe (in % des Importwertes)**

Betrachtete Güter	EU	China	Japan
H <sub>2</sub>	0 - 3,7	0 - 5,5	0 - 3,3
Methan	0	0 - 6	0 - 4,1
Methanol	0 - 5,5	0 - 5,5	0
Ethanol	0 - 5,5	0 - 5,5	0 - 4,7
Ammoniak	0 - 5,5	0 - 5	0 - 2,5
CO <sub>2</sub>	0 - 5,5	0 - 5,5	0 - 3,3
DME & OME	0 - 5,5	0 - 5,5	0 - 3,1
Biodiesel	0 - 6,5	0 - 6,5	0 - 1,95
Bioethanol	Denatured	0	0 - 27,2
	Undenatured	0	0 - 27,2
Blue Crude Oil	0 - 3,5	0 - 6	0
Synthetisches Benzin	0	0 - 5	0 (spezifischer Zoll: 0 bis etwa 0,37 EUR/MWh)
Synthetischer Diesel	0	0 - 6	0 - 3,3
Synthetischer Flugkraftstoff	0 - 4,7	0 - 5	0 (spezifischer Zoll: 0 bis etwa 0,9 EUR/MWh)

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis von WTO-Daten zu Importzöllen

Tab. 4-8 zeigt, dass überwiegend moderate Importzölle abzuführen sind. Auch die von Japan verhängten spezifischen Zölle dürften sich im kleinen Prozentbereich der Produktionskosten bewegen<sup>61</sup>. Die Ausnahme ist Bioethanol, für dessen Import nach China oder Japan ganz erhebliche Zölle zu entrichten sein können. Sie liegen auch deutlich über den für anderweitig produziertem Ethanol fälligen Zöllen<sup>62</sup>.

Bei allen Zöllen sind auch einige Länder vom Zoll befreit. Dies resultiert aus Handelsabkommen oder aus dem GSP. Aufgrund des GSP, das in China als relativ artem Land nicht implementiert ist, sind derartige Ausnahmen für Japan und die EU

<sup>61</sup> Allerdings ist hier darauf hinzuweisen, dass sich spezifische Zölle anders verhalten als ad-valorem-Zölle: Zum ersten steigt mit sinkenden Produktionskosten - und damit tendenziell auch Importpreisen - die relative Bedeutung von spezifischen Zöllen, während diejenige von ad-valorem-Zöllen definitionsgemäß gleichbleibt. Zum zweiten sind spezifische Zölle typischerweise nominal festgelegt. D. h.: Ohne Anpassungen nimmt der reale Zoll über die Zeit entsprechend der Inflationsrate ab. Im Handelsmodell wird grundsätzlich angenommen, dass ein spezifischer Zoll entsprechend der Inflationsrate angepasst wird, so dass er im Zeitverlauf real konstant bleibt.

<sup>62</sup> Vor allem in arabischen Ländern können für Bioethanol zusätzlich zu Zöllen auch andere Importbeschränkungen bestehen.

von größerer Bedeutung. Aufgrund der vielen Handelsabkommen der EU wird mehr Ländern eine Vergünstigung gewährt als in Japan.

Ein Zoll führt zum ersten dazu, dass eine heimische Produktion im Vergleich zu Importen tendenziell wirtschaftlicher wird. Dadurch reduziert sich mit einem Zoll im Handelsmodell tendenziell die internationale gehandelte Menge. Je nach Zollhöhe und inländischem Potenzial fällt dieser Effekt für jedes Importland verschieden stark aus<sup>63</sup>.

Zum zweiten führt die Zollstruktur zu einer Handelsumlenkung. Dabei ist zum einen für jedes Importland eine Erhöhung der Importe aus Ländern, die einem geringeren (oder keinem) Importzoll unterliegen, auf Kosten von Ländern, die keiner Vergünstigung oder Befreiung unterliegen, zu erwarten. Zum anderen exportieren Länder bevorzugt in diejenigen Länder, die deren Importe mit einem relativ geringen Zoll belegen. Abgesehen von der relativen Höhe der oberen in Tab. 4-8 aufgeführten Grenzen in verschiedenen Importländern ist dabei besonders relevant, ob ein Exportland in einzelnen Importländern von einem Zoll befreit ist in anderen Importländern hingegen nicht.

Einerseits könnten Zölle z. B. aufgrund von Handelsdisputen steigen. Andererseits können zusätzliche Handelsabkommen zu einer Verringerung von Zöllen führen. Das betrifft insbesondere China, das gegenwärtig relativ wenige Handelsabkommen aufweist. Zudem ist insbesondere für China im Falle eines weiterhin schnellen wirtschaftlichen Wachstums zu erwarten, dass es ein eigenes GSP-System implementiert und vor allem LDC einen bevorzugten Zugang zum heimischen Markt gewährt. Aufgrund der unabsehbaren Entwicklung und der i. A. vermutlich untergeordneten Bedeutung von Importzöllen für die Handelsströme kann gegenwärtig vorgeschlagen werden, die Importzölle in den langfristigen Szenarien konstant zu lassen. Sollte sich doch eine große Bedeutung der Importzölle ergeben, wäre diese Festlegung ggf. zu überdenken.

#### 4.4.2 Transportkosten

In diesem Kapitel werden die Transportkosten sowohl im maritimen Seeverkehr als auch für Pipelines und dem Schienenverkehr behandelt<sup>64</sup>. Da sie für das internationale Handelsmodell verwendet werden sollen, beziehen sie sich auf den Transport größerer Mengen über längere Strecken. Das ist insbesondere für den Transport per Pipeline wichtig. Die Resultate sind nicht ohne weiteres geeignet, Kosten des Transports über relativ kurze Entfernungen von geringen Mengen, wie für eine kostenoptimale Standortwahl der Produktionsanlagen in einem Land benötigt, abzuschätzen. Der Seeverkehr wurde dabei als wichtigste Transportmöglichkeit besonders tief betrachtet. Mit dessen Abschätzung beginnt auch der Kapitel. Kosten für den Landverkehr folgen anschließend.

---

<sup>63</sup> Aufgrund der Art der Modellierung wird eine durch einen Zoll induzierte Preiserhöhung im Importland zwar berücksichtigt, nicht jedoch ein mit einer solchen Preiserhöhung tendenziell einhergehender Rückgang der Nachfrage.

<sup>64</sup> Nichtberücksichtigt werden bei den Transportkosten die Opportunitätskosten, die sich aus der Kapitalbindung über die zeitliche Lagerdauer des Transportgutes während des Transports ergeben.

## Maritimer Seeverkehr

### Vorgehen und Parametrisierung

Im maritimen Seeverkehr werden für alle betrachteten Brennstoffe und Häfenpaare spezifische Transportkosten (in €/MWh) bestimmt<sup>65</sup>. Die Häfen (siehe Anhang 8.4) werden in allen paarweisen Kombinationen betrachtet. Auch im maritimen Seeverkehr werden alle oben beschriebenen Energieträger sowie CO<sub>2</sub><sup>66</sup> einbezogen<sup>67</sup>. Dabei werden dann allerdings für verschiedene Energieträger gleiche Schiffstypen unterstellt und verschiedene Brennstoffe zusammengefasst. Dies zeigt Tab. 4-9.

Bei den Brennstoffen wird der H<sub>2</sub>-Transport in zwei verschiedenen Formen betrachtet: per Verflüssigung und per liquid organic hydrogen carriers (LOHC), da für diese andere Prozesse und andere Schiffstypen verwendet werden.

In Bezug auf Prozesse (siehe Tab. 4-11) ist für alle unter Normalbedingungen gasförmigen Brennstoffe für den Schiffstransport eine Verflüssigung erforderlich, um den volumenbezogenen Energiegehalt zu erhöhen. Sie muss dann im Zielhafen wieder rückgängig gemacht werden. Die Verflüssigung wird für große Schiffe im Allgemeinen über eine Kühlung erreicht. Bei H<sub>2</sub>-LOHC ist H<sub>2</sub> hingegen in der Trägerflüssigkeit zu binden. Am Zielhafen ist dann wieder das ursprüngliche Gas zu gewinnen. Diese beiden Prozesse sind für alle gasförmigen Energieträger in den Transportkosten mitenthalten<sup>68</sup>. Hier kann bereits darauf hingewiesen werden, dass für Methan und besonders für Wasserstoff eine sehr starke Kühlung erforderlich ist, was sich in den Kosten für diese Prozesse widerspiegelt.

Für verflüssigt transportierte Brennstoffe wird angenommen, dass das Boil-off-Gas an Bord wiederverflüssigt bzw. dessen Entstehung verhindert wird<sup>69</sup> und alle Tankerarten übliche Schiffskraftstoffe – genauer: very low sulphur oil (VLSFO) – verwenden. Dies vereinfacht die Rechnungen, da die Kraftstoffkosten dann unabhängig von den Preisen oder Kosten der geladenen Energieträger werden. Inwieweit sich zukünftig eine solche Konfiguration durchsetzt, ist abhängig von den Opportunitätskosten. Dabei sind kurz- und langfristige Opportunitätskosten zu unterscheiden: Bei

<sup>65</sup> Für die Umrechnung von USE und japanische Yen in Euro werden folgende Wechselkurse angesetzt: 1 EUR = 1,11 USD und 1 EUR = 121,98 Yen.

<sup>66</sup> Im Weiteren wird vereinfachend von Brennstoffen und Energieträger gesprochen, wobei dann kontextabhängig auch CO<sub>2</sub> gemeint ist.

<sup>67</sup> Für Methan wurden die Werte für LNG angesetzt.

<sup>68</sup> Das heißt auch, dass ein möglicher Transport bis zum Endverbraucher, der dann z. B. flüssiges Methan abnimmt, nicht berücksichtigt wird. Es könnte demnach Anwendungen und Transportoptionen geben, in denen die Prozesskosten geringer ausfallen als die hier ermittelten.

<sup>69</sup> Für LNG siehe zu einer Technik z. B. [Air Liquide's Turbo-Brayton solution: a tale of success in the maritime sector | Air Liquide](#), und zu Hinweisen auf Anwendungen einer (teilweisen) Wiederverflüssigung siehe z. B. [LNG Endurance - Gazocean : Gazocean](#), [Getting to grips with LNG shipping costs | Timera Energy \(timera-energy.com\)](#), Steuer (2019, S. 26), FlexLNG (2017, Folie 5; vgl. auch IGU (2020)). FlexLNG (2017) weist auch darauf hin, dass die Effizienz neuer Motoren von LNG-Tankern so hoch sein kann, dass der Boil-off den aktuellen Kraftstoffverbrauch bei geringeren Geschwindigkeiten übersteigt und deshalb üblicherweise Wiederverflüssigungsanlagen auch in Schiffen eingebaut werden, die überwiegend mit Boil-off-Gas betrieben werden sollen. Zu kompletter Wiederverflüssigung auf neuen LNG-Tankern siehe Steuer (2019, S. 26). Zu einer techno-ökonomischen Analyse des Umgangs mit Boil-off-Gas für LNG-Tanker siehe Hwang et al. (2022), für flüssigen Wasserstoff siehe Lee et al. (2022).

langfristigen Opportunitätskosten steht die Frage im Mittelpunkt, ob es sich lohnt, bei dem Kauf eines neuen Schiffes – z. B. eines Methantankers – auf eine Konfiguration zu achten, die auch eine alleinige Verwendung von Schweröl (oder Dieselmotorkraftstoff) ermöglicht. Für derartige Schiffe stellt sich dann kurzfristig bei jeder Reise die Frage, ob sie mit boil-off-Gas oder mit Schweröl betrieben werden sollen. Diese Entscheidung hängt insbesondere davon ab, zu welchem Preis sie die Ladung am Zielhafen verkaufen können. Langfristig ist als Alternative zum Boil-off-Gas dabei an klimaneutrale synthetische Kraftstoffe zu denken. Noch ist nicht abzusehen, welche klimaneutralen Kraftstoffe sich im Seeverkehr langfristig durchsetzen. Deshalb wird hier von einem Betrieb mit Schweröl ausgegangen, das langfristig z. B. durch synthetischen Diesel ersetzt werden könnte, wobei dann bei grundsätzlicher gleicher Technik höhere Kraftstoffpreise anzusetzen sind. Andere Antriebskonzepte müssen dann tendenziell günstiger sein, um sich gegen diese Option durchzusetzen. Sie kann mithin als ein hoher Wert für die zukünftigen Transportkosten aufgefasst werden. Allerdings ist einschränkend darauf hinzuweisen, dass für alternative Kraftstoffe eine Infrastruktur für Speicherung und Bunkerung vorzuhalten ist. Das könnte zu einer Konzentration auf einzelne, wenige, zukünftige Kraftstoffe führen. Welche das sein könnten, hängt auch von der Entwicklung der Antriebe in anderen Bereichen des Seeverkehrs – z. B. Öltankern<sup>70</sup>, Schüttgutfrachtern oder Containerschiffen – ab.

Aufgrund der Kühlungserfordernisse und chemischer Eigenschaften können die zu transportierenden Brennstoffe vier Tankerkategorien zugeordnet werden: LNG-Tanker, LPG-Tanker, Chemietanker und Öl(produkte)tanker (siehe Tab. 4-9). Entsprechend können ökonomische Daten für diese Tankertypen verwendet werden. Für die einzelnen Energieträger sind dann bestimmte Anpassungen der Daten erforderlich. Vor allem ist hier die Energiedichte zu nennen, die auch bei gleichen verwendeten Schiffstypen und damit verbundenen gleichen absoluten Kosten zu unterschiedlichen spezifischen Kosten (in €/MWh) für eine bestimmte Strecke führen kann. Für H<sub>2</sub> (flüssig) ist ergänzend zu beachten, dass die im Vergleich zu LNG niedrigere Temperatur Änderungen am Schiff erforderlich macht, die dessen Herstellungskosten im Vergleich zu einem LNG-Tanker merklich erhöhen.

Schließlich werden Brennstoffe zusammengefasst, für die der gleiche Tankertyp genutzt wird und die eine ähnliche Energiedichte aufweisen (siehe Tab. 4-9). Das betrifft zum einen die Kraftstoffe Biodiesel, Blue Crude, synthetisches Benzin/Diesel/Flugkraftstoff. Zum anderen kann auf eine gesonderte Betrachtung von OME verzichtet werden, da die Energiedichten von OME – einer Gruppe an Stoffen – je nach genauer Zusammensetzung etwa zwischen denen von Methanol und Ethanol liegen und damit deren spezifische Kosten als näherer hoher bzw. niedriger Wert für OME-Transportkosten angesehen werden können.

---

<sup>70</sup> Dabei kommt komplizierend hinzu, dass z. B. Öltanker auch alternativ in Dual Fuel-Optionen angeboten werden (siehe [WSD 42 111K Tanker \(wartsila.com\)](https://www.wartsila.com/press-releases/2022/04/2022-04-14-wartsila-announces-the-first-dual-fuel-tanker)).

**Tab. 4-9 Überblick über Aggregationen und betrachtete Schiffstypen zur Analyse der Transportkosten im maritimen Seeverkehr**

Brennstoffe und CO <sub>2</sub>	Prozesse vor/nach Transport im eigentlichen Sinne (in Kostenschätzung enthalten)	Schiffsdaten orientiert an gegenwärtige Schiffstypen	Zusammengefasste Betrachtung von Brennstoffen
H <sub>2</sub> (flüssig)	Verflüssigung (<-252 °C), Regasifizierung	LNG-Tanker (H <sub>2</sub> mit entsprechenden Veränderungen i. Vgl. mit Methan)	Einzel betrachtet
Methan (flüssig)	Verflüssigung (<-162 °C), Regasifizierung		Einzel betrachtet, Werte für LNG werden unmittelbar für Methantransport übernommen
Methanol	-	Chemietanker	Einzel betrachtet
(Bio-)Ethanol	-		Einzel betrachtet
OME	-		Nicht gesondert betrachtet; aufgrund Energiedichten spezifische Transportkosten in Bandbreite von Methanol u. Ethanol
Ammoniak	Verflüssigung (>-50°C), Regasifizierung	LPG-Tanker	Einzel betrachtet
CO <sub>2</sub>	Verflüssigung (<-50°C) <sup>71</sup> , Regasifizierung		Einzel betrachtet
DME	Verflüssigung (>-50°C), Regasifizierung		Einzel betrachtet
Biodiesel	-	Rohöl-/Ölproduktetanker	Zusammengefasst betrachtet
Blue Crude	-		
Synth. Benzin	-		
Synth. Diesel	-		
Synth. Flugkraftstoff	-		
H <sub>2</sub> (per LOHC)	Aufnahme, Entzug von H <sub>2</sub>		Einzel betrachtet

\* Temperaturen als Siedepunkte der Gase (für H<sub>2</sub> und Methan), für die weiteren zu verflüssigenden Brennstoffe ist der ausreichend tiefe Wert (-50 °C), der in LPG-Tanker erreicht werden kann, angegeben<sup>72</sup>.

Für diese teils zusammengefassten Brennstoffe und den dazugehörigen Schiffstypen wurden die spezifischen Transportkosten abgeschätzt. Diese werden in Abhängigkeit von der Entfernung bestimmen. Beispielhaft sei für den Methan-Transport die konkrete Berechnung angegeben, die auch für andere Brennstoffe so verwendet wird. Die spezifischen Kosten eines Methantransports zwischen zwei Häfen errechnen sich als<sup>73</sup>:

<sup>71</sup> Für eine Verflüssigung von CO<sub>2</sub> ist zusätzlich ein gewisser Überdruck erforderlich, da bei einer alleinigen Abkühlung gasförmiges CO<sub>2</sub> unmittelbar in die feste Phase übergeht.

<sup>72</sup> Zu den Siedepunkten siehe Wikipedia-Eintragung, zur Kühltemperatur von LPG-Tankern siehe <https://open-sea.pro/blog/ships-types-and-sizes> (dort auch Hinweis zum Transport von Ammoniak in LPG-Tankern, letztmalig abgerufen 24.01.22).

<sup>73</sup> Wie in der Literatur üblich werden mit der Ladung verbundene Kapitalkosten nicht berücksichtigt. Diese bestehen darin, dass die Ladung während der Reisezeit gelagert wird und damit Kapital bindet, das nicht verzinst wird. Naheliegender wäre hier, Opportunitätskosten dieser „Lagerung“ anzusetzen, die sich aus Reisedauer, Wert der Ladung und Kalkulationszinssatz errechnen lassen.

- spezifische Kosten Verflüssigung + spezifische Kosten Regasifizierung<sup>74</sup>
- + Rückfahrt („1“ oder „2“) \* (Kanalgebühr Suez + Kanalgebühr Panama) / Ladung in MWh<sup>75</sup>
- + Rückfahrt („1“ oder „2“)<sup>76</sup> \* (tägliche Charraten + tägliche Ausgaben für Bunker) \* Entfernung (in Tagen) / Ladung in MWh
- + Kosten Verweildauer im Hafen / Ladung in MWh

Die Kosten der Verweildauer im Hafen bestimmen sich wiederum als:

- (Tage im Hafen \* tägliche Charterkosten + Rückfahrt („1“ oder „2“)\* Hafengebühr) / Ladung in MWh

Entfernungsabhängig ist dabei nur der Term „Rückfahrt („1“ oder „2“) \* (tägliche Charterkosten + tägliche Ausgaben für Bunker) \* Entfernung (in Tagen) / Ladung in MWh“, wobei sich die „Entfernung (in Tagen)“ aus der Entfernung in km und der Durchschnittsgeschwindigkeit des Schiffes bestimmt. Dabei wird an den täglichen Charterkosten angesetzt, da dies ein üblicher Preis- bzw. Kostenwert in der Schifffahrt ist (vgl. auch Salmon und Banares-Alcántara (2021, S. 2821)).

Die Parameter und wichtige Zwischenrechnungen werden nun durchgegangen und erläutert. In Tab. 4-10 werden dabei die Größen erläutert und die Quellen angegeben, zentrale Werte werden dann in Tab. 4-11 aufgeführt sind. Dies ist für alle wesentlichen Größen der Fall, so dass im Einzelnen nicht jeweils auf diese Tabellen hingewiesen werden muss.

Als erstes sei auf die Ausgangsbasis für die Berechnung der Transportkosten eingegangen: die Entfernung im Seeverkehr für jedes Länderpaar. Um diese zu bestimmen, wurden zum Ersten konkrete Häfen für jedes Land festgelegt. Für ein einzelnes Land wurden dabei mitunter mehrere Häfen angesetzt, sofern vermutet wurde, dass sich die Entfernungen erheblich unterscheiden könnten. So werden z. B. für die USA New York, New Orleans und San Francisco herangezogen, da für einen Pazifikhafen für gleiche Zielhäfen gänzlich andere Entfernungen als für einen Atlantikhafen zu erwarten sind. Generell wurden die Hauptstädte verwendet, sofern sie Seehafensstädte sind. Falls sie es nicht sind, wurde für Länder mit Meeresküste ein anderer Hafen angesetzt. Für Binnenländer wurde die Hauptstadt verwendet, wobei zusätzlich zum Seeverkehr zum naheliegenden Seehafen auch Binnenschifffahrt oder Landverkehr berücksichtigt werden müssen. Die Abschätzung der Entfernung im Seeverkehr erfolgte über searates.com<sup>77</sup>. Dort sind Herkunfts- und Zielhafen einzugeben. Das Tool liefert dann die Entfernung im maritimen Seeverkehr in Kilometer. Im

<sup>74</sup> Nur für Brennstoffe mit entsprechender Beschreibung in Tabelle 3, Spalte 2. „spezifische Kosten“: Angaben in €/MWh

<sup>75</sup> Wenn ein Schiff auf einer Verbindungsstrecke einen Kanal nicht passiert, sind die entsprechenden Kanalgebühren Null.

<sup>76</sup> „Rückfahrt („1“ oder „2“)“ bedeutet dabei, dass eine 1 anzusetzen ist, falls auf dem Rückweg oder einer Rundreise eine Handelsware transportiert wird und eine 2, falls dies nicht der Fall ist und das Schiff im Pendelverkehr operiert. Standardmäßig wird mit „2“ gerechnet.

<sup>77</sup> Genauer über <https://www.searates.com/services/distances-time/> letztmalig abgerufen am 02.12.2020.

Fälle von Binnenhäfen sind dabei die Entfernungen für die Binnenschifffahrt enthalten. Sie können nicht herausgefiltert werden. Letztlich bedeutet das für die weitere Berechnung, dass für die Binnenschifffahrt gleiche Kosten wie für eine entsprechende Entfernung im Seeverkehr angesetzt werden. Zusätzlich wird in searate.com die Länge eines erforderlichen Landtransports für diejenigen Binnenländer angegeben, die nicht an eine Binnenwasserstraße angeschlossen sind. Für diesen Landtransport werden zusätzlichen Kosten angesetzt. Zu der Höhe siehe unten im nächsten Kapitel. Die Seeverkehrsrouten unterscheiden sich nicht nach Fahrtrichtung. Das schließt implizit eine Routenwahl nach verschiedenen Gegebenheiten, z. B. Meeresströmungen, aus. Im Ergebnis der Rechnungen zu den Seetransportkosten erhält man dann für jeden Energieträger<sup>78</sup> eine Matrix, die die spezifischen Kosten (EUR/MWh) eines Transports für alle aus den betrachteten Häfen zu bildenden Paare angibt. Die Liste der betrachteten Häfen findet sich in Kapitel 8.4.

---

<sup>78</sup> Für CO<sub>2</sub> gilt das Analoge.

**Tab. 4-10 Für die Berechnung der Transportkosten im maritimen Seeverkehr herangezogene Größen**

Indikator	Beschreibung	Verwendung	Quellen
Entfernung	Gibt für zwei Häfen deren Entfernung in km an	Zusammen mit der Geschwindigkeit zur Berechnung der Entfernung in Tagen	<a href="https://www.searates.com/services/distances-time/">https://www.searates.com/services/distances-time/</a> <sup>79</sup>
Tankergröße in DWT (deadweight tonnage)	Maximale gesamte Zuladung eines Schiffes in t (beinhaltet neben Ladung z. B. Wasser, Treibstoff, Gewicht der Crew)	Für Berechnung der Ladungsmenge, teils zur Abschätzung von anderen Größen zur Bestimmung der Schiffgröße	Übliche Schiffsgößen aus Literatur <sup>80</sup>
Anteil Ladung an DWT	Anteil Ladung an DWT	Für Berechnung der Ladungsmenge in Tonnen	0,9, siehe (Fasihi et al. 2016) S. 252 und (Gkonis & Psarafitis, 2013) z. B. S. 8 und 11. Für alle Tanker angesetzt. Auch für z. B. LNG, da Tanks typischerweise nicht ganz geleert werden, um sie kühl zu halten.
Energiegehalt in MWh pro Tonne	Energiegehalt in MWh pro Tonne	Für Berechnung der Ladung in MWh	Unterer Heizwert; siehe i.Allg. Wikipedia, für LOIHC: <a href="https://www.vdi-nachrichten.com/finanzen/wasserstoffsicher-transportieren-und-lagern/">https://www.vdi-nachrichten.com/finanzen/wasserstoffsicher-transportieren-und-lagern/</a> (abgerufen Dezember 2019) <sup>81</sup>
Ladung pro Tanker (in MWh)	Ladung pro Tanker (in MWh)	Für Berechnung der spezifischen Kosten in €/MWh	Aus obenstehenden Daten
Tankergröße international Net Tonnage (NT)	Dimensionslose Maßzahl für das Ladevolumen	Für Hafengebühren	Schätzung aus Schiffsdaten <sup>82</sup> auf Basis von m <sup>3</sup> , DWT, GT
Tankergröße international Gross Tonnage (GT)	Dimensionslose Maßzahl für das Schiffsvolumen	Abschätzung der Tankergröße für Suezkanalgebühren. Für Hafengebühren	Schätzung aus Schiffsdaten <sup>83</sup> auf Basis von DWT aus Schiffsdaten und Regression <sup>84</sup>
Geschwindigkeit	In km/h (berechnet aus Knoten), wobei von vor allem Meeresströmungen abstrahiert wird, so dass die angesetzt Geschwindigkeit als Fahrt über Grund aufgefasst werden kann	Zusammen mit der Entfernung in km zur Berechnung der Entfernung in Tagen.	Für Geschwindigkeiten liegen in der Literatur breit gestreute Werte vor (12-20 Knoten) <sup>85</sup> , was daran liegen dürfte, dass sie eine entscheidende Variable für eine Kostenminimierung des Transports sind <sup>86</sup> (sowohl was die Auslegung neuer Schiffe als auch die Einsatzweise bestehender Schiff betrifft). Dem Hinweis folgend, dass teurere Schiffe auf höhere Geschwindigkeiten ausgelegt sind <sup>87</sup> , wird die Geschwindigkeit nach Schiffstypen variiert: 14 kn Ölproduktanker, 15 kn Chemietanker <sup>88</sup> , 16 kn LPG-Tanker, 19 kn LNG-Tanker (auch für H <sub>2</sub> ) <sup>89</sup> .

<sup>79</sup> Abruf überwiegend bis November 2019, Ergänzungen März 2021. Die dort angegebenen Entfernungen variierten bei der späteren Abfrage mitunter leicht vom ursprünglich angegebenen Wert. Auch wurde die Anzeige von Binnenschifffahrt und ergänzender Landverkehrsentfernung für Binnenstaaten inzwischen eingestellt.

<sup>80</sup> Für Ölprodukte: "Aframax" mit 100.000t DWT (nach [U.S. Energy Information Administration - EIA - Independent Statistics and Analysis](#) (letztmalig abgerufen Februar 2022) „this shipsize is popular with oil companies for logistical purposes...“); für Methanol etc.: typische Schiffgröße eines Chemietankers nach Grover (2016). Für LNG in der Mitte der Kapazität der verbreitetsten Schiffe nach IGU (2019) (S. 55): 150.000 m<sup>3</sup>, für H<sub>2</sub>-flüssig nach Sichao und Shibata (2018) :160.000 m<sup>3</sup>. Für LPG: Größe orientiert an very large gas carriers, siehe z. B.: [LPG Tanker Market Size & Share Report, 2022-2030 \(grandviewresearch.com\)](#) (letztmalig abgerufen Juni 2022.); d. h. für LNG und LPG wurde die zu betrachtende Schiffgröße auf Basis von m<sup>3</sup> festgelegt.

Indikator	Beschreibung	Verwendung	Quellen
Tägliche Charterkosten (time charter)	Tägliche Charterkosten beinhalten Kapitalkosten sowie Teile der operativen Kosten (vor allem Heuer der Crew; Versicherung, Wartung und Reparatur des Schiffes)	Ein wesentlicher Teil der Transportkosten; zeitabhängig. Neben der Fahrzeit sind dabei auch Liegezeiten in Häfen zu berücksichtigen	Orientiert an einschlägigen Preisen inklusive Angaben zu deren Auskömmlichkeit, Schätzung von TCEs <sup>90</sup> sowie direkte Schätzungen, LNG siehe z. B. (Steuer, 2019) S. 32 und (FlexLNG, 2017) S. 7; für H <sub>2</sub> Aufschlag wegen teurerer Schiffe (Aufschlag: 28546 €/Tag basierend auf H <sub>2</sub> -Tankerpreis von 413 Mio. USD/Schiff <sup>91</sup> ); Öl(produkt)tanker siehe z. B. (OKEANIS - Eco Tankers, 2019) S. 11 und (Gkonis & Psaraftis, 2013) S. 12f.; Chemietanker siehe (Grover, 2016), LPG-Tanker: Errechnet aus (The Allen Consulting Group, 2009) Table 2.6. <sup>92</sup>
Kraftstoffpreis	Preis pro Tonne Kraftstoff	Zur Berechnung der Kraftstoffkosten	500 €/t für „Very Low Sulfur Fuel Oil“ (VLSFO), Preise unter: <a href="https://www.worldbunker.com/prices-ship-bunker">World Bunker Prices - Ship &amp; Bunker (shipandbunker.com)</a> <sup>93</sup>

<sup>81</sup> Vgl. zur Energiedichte von Perhydro-Dibnzytoluol <https://www.vdi-nachrichten.com/finanzen/wasserstoff-sicher-transportieren-und-lagern/>.

<sup>82</sup> Einschlägige Schiffsdaten für die Umrechnungen vor allem aus typischen Werten aus Schiffsbeschreibungen für einen Verkauf oder eine Charter; siehe <https://www.ship-technology.com/projects/sayaendo-series-lng-carriers/>, <https://sale-ships.com/ing-lerici/>, <http://imoships.com/ships-for-sale/lpg-ling-carrier-for-sale/>, <https://app.box.com/s/ze42n4pjoaamy5d73278zvrdboyj1b7a/file/131481172741>, <https://app.box.com/s/bag-tut3gi6849bl5v1nhjh5h5svgw6nf/file/406078602097>, <http://www.jhwshanghai.com/portfolio-view/image-format/>, <https://www.vesselforsale.net/altkategorie/22/gas-carriers.html>, eine größere Anzahl einzelner LPG- und Ölproduktanker unter <https://www.vedshipping.com/shipping/sale-and-purchase/>, <https://app.box.com/s/ql8k39wzw15xtnwu4nycu7mw73ypql1v/file/295767165363>

<sup>83</sup> Siehe oben zu NT.

<sup>84</sup> Daten für Regression für Ölproduktanker aus [Hafen Hamburg | Schiffe \(hafen-hamburg.de\)](https://www.hafen-hamburg.de) (dort „Tank-schiffe“, letztmalig abgerufen Dezember 2019; dort aktuell aber nur noch GT („Bruttoreaumzahl“) aber keine DWT oder NT mehr angegeben).

<sup>85</sup> Siehe z. B. Al-Breiki und Bicer (2020), S. 1902; FlexLNG (2017), Folie 7; Steuer (2019) S. 32; Wenninger und Tolgos (2008) S. 6; OKEANIS - Eco Tankers (2019), S. 11; Hurskainen (2019) S. 47.

<sup>86</sup> Siehe z. B. Gkonis und Psaraftis (2013)

<sup>87</sup> Siehe Gkonis und Psaraftis (2013) S. 22 dort im Diskussionsteil.

<sup>88</sup> Zu Ölprodukt/Chemietankern vgl. z. B. auch [166,300 DWT - Hrvatska Brodogradnja Pages 1-22 - Flip PDF Download | FlipHTML5](#) sowie Gkonis und Psaraftis (2013) Table 5 and 6.

<sup>89</sup> Vgl. z. B. auch Wenninger und Tolgos (2008).

<sup>90</sup> „Time Charter Equivalent“.

<sup>91</sup> Siehe Sichao und Shibata (2018) Table 3; woraus im Übrigen alle Daten für den Wasserstofftransport per Schiff inklusive Verflüssigung und Regasifizierung übernommen wurden. Mitunter wird für zukünftige große Flüssigwasserstoffanker – die es heute noch nicht gibt – ein deutlich geringerer Preis angegeben, z. B. 216 Mio. USD in Al-Breiki und Bicer (2020) Table 5.

<sup>92</sup> Vgl. auch <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/shipping/041416-tankers-indian-term-lpg-importers-taking-total-14-vessels-on-time-charters> und <https://www.hellenicshippingnews.com/dorian-lpg-older-vl-gc-tonnage-to-exit-the-market-on-high-cost-of-retrofitting/> und Dorian LPG (2018a), Folie 28f.

<sup>93</sup> Der Wert basiert auf einem Ansatz auf Basis von Zahlen Anfang 2021, als die niedrigen 2020er Werte ausgegeben wurden. Mit einem gewissen Aufschlag wurde dann 500 €/t als eine plausible Zahl angesetzt, zumal die Werte auch je nach Hafen variieren. Gegenwärtig liegen die Zahlen nach der genannten Quelle eher um 1000 USD/t.

Indikator	Beschreibung	Verwendung	Quellen
Kosten Bunkerung (Teil der „voyage expenses“)	Kosten des täglichen Kraftstoffverbrauchs, errechnet aus Kraftstoffpreis und –verbrauch pro Tag	Ein wesentlicher Teil der Transportkosten, mit Entfernung in Tagen umgerechnet in € pro bestimmte Strecke	Kraftstoffverbrauch/Tag: LPG-Tanker siehe (Dorian LPG, 2018b), Folie 2; Chemietanker siehe (Grover, 2016) Folie 11; LNG-(und H <sub>2</sub> -)Tanker: (Wenninger & Tolgos, 2008) S. 6 <sup>94</sup> ; Ölproduktanker: siehe <a href="https://cdn.wartsila.com/docs/default-source/product-files/sd/merchant/tankers/data-sheet-ship-design-afamax-tanker-wsd-42-111k.pdf?sfvrsn=1145f045_10">https://cdn.wartsila.com/docs/default-source/product-files/sd/merchant/tankers/data-sheet-ship-design-afamax-tanker-wsd-42-111k.pdf?sfvrsn=1145f045_10</a> ; vgl. aber (MAN Diesel & Turbo, ohne Jahr) Fig. 13, woraus sich niedrigere Werte ergeben.
Hafengebühren (Teil der „voyage expenses“)	Bezahlung an Hafentreiber für dortigen Aufenthalt	Teil der entfernungsunabhängigen Kosten	Eigene Schätzungen zu Hafengebühren basierend auf Gebührenliste des Hafens Rotterdam (siehe <a href="#">Tarife für Hafengebühren   Port of Rotterdam</a> ) (letztmalig abgerufen Dezember 2019)
Kosten Verweildauer im Hafen	vor allem Kostenberechnung aus Verweildauer im Hafen und Chartergebühr	Geht unmittelbar in Kostenabschätzung ein, entfernungsunabhängige Kosten	Eigene Berechnung auf Basis anderer hier angegebener Daten
Ggf. Suez- und Panamakanalgebühren (Teil der „voyage expenses“)	Zu zahlende Gebühren für eine Kanalnutzung im Falle einer Kanalnutzung	Geht unmittelbar in Kostenabschätzung ein, entfernungsunabhängige Kosten	Berechnung basierend auf <a href="https://www.suezcanal.gov.eg/English/Tolls/Pages/TollsTable.aspx">https://www.suezcanal.gov.eg/English/Tolls/Pages/TollsTable.aspx</a> bzw. <a href="https://tolls.panama-canal.com/pdf/examples/Tanker-202007.pdf">https://tolls.panama-canal.com/pdf/examples/Tanker-202007.pdf</a> , <a href="https://tolls.panama-canal.com/pdf/examples/Chemical-202007.pdf">https://tolls.panama-canal.com/pdf/examples/Chemical-202007.pdf</a> , <a href="https://tolls.panama-canal.com/pdf/examples/LPG-202007.pdf">https://tolls.panama-canal.com/pdf/examples/LPG-202007.pdf</a> , <a href="https://tolls.panama-canal.com/pdf/examples/LNG-202007.pdf">https://tolls.panama-canal.com/pdf/examples/LNG-202007.pdf</a> (letztmalig abgerufen am 16.09.2021.)
Ggf. Kosten Verflüssigung... bzw. Bindung in LOHC und Regasifizierung bzw. Herauslösung (Teil der „voyage expenses“)	Für unter Normalbedingungen gasförmige Energieträger Aufwendungen für Verflüssigung und Regasifizierung bzw. Lösung in Trägerflüssigkeit etc.	Geht unmittelbar in Kostenabschätzung ein, entfernungsunabhängige Kosten	Flüssiges H <sub>2</sub> : Berechnet aus Daten in (Sichao & Shibata, 2018) Table 3. H <sub>2</sub> -LOHC: Spezifische Prozesskosten unmittelbar übernommen aus siehe Fußnote <sup>95</sup> . LNG: Übernommen aus (Frontier Economics, 2018) Table 9. S. 74.
Verweildauer in Hafen	Eingabe in Tagen	Wird für die Berechnung der Kosten für Verweildauer im Hafen herangezogen	Letztlich aufgrund von begründeten Vermutungen zu entscheiden; angesetzt 3 Tage pro Rundfahrt, für LNG/Wasserstoff 2 Tage da dort Revision der Maschinen in voller Fahrt auf See für viele Typen möglich
Rückfahrt mit Handelsware oder ohne Handelsware	Einzugebender Parameter, ob die Rückfahrt mit oder ohne Handelsware erfolgt	Falls mit Handelsware, dann werden nur die Kosten einer Wegstrecke berücksichtigt, falls ohne gehen auch Rückfahrtkosten in die Kostenabschätzung ein	Letztlich aufgrund von begründeten Vermutungen zu entscheiden. Standardmäßig Rückfahrt ohne Handelsware angesetzt.

Die jeweilig angesetzte Tankergröße wird für LPG-, LNG- und H<sub>2</sub>-flüssig Tanker in m<sup>3</sup> angesetzt, für die anderen Tanker wird dazu die Deadweight Tonnage (DWT; in Tonnen) verwendet. Sie misst die maximal zulässige Zuladung zu einem leeren Schiff. Neben dem Gewicht der Ladung sind dabei auch alle anderen Zuladungen zu berücksichtigen, also insbesondere z. B. die Kraftstoffbunkerung, das mitgeführte Wasser, das Gewicht der Crew. Die DWT wird auch herangezogen, um andere Schiffsgrößenmaße vor allem auf Grundlage von Daten für einzelne Schiffe abzuleiten. Zu nennen sind dabei die Net Tonnage (NT, ein dimensionsloses Maß für den Laderaum eines Schiffes), die Gross Tonnage (GT, ein dimensionsloses Maß für das Außenvolumen eines Schiffes) und das Volumen des Laderaums<sup>96</sup>. Diese Maße werden benötigt, um Hafen- und Kanalgebühren abzuschätzen. Auf Basis von Daten für nach Art und Größe passenden Schiffen werden DWT bzw. Kubikmeter in NT und GT umgerechnet. Die DWT wird darüber hinaus eigenständig für die Schätzung des verwendeten Frachtgewichts eingesetzt. Hierfür wird der Anteil der DWT, der für Fracht zur Verfügung steht, auf 0,9 festgelegt. Mithilfe der spezifischen Energiedichte pro MWh kann dann die pro Reise transportierte Energiemenge bestimmt werden. Die einschlägigen Zahlen finden sich in Tab. 4-11.

Die Geschwindigkeit des Schiffes wird aus verschiedenen Schiffsdaten übernommen. Sie unterscheiden sich dabei je nach Art des Schiffes. Näheres siehe Tab. 4-11.

Eine zentrale Größe sind die Charterkosten. Verwendet werden Kosten für eine Zeitcharter in EUR/Tag. Dabei vermietet ein Schiffeigentümer ein Schiff für eine bestimmte Zeit an einen Händler. Die pro Zeiteinheit zu zahlende Charter deckt die Kapitalkosten sowie Operating-Kosten ab. Letztere beinhaltet vor allem den Betrieb, die Wartung und Reparaturen des Schiffes sowie die Heuer für die Crew. Die restlichen Kosten („voyage expenses“) trägt der Mieter. Dabei handelt es sich vor allem um den Kraftstoffverbrauch, Hafen- und Kanalgebühren. Die Charterkosten werden aus der Literatur entnommen. Dabei wurden – sofern vorhanden – kostendeckende Charterkosten herangezogen. Andernfalls wurden Charterpreise angesetzt. Da diese kurzfristig fluktuieren können, wurde versucht, nach der Literatur auskömmliche Preise abzuschätzen. Die Charterpreise/kosten wurden nicht nach Seegebiet variiert. Die Charterkosten wurden i. A. auch nicht in Kapital-/Finanzierungskosten und operative Kosten aufgeteilt. Die Charterkosten sind dabei sowohl auf die Transportzeit als auch die Verweildauer in Häfen anzusetzen. Die Verweildauer im Hafen kann nach empirischen Befunden bei gleicher Ladung und gleicher Schiffsgröße zwischen verschiedenen Häfen stark differieren. Diese Unterschiede wurden nicht beachtet. Vielmehr wurden generell 3 Tage angesetzt, für Methan-(und H<sub>2</sub>)-Tanker 2 Tage, da sie häufig so ausgelegt sind, dass Revisionen der Motoren bei voller Fahrt auf See erfolgen können.

<sup>94</sup> Hier wurde 1 MW Leistung für die onboard-Wiederverflüssigungsanlage von Boil-off-Gas aufgeschlagen.

<sup>95</sup> Für DBT. Spezifische Kosten unmittelbar übernommen aus: [https://www.vtt.fi/sites/lohcnness/Documents/LOHCNESS\\_WP1\\_Hurskainen\\_H2seminar\\_7.11.2018\\_public.pdf](https://www.vtt.fi/sites/lohcnness/Documents/LOHCNESS_WP1_Hurskainen_H2seminar_7.11.2018_public.pdf), Folie 15 und ergänzend Folie 12, ergänzend [https://www.vtt.fi/sites/maranda/Documents/Aakko-Saksa\\_public.pdf](https://www.vtt.fi/sites/maranda/Documents/Aakko-Saksa_public.pdf). Beide Foliensätze sind nicht mehr verfügbar (abgerufen 2019).

<sup>96</sup> Für unter Normalbedingungen gasförmige Stoffe, die für den Transport verflüssigt werden – Wasserstoff, Erdgas (Methan), DME, CO<sub>2</sub> – ist der Ausgangspunkt das Ladevolumen, das für LPG-Tanker auf 80.000 m<sup>3</sup>, für LNG(bzw Methan-)-Tanker auf 150.000 m<sup>3</sup> und für Flüssigwasserstofftanker auf 160.00 m<sup>3</sup> angesetzt wird.

In den „voyage expenses“ wurden folgende Kosten berücksichtigt:

- Die Kraftstoffkosten pro Tag. Dabei wurde teils auf Quellen zurückzugreifen, die – für die angegebene Reisegeschwindigkeit – die Kraftstoffkosten unmittelbar angeben. Überwiegend wurden aber Verbräuche ermittelt und über Kraftstoffpreise entsprechende Kraftstoffkosten pro Tag angesetzt. Für die Kraftstoffpreise wurden dabei 500 USD/(t VLSFO)<sup>97</sup> angesetzt.
- Hafengebühren. Die Gebührenordnungen für Hafengebühren sind typischerweise umfangreich und komplex. Vereinfachend wurden deshalb Schätzungen der Hafengebühr für Rotterdam<sup>98</sup>, die relativ klar und einfach ist, für alle übernommen. Die entsprechende Schätzung dürfte nach den Vergleichsdaten eher gering sein. Zudem fehlen einige Teile der Ausgaben; für z. B. die Ladung von Trinkwasser und die Verpflegung der Crew. Da die Hafengebühren keine entscheidende Rolle für die Kosten spielen, wurde auf eine detailliertere Betrachtung verzichtet. Die errechneten Werte finden sich in Tab. 4-11.
- Kanalgebühren. Falls eine Route durch den Panama- oder Suezkanal führt, werden die anfallenden Kanalgebühren berücksichtigt. Die Reiseroute wurde nicht ökonomisch optimiert. D. h., es wurde nicht geprüft, ob zwischen zwei Häfen z. B. der Transport mit einem größeren Tanker um das Kap der Guten Hoffnung herum billiger ist als der Transport durch den Suezkanal mit einem kleinere Schiff, das für die Kanalpassage eine Gebühr zu zahlen hat. Es wurde vielmehr stets die in searates.com angegebene Route verwendet. Die Größe der Schiffe wurde so gewählt, dass sie die beiden Kanäle passieren können. Die Kanalgebühren sind für beide Kanäle auf Grundlage jeweils eigenständiger bestimmter Schiffsgröße/typen berechnet. Dabei wurden die Zahlen für beladene Schiffe auch für eine evtl. unbeladene Rückfahrt angesetzt, da die Unterschiede zwischen Gebühren für beladene und unbeladene Schiffe auch angesichts der ohnehin erforderlichen Abschätzungen (und des hohen Aufwands einer Berücksichtigung) als für die gesamten Transportkosten quantitativ i. Allg. als nicht bedeutend angesehen wurden. Für den Suezkanal ist die Suezkanal-Net tonnage (SCNT) jeden Schiffes zu bestimmen. Da wenige Schiffsdaten zu SCNT vorliegen, wurde für die Berechnung der Suezkanalgebühren näherungsweise die internationale Gross Tonnage (GT) herangezogen<sup>99</sup>. Mit diesen Werten wurde dann aus den einschlägigen Tabellen der Kanalbehörde die fällige Gebühr differenziert nach Schiffstyp/Ladung berechnet<sup>100</sup>.  
Für die Panamakanalgebühren wurden letztlich Beispielrechnungen herangezogen, wobei mittels des Verhältnisses der dortigen Schiffsgrößen zu hier

<sup>97</sup> Für synthetische Schiffskraftstoffe wären deutliche höhere Kosten anzusetzen. Da diese aber für alle gleich wären, verändert dies nicht das Ranking zwischen Angeboten im Schiffstransport. Allerdings könnte in einigen Fällen der Einsatz einer Pipeline günstiger sein.

<sup>98</sup> Siehe [Tarife für Hafengebühren | Port of Rotterdam](#) Dort dann Berechnung entsprechend der Vorgaben (letztmalig abgerufen Dezember 2019).

<sup>99</sup> Das dürfte laut <https://lethagencies.com/egypt/calculator-suez> für Rohöl-, Ölprodukte- und Chemietanker eine gute Näherung sein. Dort finden sich auch Näherungswerte der SCNT für LNG-Tanker, wobei der Wert für LNG-Tanker vom Moss-Typ verwendet wurde.

<sup>100</sup> Siehe <https://www.suezcanal.gov.eg/English/Navigation/Tolls/Pages/TollsTable.aspx> (letztmalig abgerufen 16.09.2021). Dort ist der jeweilige Tankertyp zu wählen, für den man dann eine Tariftabelle erhält.

verwendeten Schiffsgrößen die Gebühren auf die hier angesetzte Größe umgerechnet wurden. Das ist wenig problematisch, da die beiden Schiffsgrößen für jeden Tankertyp sich nicht erheblich unterscheiden. Die resultierenden anzusetzenden Kanalgebühren sind in Tab. 4-11 ersichtlich.

- **Kosten für Verflüssigung.** Im Normalzustand gasförmige Energieträger müssen für den Seetransport (Wasserstoff, Erdgas (Methan), DME, Ammoniak, CO<sub>2</sub>) verflüssigt und bei Ankunft wieder regasifiziert werden<sup>101</sup>. Für Wasserstoff ist alternativ eine Lösung in eine Trägerflüssigkeit und im Zielhafen eine Herauslösung des Wasserstoffs erforderlich. Die entsprechenden Kosten werden berücksichtigt. Für die weiteren Daten wurde für LNG auf große Tanker Bezug genommen. Transportdaten für Wasserstoff orientieren sich in einigen Parametern an LNG-Tankern, nicht jedoch in Bezug auf die Verflüssigungskosten. Für DME (und CO<sub>2</sub>) wurden große LPG-Tanker angesetzt<sup>102</sup>.

Zusätzlich ist noch anzugeben, ob auf der Rückfahrt<sup>103</sup> ein Wirtschaftsgut transportiert wird oder nicht. Wird eines transportiert, dann wird angenommen, dass die Rückfahrt kostendeckend ist und entsprechende Kosten nicht dem Hintransport zuzurechnen sind. Im Falle einer Rückfahrt ohne Wirtschaftsgut wird auch die Rückfahrt in die Transportkosten eingerechnet. Dies ist der Standardfall.

---

<sup>101</sup> LNG kann auch im flüssigen Zustand bis zum Endverbraucher geliefert werden. Diese Möglichkeit wird hier nicht berücksichtigt.

<sup>102</sup> Das ist für CO<sub>2</sub> nicht unproblematisch: Große LPG-Tanker arbeiten typischerweise allein mit Kühlung. CO<sub>2</sub> geht unter Umgebungsdruck bei einer Kühlung allerdings unmittelbar vom gasförmigen in den festen Zustand über. Deshalb ist für CO<sub>2</sub> eigentlich ein gewisser Überdruck erforderlich.

<sup>103</sup> Statt einer unmittelbaren Rückfahrt können auch andere, dritte Häfen abseits der Rückfahrtroute angelaufen werden. Hierfür gilt dann das zur Rückfahrt im Folgenden Gesagte analog.

**Tab. 4-11 Übersicht über Indikatoren, Parameter und Zwischenergebnisse zur Berechnung der Transportkosten im Seeverkehr**

	Blue Crude, Benzin, Diesel, Kerosin, Biodiesel	Ethanol, OME	Methanol, OME	DME (CO <sub>2</sub> orientiert sich an DME)	Methan	H <sub>2</sub> -flüssig	H <sub>2</sub> -LOHC	NH <sub>3</sub>
Dichte (kg/m <sup>3</sup> ) im flüssigen Zustand					420	71		
Tankergröße in DWT (in t)	100.000	45.000	45.000	52.000	82.500	88.000	100.000	52.000
Tankergröße in Ladevolumen (in m <sup>3</sup> )	121.951	47.241	47.241	80.000	150.000	160.000	121.951	80.000
Anteil Ladung an DWT bzw. Volumen	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Energiegehalt (in MWh/t)	11,5	7,4	5,5	7,9	13,9	33,3	2,1	6,3
Ladung in MWh	1.035.000	301.500	224.370	369.252	787.563	340.459	184.500	292.500
Geschwindigkeit (in km/h)	25,9	27,8	27,8	29,6	35,2	35,2	25,9	29,6
Tägliche Charter- kosten (in €/Tag)	27.027	16.081	16.081	18.680	77.265	105.811	27.027	18.680
Kraftstoffpreis (in USD/t)	500	500	500	500	500	500	500	500
Kraftstoffkosten (in €/Tag)	17.017	15.316	15.316	19.543	59.498	59.498	17.017	19.543
Hafengebühr (in €)	54.021	26.623	26.623	37.260	71.419	71.419	54.021	37.260
ggf. Gebühr Suezkanal (in €)	227.425	187.188	187.188	180.500	418.219	418.219	227.425	180.500
ggf. Gebühr Pana- makanal (in €)	199.586	79.327	79.327	100.734	347.568	347.568	199.586	100.734
Tage im Hafen (Tage)	3	3	3	3	2	2	3	3
Kosten Verweil- dauer im Hafen (in €)	135.102	74.866	74.866	93.300	225.949	283.040	135.102	93.300
Kosten Proces- sing (in €/MWh)	0	0	0	0,65	8,4	43,5	39,7	0,65
Rückfahrt mit ("1")/ohne ("2") Handelsgut	2	2	2	2	2	2	2	2

**Ausgewählte Ergebnisse**

Mit diesen Werten lassen sich die jeweiligen Transportkosten bestimmen. Die eigentlichen Ergebnisse sind große Matrizen mit spezifischen Transportkosten (in €/MWh), die Werte für jedes Hafepaar enthalten<sup>104</sup>. Da sie sehr umfangreich und schwierig übersichtlich aufbereitet werden können, werden die Ergebnisse entfernungsabhängig dargestellt, wobei mögliche Kanalgebühren nicht beinhaltet sind. Die mögliche Bedeutung von Kanalgebühren wird aber eigens eingeordnet.

Im Folgenden werden zuerst die Ergebnisse für alle betrachteten Energieträger dargestellt. Da dem Wasserstoff eine besondere Bedeutung zukommt und dessen Transportkosten aktuell stark diskutiert werden, werden anschließend die einschlägigen Ergebnisse für Wasserstoff näher betrachtet und eingeordnet.

Vorab seien zur Erleichterung der Orientierung einige Entfernungen im Seeverkehr angegeben (siehe Tab. 4-12). Verglichen werden dabei zum einen Entfernungen von MENA-Ländern und anderen potentiellen Lieferländern nach Hamburg, die etwa zwischen 3.390 km und 12.780 km (Marokko bzw. Kuwait) liegen. Dabei sind Häfen am indischen Ozean und im Persischen Golf ähnlich weit entfernt von Hamburg wie Südafrika, was auch darauf verweist, dass alle westafrikanischen Häfen näher liegen dürften. Auch US-amerikanische Häfen am Golf von Mexiko liegen deutlich näher, für südamerikanische Atlantikhäfen könnte eine ähnliche Entfernung relevant sein. Die Umfahrung der arabischen Halbinsel sowie von Spanien schlägt hier deutlich zu Buche. Zum anderen wird dort die Entfernung nach Hamburg mit der nach Tokio verglichen. Demnach sind Häfen am Indischen Ozean und am Persischen Golf per Schiff ähnlich weit von Tokio und Hamburg entfernt, was nahelegt, dass andere asiatische Destinationshäfen, z. B. in China, näher an dieser Region liegen als Hamburg. Daneben ist auffällig, dass Valparaiso in Chile im Seeverkehr näher an Hamburg (via Panamakanal) als an Tokio liegt. Australische Häfen hingegen dürften allgemein deutlich weniger weit von Tokio als von Hamburg entfernt sein (hier als Beispiel Perth).

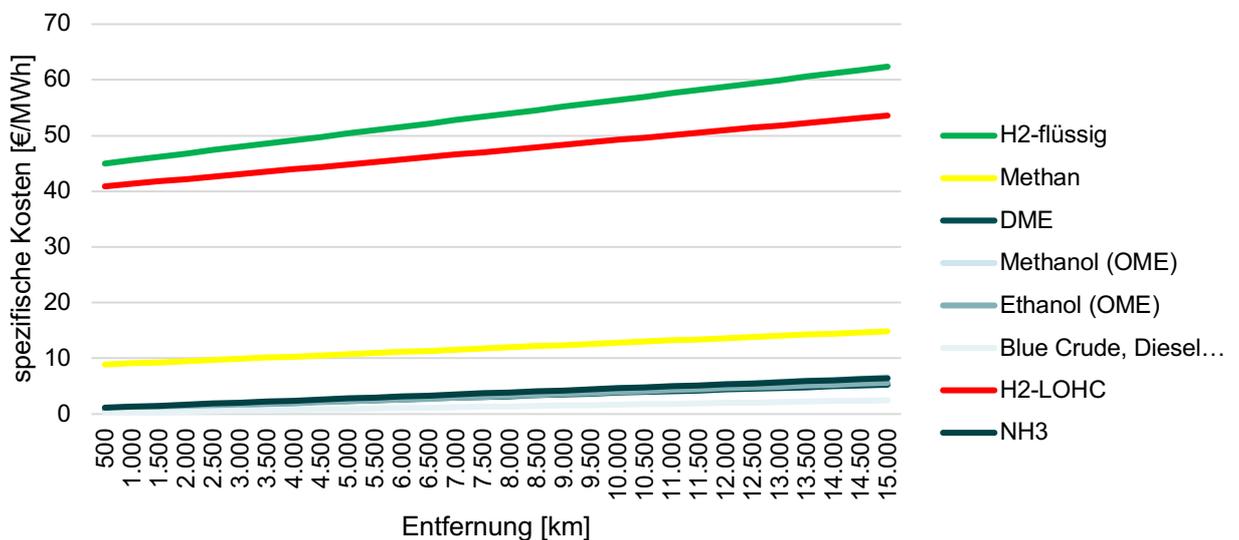
**Tab. 4-12 Ausgewählte Entfernungen im Seeverkehr für Hamburg und Tokio (in km)**

	in km	Hamburg	Tokio
Marokko	Agadir	3.390	19.060
Syrien	Tartus	6.760	15.200
Saudi-Arabien	Jeddah	7.870	13.380
Kuwait	Kuwait	12.780	12.580
Oman	Muscat	11.410	11.210
Südafrika	Kapstadt	11.890	15.430
USA	New Orleans	9.240	16.790
Argentinien	Buenos Aires	12.250	19.860
Chile	Valparaiso	14.320	17.270
Australien	Perth	18.260	8.370

<sup>104</sup> Es handelt sich für jeden unterschiedenen Brennstoff um eine Matrix, die für alle Paare von Häfen aus Kapitel 8.4 die spezifischen Transportkosten in €/MWh angibt.

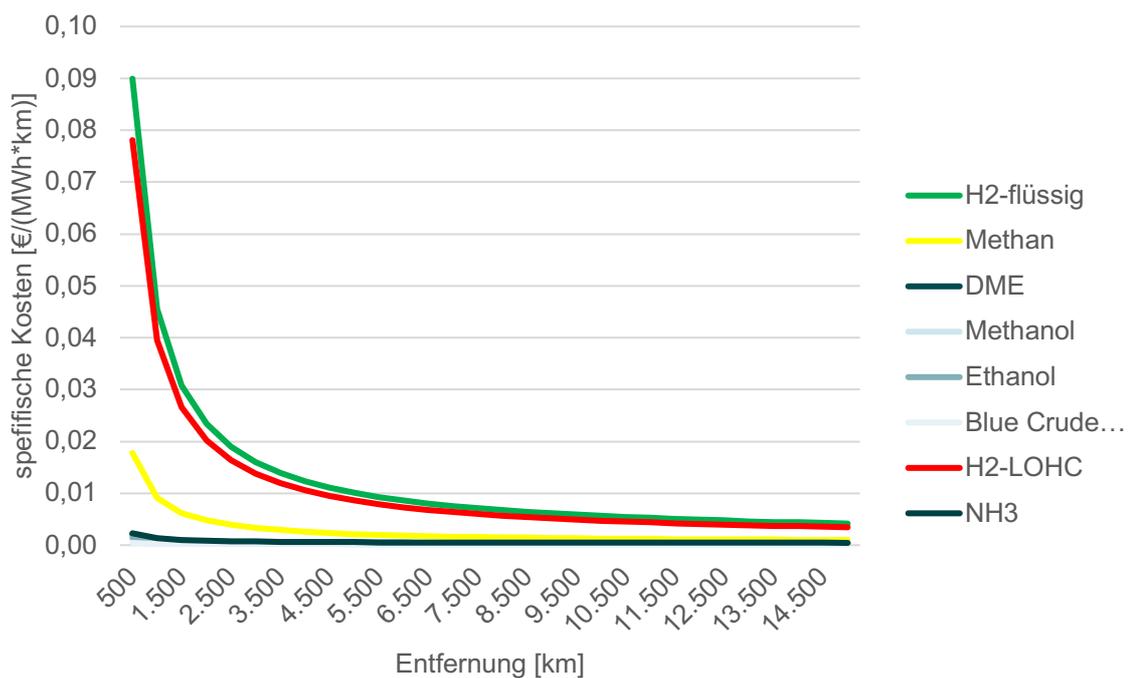
Die errechneten spezifischen Transportkosten (in €/MWh) sind in Abb. 4-5 ersichtlich. Auffällig ist, dass die spezifischen Kosten für einen Transport von Wasserstoff sehr viel höher liegen als für andere Brennstoffe, wobei allerdings der Methan-Transport ebenfalls noch erheblich höhere Kosten aufweist als die weiteren betrachteten Brennstoffe. Aus den hohen Werten für sehr geringe Entfernung wird hierzu deutlich, dass ein Großteil dieser Unterschiede entfernungsunabhängig anfällt und tatsächlich aus den hohen Prozesskosten für Wasserstoff (Route über Flüssigwasserstoff und LOHC) und Methan (Flüssigmethan) stammt. Das legt aus Sicht der Transportkosten nahe, dass es bei einer Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen z. B. in Deutschland günstiger ist, den synthetischen Kraftstoff im Land der Wasserstoffherzeugung zu produzieren und den Kraftstoff zu transportieren als den Wasserstoff zu produzieren und zu transportieren, um dann in Deutschland den Kraftstoff zu synthetisieren. Ob dadurch die gesamten Bereitstellungskosten für synthetische Kraftstoff in Deutschland reduziert werden, hängt aber auch von den relativen Kosten der Kraftstoffherzeugung aus Wasserstoff im Ursprungsland und in Deutschland ab. Zudem ist in Abb. 4-5 auch zu erkennen, dass die Transportkosten für einen Wasserstofftransport mit zunehmender Entfernung stärker steigen als bei anderen Brennstoffen, so dass – nach absoluten Kostendifferenzen betrachtet - die Entfernung für Wasserstofftransport bedeutsamer ist als für anderen Brennstoffe.

Ergänzend werden in Abb. 4-6 noch die spezifischen Kosten in €/(MWh\*km) angegeben, da sie ein häufig genutzter Indikator sind. Aufgrund der Fixkosten zeigt sich, dass dieser Indikator besonders für den Wasserstofftransport sehr stark entfernungsabhängig und mithin für kürzere Entfernungen kaum geeignet ist.



**Abb. 4-5 Spezifische Transportkosten im Seeverkehr in €/MWh für alle betrachteten Energieträger in Abhängigkeit von der Entfernung**

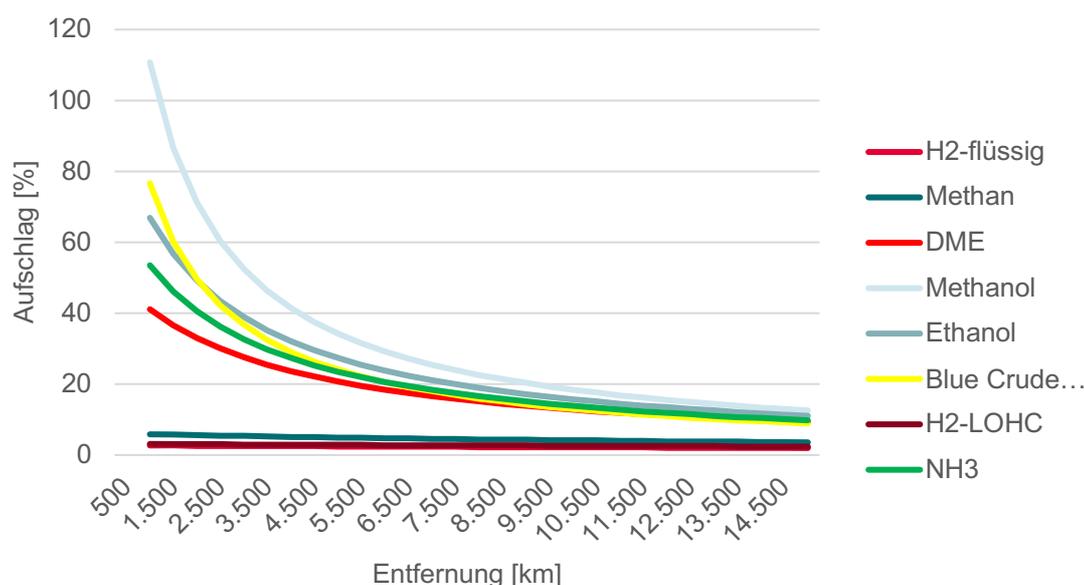
Quelle: Eigene Darstellung IZES



**Abb. 4-6 Spezifische Transportkosten im Seeverkehr in €/km\*MWh für alle betrachteten Energieträger in Abhängigkeit von der Entfernung**

Quelle: Eigene Darstellung IZES

Die bisherigen Darstellungen berücksichtigen Kanalgebühren nicht. Deshalb wird deren Bedeutung am Beispiel der Suezkanalgebühren diskutiert. In Abb. 4-7 wird der prozentuale Aufschlag auf die spezifischen Seetransportkosten (in €/MWh) in Abhängigkeit von der Entfernung für alle betrachteten Brennstoffe dargestellt. Ersichtlich ist, dass in Relation zu den spezifischen Transportkosten die Kanalgebühren vor allem für kürzere Entfernung und unter Normalbedingungen flüssigen Brennstoffen sehr hoch sein können. Der prozentuale Aufschlag ist für Wasserstoff und Methan sehr gering, was an deren hohen sonstigen spezifischen Transportkosten liegt. Absolut betrachtet sind hingegen die Kanalgebühren für Flüssigwasserstoff und –methan am höchsten.



**Abb. 4-7 Prozentualer Aufschlag auf spezifische Seetransportkosten (in €/MWh) durch Suezkanalgebühren in Abhängigkeit von der Entfernung**

Quelle: Eigene Darstellung IZES

Im Weiteren sei nun näher auf die Seetransportkosten für Wasserstoff eingegangen. Dabei wurde sowohl für den Transport von Flüssigwasserstoff als auch für den per LOHC ein mittlerer Wert angenommen. Für einen Vergleich dieser beiden Transportmöglichkeiten sollte aber die Unsicherheit abgebildet werden. Durch eine Betrachtung von hohen und niedrigen Transportkosten wird dem Rechnung getragen.

Für LOHC werden dabei die hohen und niedrigen Prozesskosten laut Quelle<sup>105</sup> angesetzt (im Referenzfall wurde mit dem Durchschnitt gerechnet) und in Bezug auf die Kraftstoffkosten hohe Kraftstoffpreise (2.000 \$/t)<sup>106</sup> und niedrige (250 \$/t) angesetzt. Die resultierenden streckenabhängigen spezifischen Transportkosten sind in €/MWh in Abb. 4-8 zu finden. Für den Flüssigwasserstofftransport wurden im hohen und niedrigen Fall die gleichen Kraftstoffkosten wie für den LOHC-Transport angesetzt. Für die Prozesskosten des H<sub>2</sub>-Transports wurden 36 €/MWh und 60 €/MWh angesetzt.

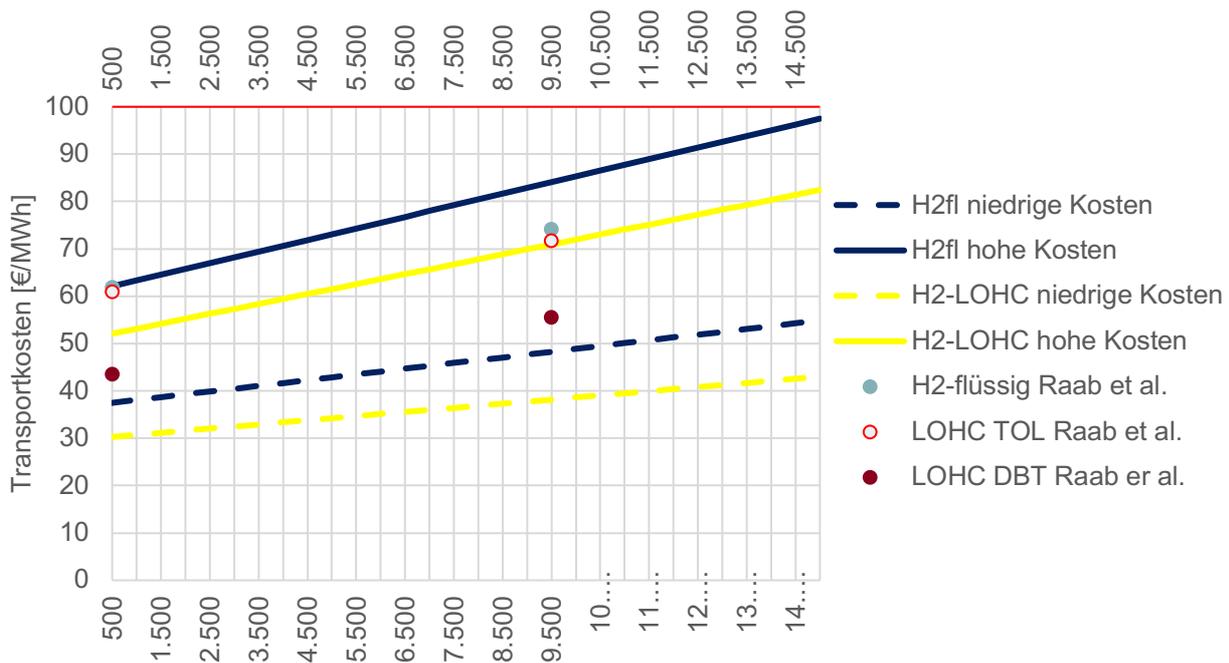
Als Ergebnis zeigt Abb. 4-8, dass ein großer Überlappungsbereich zwischen den beiden Wasserstofftransportarten entsteht. Demnach kann gegenwärtig nicht entschieden werden, welche der beiden Varianten günstiger ist<sup>107</sup>. Aktuell wurden LOHC- und

<sup>105</sup> Spezifische Kosten unmittelbar übernommen aus: [https://www.vtt.fi/sites/lohcnness/Documents/LOHCNESS\\_WP1\\_Hurskainen\\_H2seminar\\_7.11.2018\\_public.pdf](https://www.vtt.fi/sites/lohcnness/Documents/LOHCNESS_WP1_Hurskainen_H2seminar_7.11.2018_public.pdf), Folie 15. Der Foliensatz ist nicht mehr verfügbar. Die niedrigen Prozesskosten betragen 27,3 €/MWh und die hohen 48,5 €/MWh.

<sup>106</sup> 2.000 €/t wurde verwendet, um mögliche langfristige zukünftige Preisentwicklungen abzubilden und verbunden mit einem Übergang auf grüne Kraftstoffe. Das ist eine Option für eine Dekarbonisierung des Schiffsverkehrs. Sofern sich andere Optionen durchsetzen, dürften sie nicht wesentlich teurer sein, da sie ansonsten nicht eingesetzt würden.

<sup>107</sup> Auch Raab et al. (2021), S. 10, kommen zu der Schlussfolgerung: „... there is no pathway with an absolute outstanding economic performance...“, „...tendency that the DBT pathway is more economic ...“

Flüssigwasserstofftransport von (Raab et al., 2021) techno-ökonomisch untersucht. Deren Ergebnisse sind in Abb. 4-8 eingetragen. Es zeigt sich, dass die Kosten für einen LOHC-Transport per DBT – dessen Verwendung auch in den hier vorgelegten Rechnungen angenommen wurde – zentral in der Bandbreite liegen, der Transport per LOHC mittels TOL, der hier nicht betrachtet wurde – wird von (Raab et al., 2021) als deutlich teurer eingeschätzt<sup>108</sup>. Auch die Kosten für den Transport für flüssigen Wasserstoff nach (Raab et al., 2021) liegen in der hier errechneten Bandbreite, wengleich eher im hohen Bereich. Eine Einordnung der Ergebnisse für Flüssigwasserstoff erfolgt unten.



**Abb. 4-8 Bandbreiten der Seetransportkosten von H<sub>2</sub> für Flüssigwasserstoff und LOHC**

Quelle: IZES eigene Darstellung; errechnet aus Werten in (Raab et al., 2021)

Da die Fixkosten für die Wasserstoffverflüssigung nach den bisherigen Ergebnissen von großer Bedeutung sind, werden sie näher betrachtet<sup>109</sup>. Am bedeutsamsten sind dabei die Verflüssigungskosten. Für diese wird deshalb in Tab. 4-13 eine Variation der beiden wichtigen Parameter Stromkosten und Diskontrate geboten. Im Referenzfall wird eine Kalkulationszinssatz von 5 % angesetzt und Stromkosten von 50 €/MWh angenommen. Es resultieren Verflüssigungskosten von 23,56 €/MWh. Bei einer Erhöhung der Strombezugskosten auf 100 €/MWh steigen sie deutlich um knapp 10 €/MWh auf ca. 33,17 €/MWh, bei sehr niedrigen Strombezugskosten von 25€/MWh sinken die Kosten hingegen um knapp 5 €/MWh. Da Strombezugskosten

<sup>108</sup> Zu den Kosten des LOHC-Seetransports ist anzumerken, dass IEA (2019), S. 78, für sie einen eher niedrigen Wert an: Für 1.500 km Transportweg setzt sie – umgerechnet – ca. 27,3 €/MWh an. Zum Vergleich: Der hier errechnete Wert im Fall mit niedrigen Kosten liegt bei 30,8 €/MWh. Der IEA-Wert liegt damit unter den reinen Prozesskosten der Bindung und Lösung von H<sub>2</sub> im LOHC nach Abb. 4-8. Diese werden laut der dortigen Abbildung von der IEA mit niedrigen ca. 10,9 €/MWh angesetzt.

<sup>109</sup> Für LNG (Methan) und H<sub>2</sub>-LOHC konnten keine entsprechenden Sensitivitäten berechnet werden, da für sie die Prozesskosten in ihrer Gesamtheit aus Quellen übernommen wurden und aus den dortigen Angaben keine eigenständige Berechnung möglich ist.

in Höhe von 100 €/MWh durchaus plausibel sein können, stellt sich auch für die Verflüssigung die Frage, durch welche Maßnahmen ein möglichst günstiger Strombezug erreicht und inwieweit der Stromverbrauch durch einen technischen Fortschritt reduziert werden kann. Auch die Diskontrate hat einen wesentlichen Einfluss, zumal wenn man die mögliche Bandbreite nach Kapitel 4.3.5 berücksichtigt. Durch eine höhere Diskontrate von 15 % steigen die Verflüssigungskosten ganz erheblich um rund 16 €/MWh auf 40,02 €/MWh. Demnach sind auch für Verflüssigungsanlagen Maßnahmen zur Senkung des Investitionsrisikos und der Investitionskosten relevant. Ergänzend wird in Tab. 4-13 noch die Kombination aus Stromkosten- und Diskontratenveränderung dargestellt. Sie ist insbesondere deshalb relevant, weil höhere Diskontraten tendenziell auch zu höheren Stromkosten führen, da Wind- und PV-Anlagen sehr kapitalintensiv sind. Die Werte in der Tabelle zeigen, dass sich bei ungünstig hohen Stromkosten und Diskontraten durchaus eine Verdopplung der spezifischen Verflüssigungskosten im Referenzfall ergeben kann, was die Bedeutung vor allem von zinsenkenden Maßnahmen unterstreicht.

**Tab. 4-13 Bedeutung von Stromkosten und der Diskontrate für spezifische Kosten der H<sub>2</sub>-Verflüssigung**

<b>Stromkosten</b> (€/MWh)	25	<b>50</b>	75	100
Verflüssigungskosten (€/MWh)	18,75	<b>23,56</b>	28,36	33,17
<b>Diskontrate</b>	3 %	<b>5 %</b>	10 %	15 %
Verflüssigungskosten (€/MWh)	20,9	<b>23,56</b>	31,27	40,02
<b>Kombination Stromkosten und Diskontrate</b>				
Verflüssigungskosten (€/MWh)	16,09	<b>23,56</b>	36,07	49,63

Anmerkung: Referenzfall **fett** gedruckt.

Quelle: IZES eigene Darstellung

**Tab. 4-14 Ausgewählte Literaturwerte zu den spezifischen Transportkosten von Flüssigwasserstoff**

Studie	Transportentfernung bzw. -weg	Entfernungsunabhängige Kosten (eigener Referenzfall)	Gesamt Transportkosten (eigener Referenzfall)
(Navigant, 2019), Wuppertal Institut und DIW Econ (2020, S. 48)	Australien-Deutschland		100 €/MWh (68-73 €/MWh)
Wuppertal Institut und DIW Econ (2020, S. 36)	Marokko-Deutschland		42 €/MWh (48 €/MWh)
Wuppertal Institut und DIW Econ (2020, S. 36)	1.000 km		30-84 €/MWh (38-63 €/MWh)
Schindler (2019, S. 32)	Marokko-Deutschland	Verflüssigung: 12-45 €/MWh (24 €/MWh)	Etwa 51 €/MWh (48 €/MWh)
Errechnet aus IEA (2019, S. 78)	1.500 km	Verflüssigung: 27 €/MWh (24 €/MWh)	55 €/MWh (46 €/MWh)

\*: Bei etwa 26 €/MWh für Verflüssigung

Quelle: IZES eigene Darstellung

Tab. 4-14 zeigt nun Ergebnisse aus den Rechnungen im Vergleich mit Ergebnissen aus der Literatur. Dabei werden vor allem Wuppertal Institut und DIW Econ (2020)

und Schindler (2019) herangezogen, die selbst Übersichtsstudien sind<sup>110</sup>. Für den Transport Australien nach Deutschland werden in der Literatur 100 €/MWh genannt, was deutlich mehr ist als die hier im Referenzfall bestimmten 68 bis 73 €/MWh<sup>111</sup>, allerdings liegen die 100 €/MWh deutlich unterhalb der hohen Variante nach Abb. 4-8. Für die kürzeren Entfernungen „Marokko-Deutschland“ bzw. „1.000 km“ resultiert eine recht gute Übereinstimmung der Werte. Allein auf die hohe Bandbreite für die Verflüssigung nach (Schindler, 2019) sei noch gesondert verwiesen. Die Randwerte dieser Bandbreite entstehen überwiegend aus der Bandbreite der angenommenen Stromkosten (ca. 25-72 €/MWh), auf die die Verflüssigungskosten, wie eben gezeigt, stark variieren. Auch ein Vergleich mit den Kosten in IEA (2019) zeigt sowohl für die Verflüssigung als auch für die gesamten Transportkosten (inklusive Verflüssigung) ähnliche Werte. Insoweit liegen die berechneten Werte für den Transport von Flüssigwasserstoff gut im Rahmen der in der Literatur zu findenden Angaben.

## Pipelines und Schienenverkehr

### Vorgehen und Parametrisierung

Neben einem Seetransport ist auch der Landtransport zu berücksichtigen. Für den Landtransport kommen Pipelines, der Schienenverkehr und der Straßenverkehr in Betracht, wobei Pipelines auch Seegebiete queren können. Da auch hier ein Transport über längere Strecken im Mittelpunkt steht, wurde auf eine explizite Betrachtung des Straßenverkehrs verzichtet. Per Straße fallen die Transportkosten grundsätzlich höher aus als per Schienenverkehr. Deshalb können die Transportkosten im Schienenverkehr als untere Schranke für einen Transport per Straßengüterverkehr dienen. Das ist im Modellkontext auch insofern unproblematisch, als schon die Transportkosten im Schienenverkehr für eine Erzeugung in Binnenländern<sup>112</sup>, die weit – z. B. mehr als 1.000 km - von einem Meer entfernt liegen, so hoch sind, dass eine Produktion für großräumige Exportzwecke im Vergleich zu meernahen Standorten unwirtschaftlich wird. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass etliche betrachtete Binnenstaaten – z. B. die meisten Sahelstaaten - nicht oder nur bis zu einem Grenzpunkt an eine Schienentrasse angeschlossen sind und keinesfalls über ein nennenswertes Schienennetz verfügen.

Die angesetzten Werte für einen Transport per Schienenverkehr zeigt Tab. 4-15. Bezogen auf den Energiegehalt und die Entfernung sind die Transportkosten für Rohöl/Ölprodukte deutlich am niedrigsten. Für bei sehr niedrigen Temperaturen zu

<sup>110</sup> In Wuppertal Institut und DIW Econ (2020) ist ergänzend zu den Werten in der Tabelle die dortige Abbildung 6 (S. 37), die die spezifischen Seetransportkosten in einem Diagramm enthält, zu beachten. Die hier berechneten Werte – auch die Varianten „hohe Kosten“ und „niedrige Kosten“ – liegen innerhalb des Bereichs, der dort von „Schiff progressiv“ und „Schiff konservativ“ aufgespannt wird.

<sup>111</sup> Hier ist im Referenzfall eine Bandbreite angegeben, da die Entfernung nach Australien je nach dortigem Hafen deutlich variiert.

<sup>112</sup> Es sei hier in Erinnerung gerufen, dass Verbindungen mittels Binnenschifffahrt bereits im Seeverkehr mit enthalten sind. Genaugenommen geht es hier also um Binnenländer, die per Binnenschifffahrt nicht zu erreichen sind oder für die kein Binnenschifffahrtsanteil in der Datenbasis zum Seeverkehr enthalten war.

transportierenden Energieträgern (H<sub>2</sub> und Methan (flüssig)) sind hingegen besonders hohe spezifische Transportkosten zu verzeichnen, was vor allem an den höheren Kosten von geeigneten Waggons liegt. Auch für den Transport von H<sub>2</sub> per LOHC ergeben sich hohe Kosten. Hierfür ist die geringe Energiedichte im Vergleich zu Ölprodukten ausschlaggebend.

**Tab. 4-15 Spezifische Kosten eines Schienentransports**

Energieträger	Transportkosten in EUR/(MWh*km)
Blue Crude, Benzin, Diesel, Kerosin, Biodiesel	0,00276
Ethanol (ggf. für OME)	0,00482
Methanol (ggf. für OME)	0,00647
DME	0,00407
Ammoniak	0,00513
CO <sub>2</sub>	0,03210*
Methan (flüssig)**	0,00848
H <sub>2</sub> -LOHC**	0,01320
H <sub>2</sub> (flüssig)**	0,01710

\* in EUR/(t\*km)

\*\* Verflüssigung bzw. Bindung von H<sub>2</sub> und Regasifizierung bzw. Lösen von H<sub>2</sub> nicht enthalten. Dazu wird angenommen, dass die entsprechenden Kosten dann über Seeverkehrsdaten erfasst werden. Das ist für Erzeuger in einem Binnenland, die für den Export produzieren, eine i. Allg. plausible Annahme.

Quellen:

„Blue Crude...“ auf Basis von <https://globalnews.ca/news/4096869/alberta-oilsands-crude-oil-rail-energy-transportation/>; weitere Energieträger darauf basierend unter Berücksichtigung anderer Energiedichten. Für Transportkosten Methan: Kosten LNG auf Basis Rohöl zuzüglich eines Aufschlags aufgrund höherer Kosten des Waggons (Faktor 3,08). Kosten H<sub>2</sub>-Flüssig auf dieser Basis unter Berücksichtigung der geringeren volumenbezogenen Energiedichte von H<sub>2</sub> (Faktor 2,01). In der Basis sind die Kosten einerseits tendenziell hoch angesetzt. Andererseits resultieren aufgrund der großen angenommen Transportdistanz tendenziell eher niedrige spezifische Kosten (vgl. auch <https://www.altex-energy.com/economics-of-rail-versus-pipeline/#1501828266955-2913a69d-c276>).

Für Rohrleitungen zeigt Tab. 4-16 die angenommenen spezifischen Kosten. Gerade für Rohrleitungen ist darauf hinzuweisen, dass die Kosten sehr stark variieren können, wobei außer dem angesetzten Rohrdurchmesser z. B. auch die Bodenbeschaffenheit, das Relief und die Besiedlungsdichte wichtige Parameter sind<sup>113</sup>. Insofern ist es kaum möglich repräsentative Pipelinekosten anzugeben.

Daneben sind teils offshore-Rohrleitungen erforderlich. Deren Kosten können als Aufschlag auf onshore-Pipeline-Kosten ausgedrückt werden (allerdings weichen die Aufschlagshöhen erheblich voneinander ab: z. B. ein Aufschlag 25 % nach Brändle et

<sup>113</sup> Siehe z. B. [https://www.gem.wiki/Oil\\_and\\_Gas\\_Pipeline\\_Construction\\_Costs](https://www.gem.wiki/Oil_and_Gas_Pipeline_Construction_Costs), letztmals abgerufen 05.07.2021.

al. (2020, S. 61) für Wasserstoff-Pipelines oder das 1,79 – 1,96-fache für Erdgas- und Ölpipelines in den USA<sup>113</sup>.)

**Tab. 4-16 Spezifische Kosten eines Transports per Rohrleitungen**

Energieträger	Transportkosten in EUR/(MWh*km)
Blue Crude, Benzin, Diesel, Kerosin, Biodiesel	0,00207
Ethanol (ggf. für OME)	0,00362
Methanol (ggf. für OME)	0,00486
DME	0,00370
Ammoniak	0,00311
CO <sub>2</sub>	0,02920*
Methan	0,00300 (Neubau Pipeline)**
H <sub>2</sub>	0,00586 (neu Pipeline) 0,00330 (Umwidmung bestehender Erdgaspipeline)

\* in EUR/(t\*km)

\*\* Zu tatsächlichen variablen Kosten des Erdgas-Transports per Pipeline, vor allem von Nordafrika nach Europa, wurden keine Daten gefunden. Deshalb werden durchgehend Neubaukosten – also Vollkosten – angesetzt.

Quellen:

Ölprodukte: Durchschnittliche Kosten auf Basis von <https://www.altex-energy.com/economics-of-rail-versus-pipeline/#1501825867276-5ecfdbe6-bed4>, für weitere flüssige Energieträger Anpassung dieser Kosten mittels Energiedichten, zu Ammoniak: Bartels und Pate (2008, 89f.), DME: Umrechnung aus Ammoniaktransportkosten aus den unterschiedlichen Energiedichten, zu CO<sub>2</sub>: berechnet aus Kang (2014), zu Methan: siehe EnergieAgentur NRW (2019), Folie 37, zu H<sub>2</sub>: bestimmt als Durchschnitt aus (Enagás et al., 2020)S.12).

## 5 Modellergebnisse

Ein wesentliches Ziel der Untersuchung war es zu eruieren, ob die Ausweitung der Systemgrenzen über den Betrachtungsraum EUMENA hinaus Einfluss auf die Handelsbeziehungen zwischen Europa und MENA hat. Es galt zu untersuchen, welche Länder untereinander Handelsbeziehungen eingehen bzw. sich selbst versorgen. Ein weiteres Ziel bestand in einer Einschätzung der Potenziale an grünem CO<sub>2</sub> aus diversen Prozessen und ob die Potenziale für die Erzeugung der Synfuelmengen sowohl für den nationalen Verbrauch wie auch für den Export ausreichend sind.

Mit dem Betrachtungshorizont über drei Dekaden bis 2050 lässt sich zudem der Einfluss der technischen Entwicklung auf die Erzeugungskosten abschätzen. Dabei besteht die Frage, ob die günstigsten Standorte, welche von den Technologiepionieren in der ersten Dekade für sich requiriert werden, die Technologieentwicklung ausgleichen können.

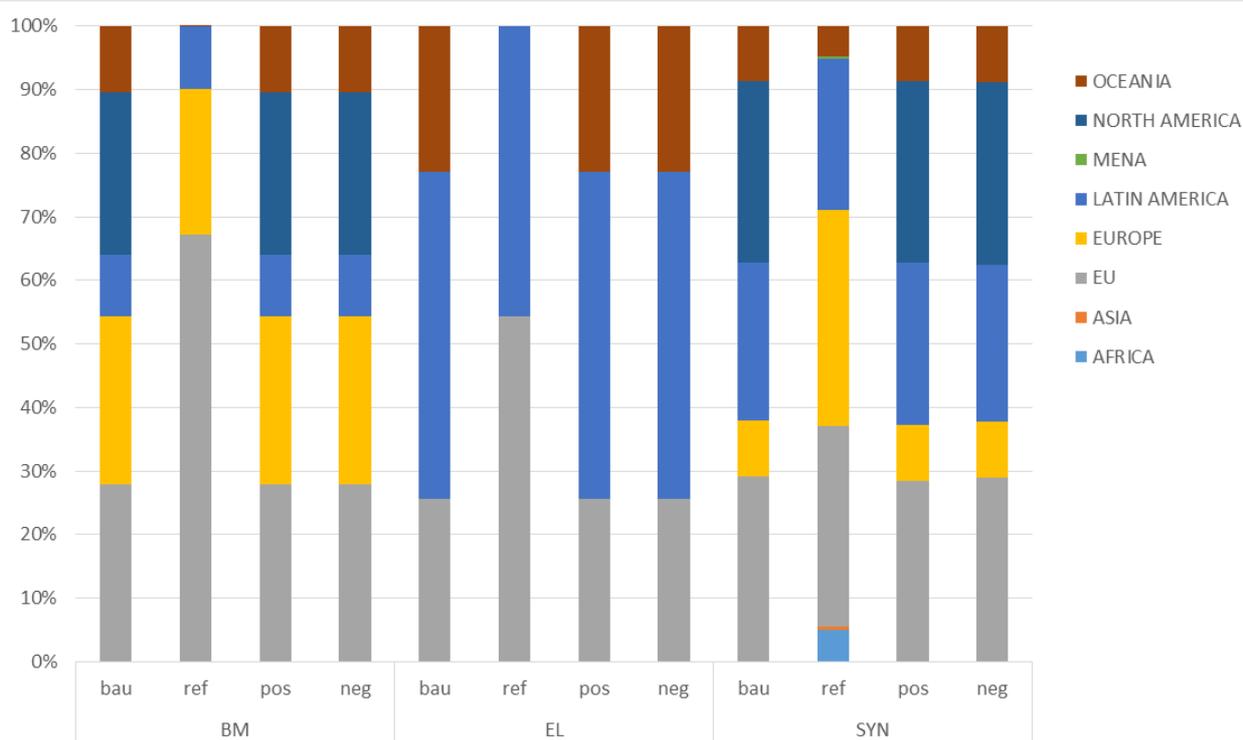
Es sei an dieser Stelle nochmals angemerkt, dass es sich bei den nachgefragten Mengen um Ergebnisse aus Szenarien anderer Forschungspartner oder gar anderer Studien handelt. Damit sind die nachgefragten Kraftstoffe und Mengen bereits exogen festgelegt. Somit wird nicht untersucht, was ein reiner Handel von Wasserstoff mit späterer Synthetisierung im Importland für Auswirkungen auf die Handelsbeziehungen hätte.

### 5.1 Auswirkungen auf die Handelsbeziehungen im EUMENA-Raum

Um die Auswirkungen der Systemerweiterung vollumfänglich auswerten zu können, würde es einer Vergleichsstudie zwischen zwei Betrachtungsräumen bedürfen. Im Falle des MENA-Fuels-Forschungsvorhabens war angedacht, hier einen Vergleich zu dem Nachfragemodell des Teilprojekts A.II zu ziehen. Aufgrund der im Verlauf des Projekts sich unterschiedlich entwickelnden Ansätze ist ein derartiger Vergleich allerdings nur bedingt aussagefähig. Da allerdings beide Modelle, das Nachfragemodell des Teilprojekts A.II und das für diese Studie entwickelten Handelsmodell, trotz unterschiedlicher Ansätze zum Ergebnis kommen, dass die MENA-Region nur bedingt ein Handelspartner für Europa, die EU und für Deutschland in Bezug auf Synfuels und grünen Wasserstoff sein würde, hat dies eher eine bestärkende Funktion. Es galt daher zu untersuchen, welche Faktoren ausschlaggebend für die Ergebnisse sind.

#### 5.1.1 Handelsbeziehungen Synfuels

Wie aus den Abbildungen Abb. 5-1 und Abb. 5-2 hervorgeht, kommt es nur zu einem geringen Warenaustausch der EU mit Afrika und Asien. So kommt im Betrachtungsjahr 2030 in der Szenariovariante SYN\_ref ein Handel unter den gesetzten Rahmenbedingungen zustande. Bis 2050 entwickelt sich auch ein Handel in den beiden anderen Nachfrageszenarien, deren Gesamtanteil liegt aber deutlich unter 1 %. Mit Veränderung der globalen Nachfrage variieren zudem die Handelsbeziehungen, was aus einem Vergleich der Länder-Anteile zwischen den Nachfrageszenarien BM, EL und SYN hervorgeht.



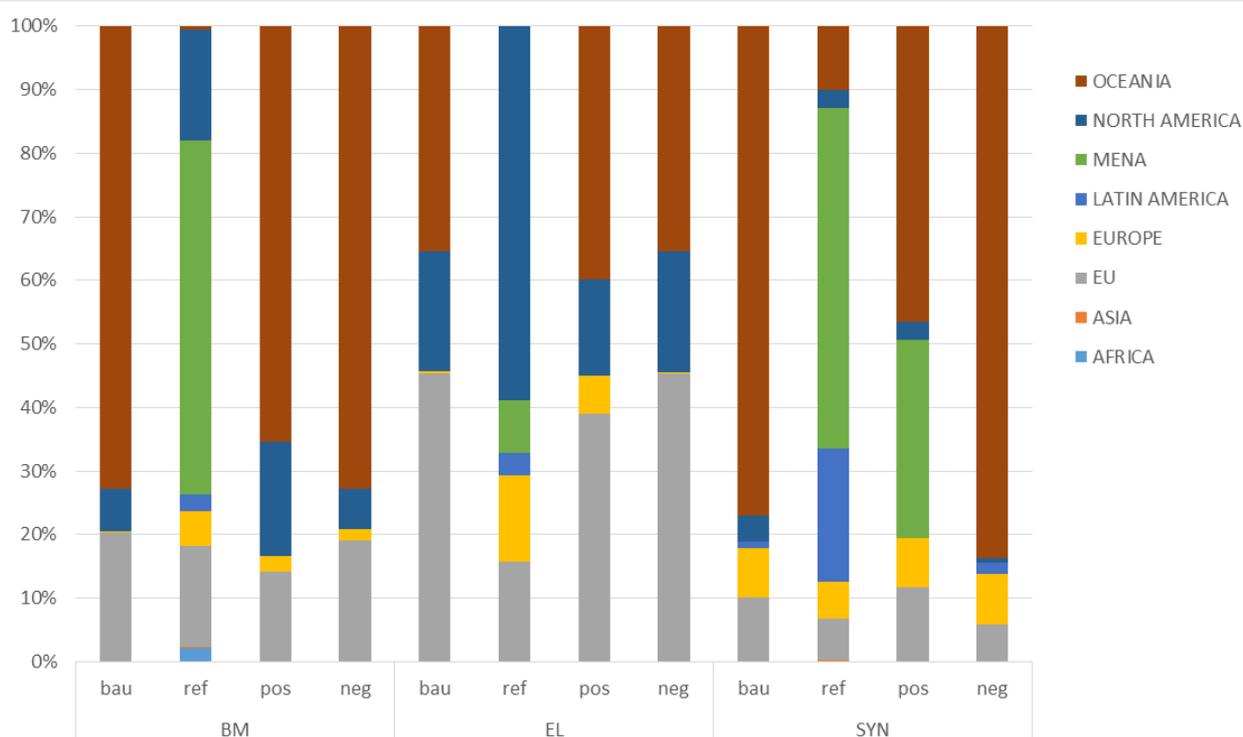
**Abb. 5-1 Anteilige Versorgung der EU mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2030**

Quelle: eigene Darstellung IZES

Weiterhin verändern sich die Handelsbeziehungen auch über den Betrachtungszeitraum von 2030 bis 2050, wie ein Vergleich zwischen Abb. 5-1 und Abb. 5-2 veranschaulicht. Drei wesentliche Gründe sind dafür zu nennen:

- 1 | Verfügbarkeit freier EE-Potenziale,
- 2 | Kostenentwicklung der Technologien und
- 3 | in vielen Nationen erst späte Nachfrage nach Synfuels.

So wird im Modell einmal requiriertes EE-Potential aus vorherigen Handelstransaktionen nicht nochmals neuen Synfuel-Anlagen zur Verfügung gestellt, womit eine Kombination aus EE-Potenzialen mit sehr hohen Volllaststunden und effizienteren Synfuel-Anlagen in den späteren Dekaden nicht immer möglich ist. Zugleich sinken die Investitionskosten für Synfuel-Anlagen über die drei Betrachtungsjahre in einem erheblichen Maße, so dass sich unter den Pionieren in der 2030ern und frühen 2040ern nur EE-Standorte mit deutlich höheren Volllaststunden behaupten können (vgl. hierzu auch Abb. 5-7). Potenziell große Nachfrager wie die USA, China und Indien beginnen gemäß der globalen Nachfrageszenarien erst ab 2040 Synfuels einzusetzen.

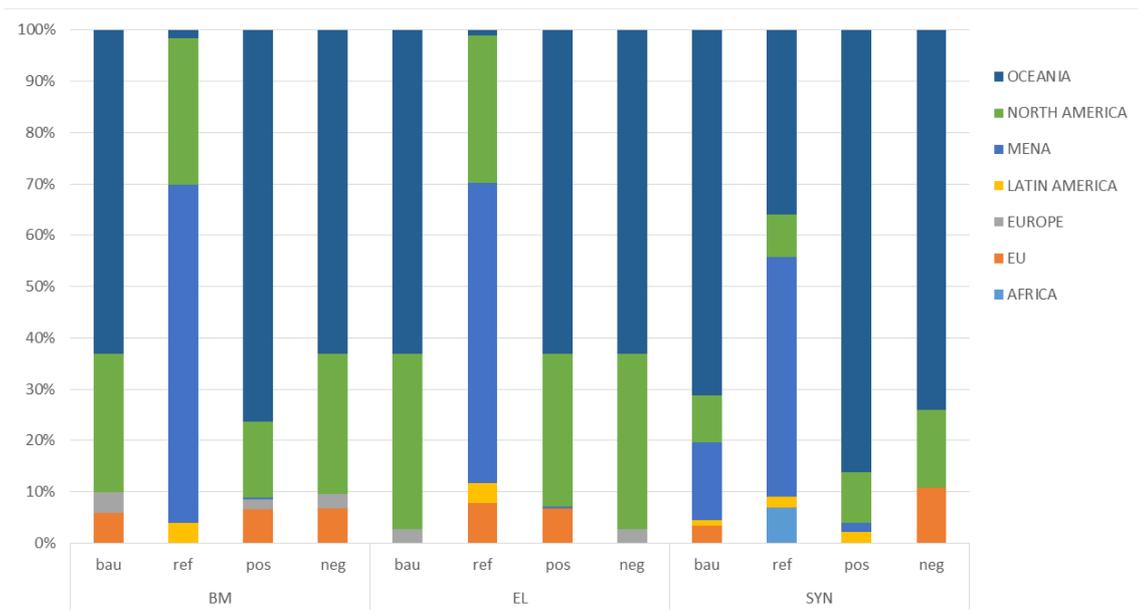


**Abb. 5-2 Anteilige Versorgung der EU mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2050**

Quelle: eigene Darstellung IZES

Bei geringen Nachfragemengen wie im Nachfrageszenario EL versorgt sich Europa (hier die Summe aus EU und restl. Europa) fast hälftig selbst und eröffnet insbesondere Anbietern von Synfuels aus Amerika und Ozeanien sehr interessante Margen und damit auch eine hohe Angebotsflexibilität gegenüber Mitbewerbern. In den ref-Varianten der beiden größeren Nachfragemengen kann sich MENA aufgrund guter Potenziale und günstiger Lieferbedingungen behaupten. Auch im Fall sich positiv entwickelnder, also sinkender, WACC bei hoher globaler Nachfrage sorgt die Nähe von MENA an Europa für starke Handelsbeziehungen.

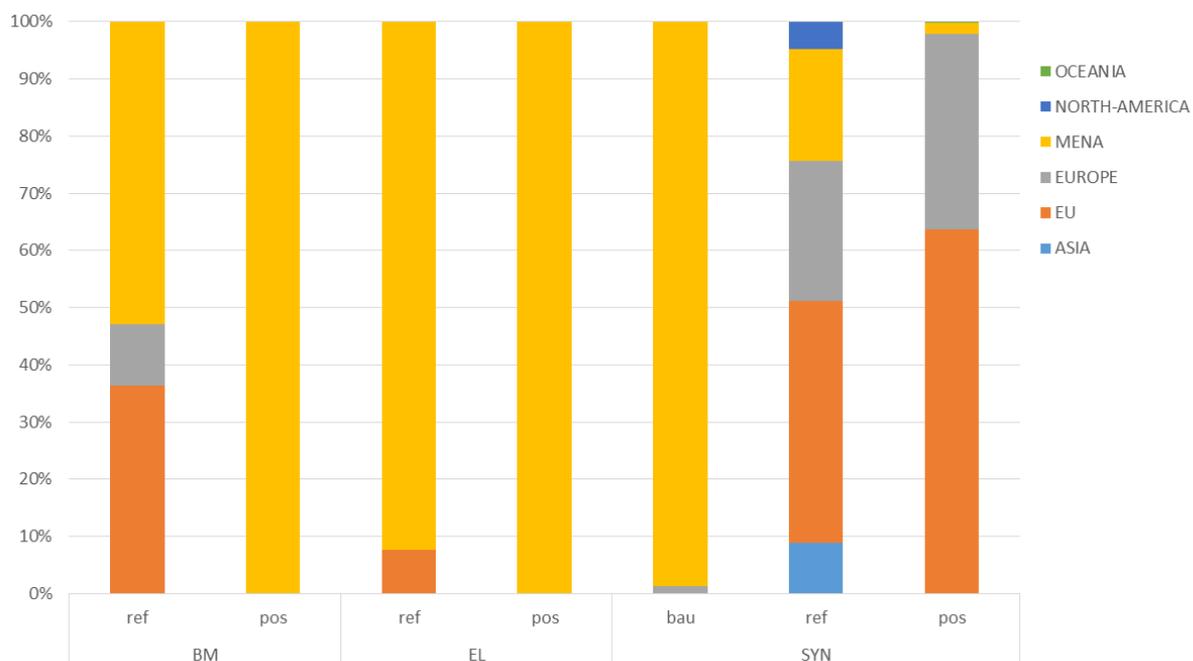
Der MENA-Raum selbst versorgt sich bis auf die WACC\_ref-Varianten hauptsächlich aus dem Ausland, wie Abb. 5-3 zeigt. Insbesondere Länder des amerikanischen Kontinents sowie Ozeanien gehören zu den Handelspartnern mit zunehmender Dominanz von Australien in der 2040ern.



**Abb. 5-3 Anteilige Versorgung der MENA-Region mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2050**

Quelle: eigene Darstellung IZES

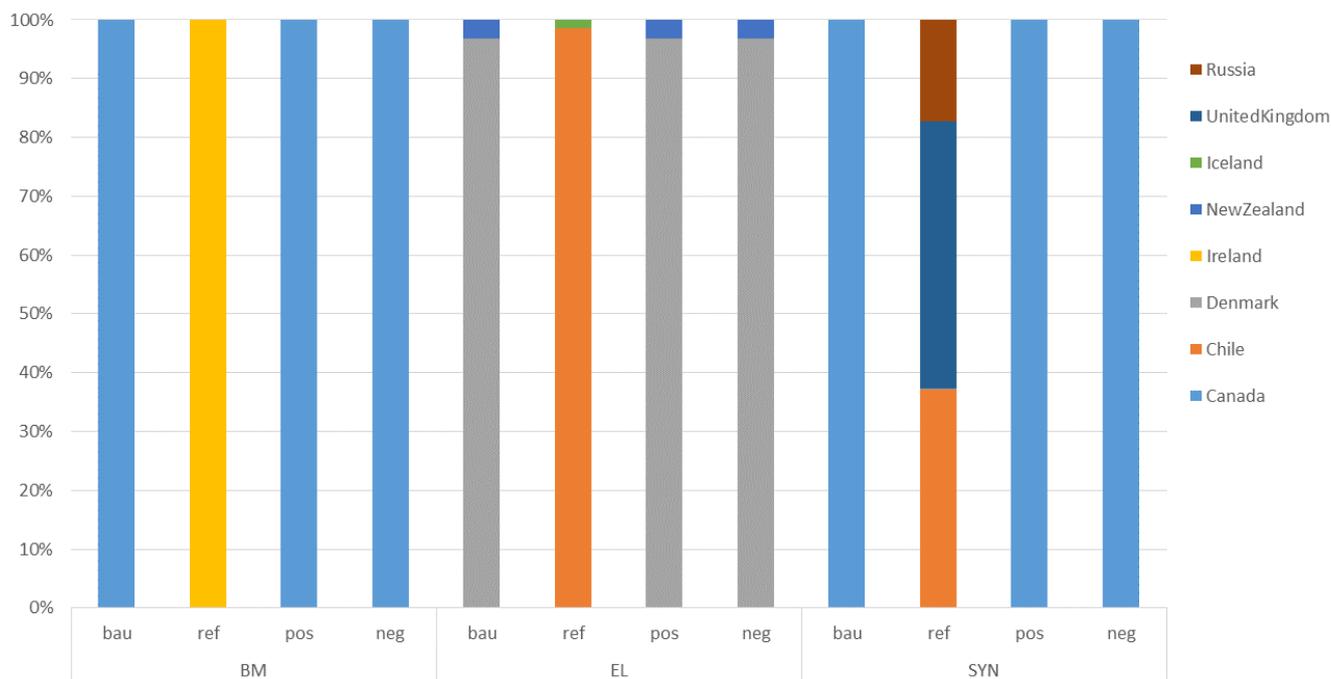
Ein Export der MENA-Länder ist nur in wenigen Varianten gegeben, wie in Abb. 5-4 ersichtlich. Dabei sind zwei Länder mit großem Abstand marktführend, Saudi-Arabien und Ägypten. Der Hauptabsatz der MENA-Länder erfolgt im MENA-Raum selbst, in Indien und in den übrigen europäischen Ländern, insbesondere England, Deutschland, Spanien, Italien und Frankreich.



**Abb. 5-4 Anteilige Versorgung von Regionen durch MENA mit Synfuels in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2050**

Quelle: eigene Darstellung IZES

Auch Deutschland zieht in weiten Teilen den Import vor (siehe Abb. 5-5 und Abb. 5-6). Bei allen nachgefragten Mengen an Synfuels (Szenarien EL, BM und SYN) wären im Jahr 2030 Europa sowie Amerika die Hauptlieferanten für Deutschland.

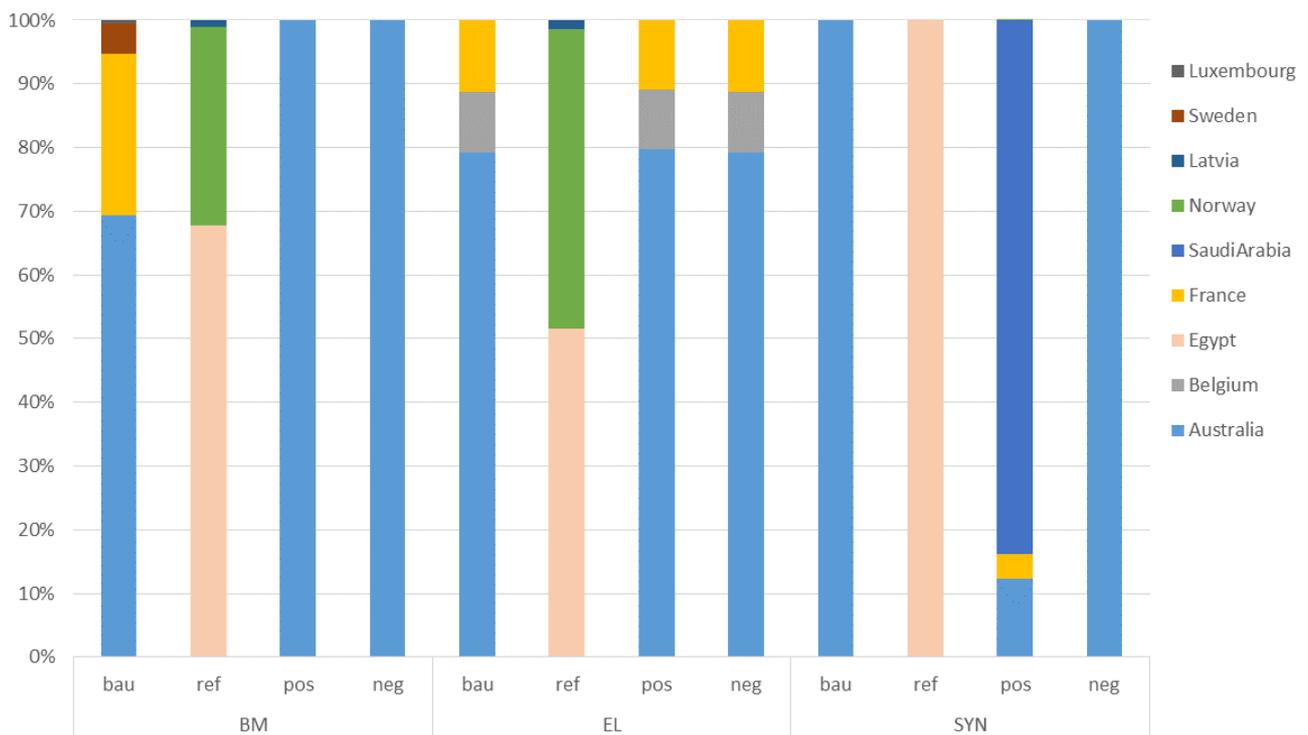


**Abb. 5-5 Anteilige Versorgung Deutschlands mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2030**

Quelle: eigene Darstellung IZES

Bis zum Jahr 2040 weitet Kanada seinen Handel mit Deutschland aus und wird gemeinsam mit den USA zum Hauptlieferanten in den meisten Szenario-Varianten. Im Nachfrageszenario SYN positioniert sich aber bereits Australien und übernimmt, mit Ausnahme der Ref-Variationen sowie der Pos-Variation im SYN-Szenario, einen Großteil der Versorgung bis 2050.

Zwar können Länder der MENA-Region durchaus große günstige EE-Potenziale vorweisen, allerdings verfügen andere Länder über niedrigere WACC und technologiebedingte günstigere Stromgestehungskosten durch eine höhere Vollaststundenzahl, insbesondere durch Wind. Die Abb. 5-6 zeigt, bei den hier unterstellten Annahmen, dass mit Verbesserung des WACC in der Variante WACC\_pos (Saudi-Arabien) oder mit Angleichung in der Variante WACC\_ref (Ägypten) der MENA-Raum durchaus ein starker Partner sein könnte.



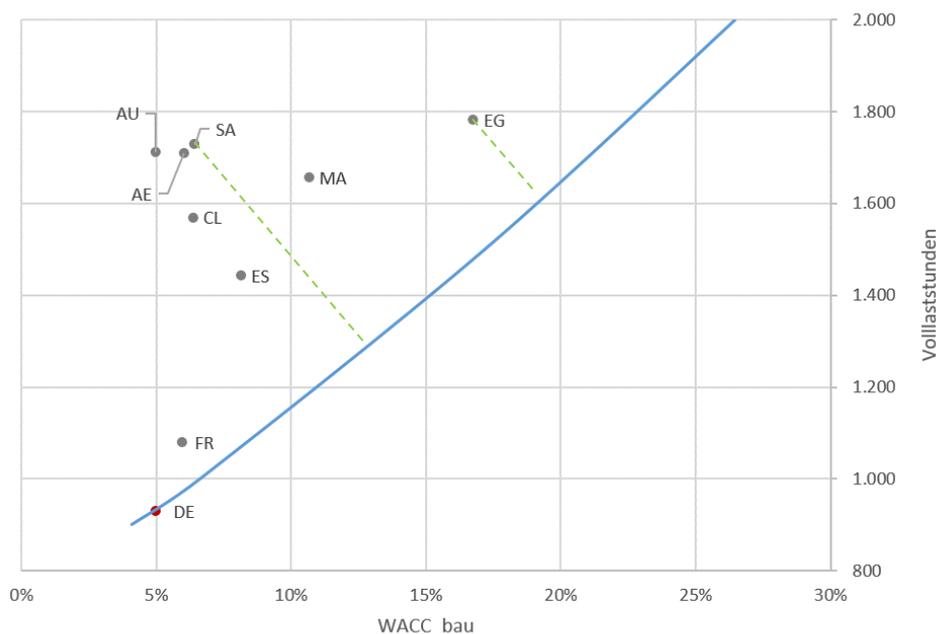
**Abb. 5-6 Anteilige Versorgung Deutschlands mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2050**

Quelle: eigene Darstellung IZES

Die Abb. 5-7 zeigt am Beispiel für PV im Jahr 2050 für die Variante WACC\_bau, dass alle Nationen oberhalb der blauen Kurve potenzielle Lieferanten Deutschlands sein könnten. Die blaue Linie stellt die durchschnittlichen Gestehungskosten in Deutschland für PV im Jahr 2050 dar und zeigt, bei welchem Verhältnis von WACC zu Volllaststunden der Preis gehalten werden kann. Als Grundlage für die Abbildung wurden mengengewichtete Gestehungskosten und Volllaststunden von Synfuels aus PV-Anlagen herangezogen. Es zeigt sich, wie zu erwarten, dass höhere WACC theoretisch durch höhere Volllaststunden ausgeglichen werden können und vice versa.

Werden Parallelen zur blauen Kurve durch die hier dargestellten Länder gezogen, so besitzt das Land mit dem größten Abstand zur blauen Kurve die geringsten Gestehungskosten.

Die zunehmend starke Präferenz für Australien im Modell ergibt sich einerseits aus günstigeren Gestehungskosten, hervorgerufen durch niedrig angesetzte WACC bei gleichzeitig sehr hohen Volllaststunden und insgesamt sehr großen Potenzialen (vgl. Abb. 5-9). Auch 2030 liegen die Angebote von Australien in vielen Szenarien unterhalb denen der MENA-Staaten. Die Transportkosten bleiben über den gesamten Betrachtungszeitraum unverändert und haben an den Angeboten bei flüssigen Energieträgern generell nur geringe Anteile. Dass Australien aber erst spät die Versorgung anderer Nationen übernimmt, ist auch damit zu begründen, dass es in den 2030er und 2040er Jahren noch günstigere Angebote aus Europa, Amerika und teils MENA gab, bei zugleich geringer eigener Nachfrage in diesen Exportregionen und hoher Zahlungsbereitschaft in Deutschland.

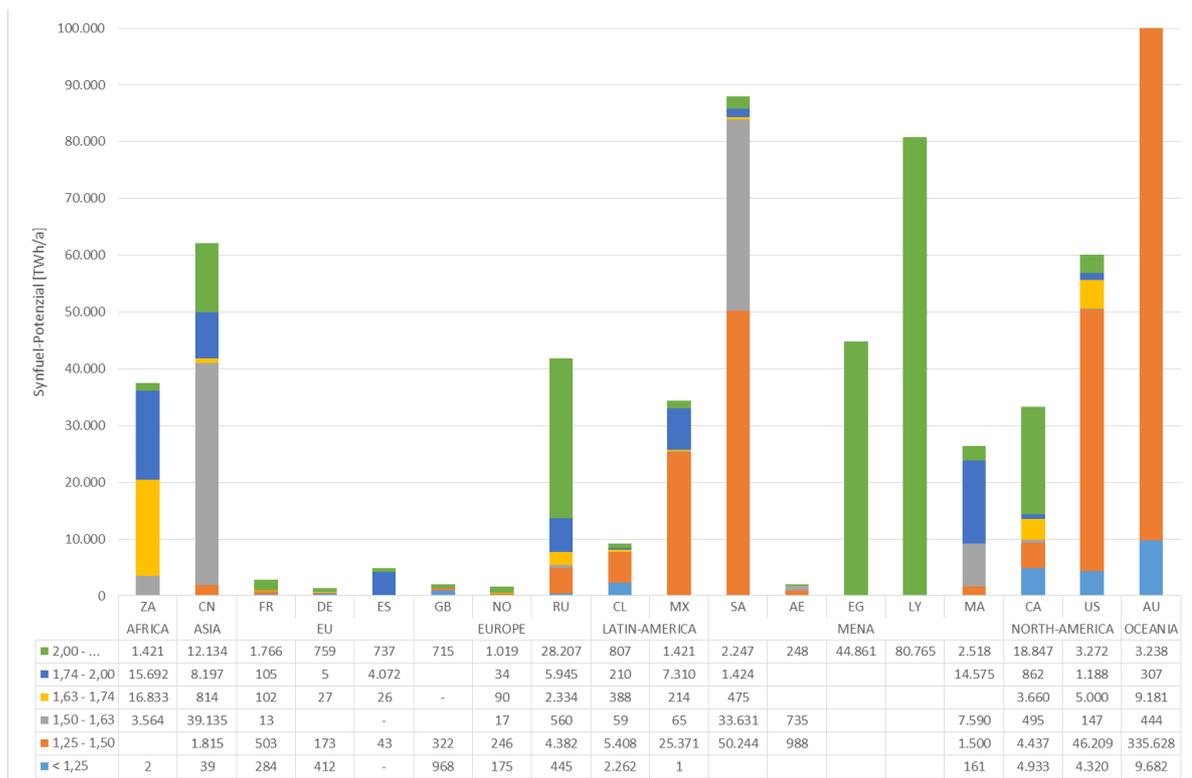


**Abb. 5-7 Vergleich von Nationen auf Basis der relevanten Faktoren WACC und Volllaststunden für synthetische Kraftstoffe auf Basis von mengengewichteten Gesteuerungskosten und PV-Strom im Jahr 2050 in der Szenariovariante WACC\_bau**

Quelle: eigene Darstellung IZES

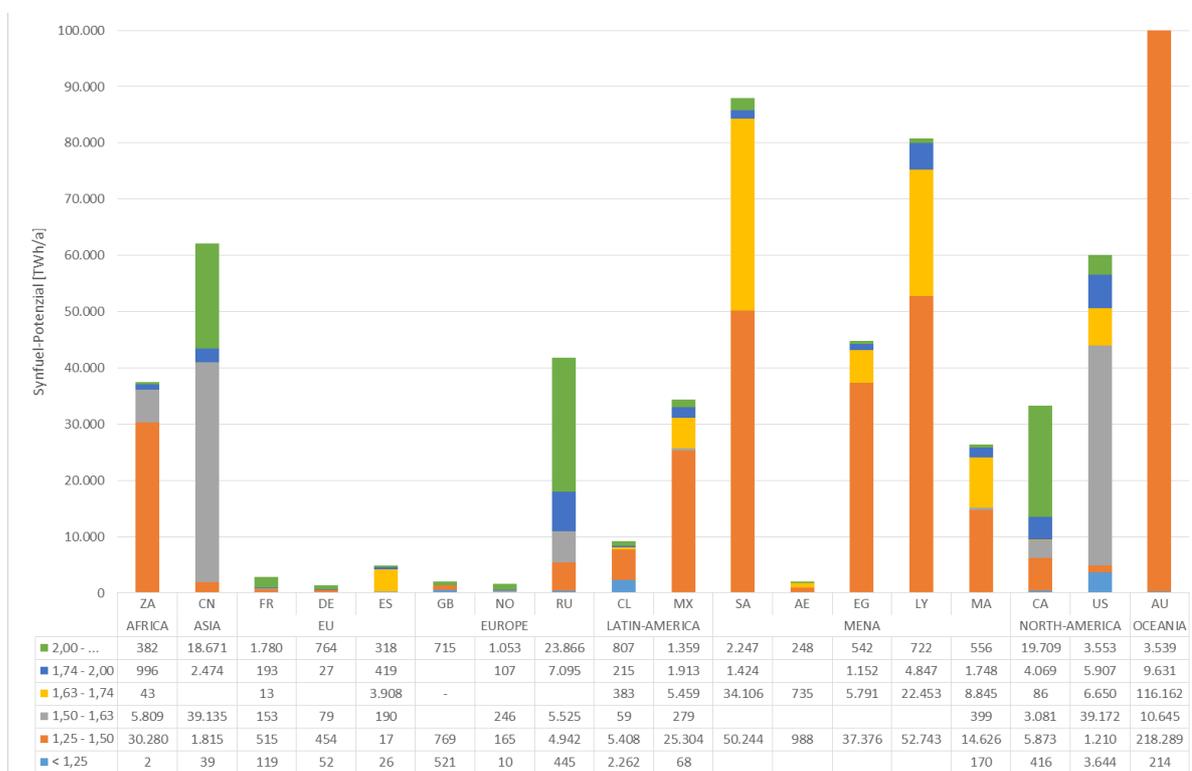
In den Abbildungen Abb. 5-8 und Abb. 5-9 werden einige Beispiele für Kostenpotenziale anderer Nationen dargestellt. Zu sehen sind länderspezifische Synfuels-Potenziale in TWh/a im Jahr 2050 nach Kostenkategorien, einmal unter der Annahme eines für alle Länder gleich hohem WACC von 6 % (WACC-Variante „ref“) sowie einmal die WACC-Variante „bau“, in dem für alle Länder spezifische WACC ermittelt und für die Zukunft konstant gehalten wurden. Bereits bestehende Stromerzeugungskapazitäten sind in der Darstellung noch nicht abgezogen.

Die Gründe, die letztlich zum starken Import aus Ozeanien führen, liegen darin, dass Australien große Potenziale am unteren Rand innerhalb der dargestellten Kostenkategorien besitzt, während andere Nationen ihre Potenziale eher in der Mitte oder am oberen Rand verorten. Anzumerken ist zudem, dass die Gesamtnachfrage der im Handelsmodell betrachteten Länder nach Synfuels, teils inklusive stofflicher Nutzung, im Szenario mit der höchsten Synfuels-Nachfrage bei rund 6.750 TWh/a liegt, was etwa ein Drittel des gesamten Potenzials der günstigsten Kostenkategorie „kleiner 1,25€/l“ in der Szenariovariante WACC\_bau der in Abb. 5-8 dargestellten Länder entspricht. Nur eines der in Abb. 5-8 dargestellten MENA-Länder fällt dabei in diese Kategorie. In der Szenariovariante WACC\_ref fällt das Angebot der günstigsten Kostenkategorie mit rund 7.890 TWh zwar geringer aus, da für alle Nationen ein WACC von 6 % unterstellt wird. Dennoch liegt auch dieses Angebot oberhalb der Gesamtnachfrage im Szenario mit der höchsten Synfuels-Nachfrage. Die in Abb. 5-8 dargestellten MENA-Länder sind mit rund 160 TWh/a vertreten und sind zudem die einzigen MENA-Länder in dieser Preiskategorie.



**Abb. 5-8** Länderspezifische Synfuels-Potenziale aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050 eingeteilt in Kostenkategorien [€/l]; Szenariovariante WACC\_bau

Quelle: eigene Darstellung IZES



**Abb. 5-9** Länderspezifische Synfuels-Potenziale aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050 eingeteilt in Kostenkategorien [€/l]; Szenario WACC\_ref (6 %)

Quelle: eigene Darstellung IZES

Es muss zudem darauf hingewiesen werden, dass im derzeitigen Modell wichtige asiatische Staaten wie Südkorea, Indonesien und Thailand als Nachfrager fehlen, welche aufgrund der Nähe zu Australien einen Teil der australischen Potenziale auf sich ziehen könnten, wenn auch die Zahlungsbereitschaft in Europa langfristig größer erscheint und das australische Potenzial erheblich ist. Zudem beträgt die Differenz zwischen den niedrigsten Angeboten von Australien und den Vereinigten Arabischen Emiraten an Deutschland in der Szenario-Variante BM\_bau im Jahr 2050 lediglich rund 34 EUR/MWh, die zwischen Australien und Saudi-Arabien lediglich rund 36 EUR/MWh.



**Abb. 5-10 Mindestangebote für Synfuels ausgewählter Länder an Deutschland frei Hafen in den Jahren 2030, 2040 und 2050**

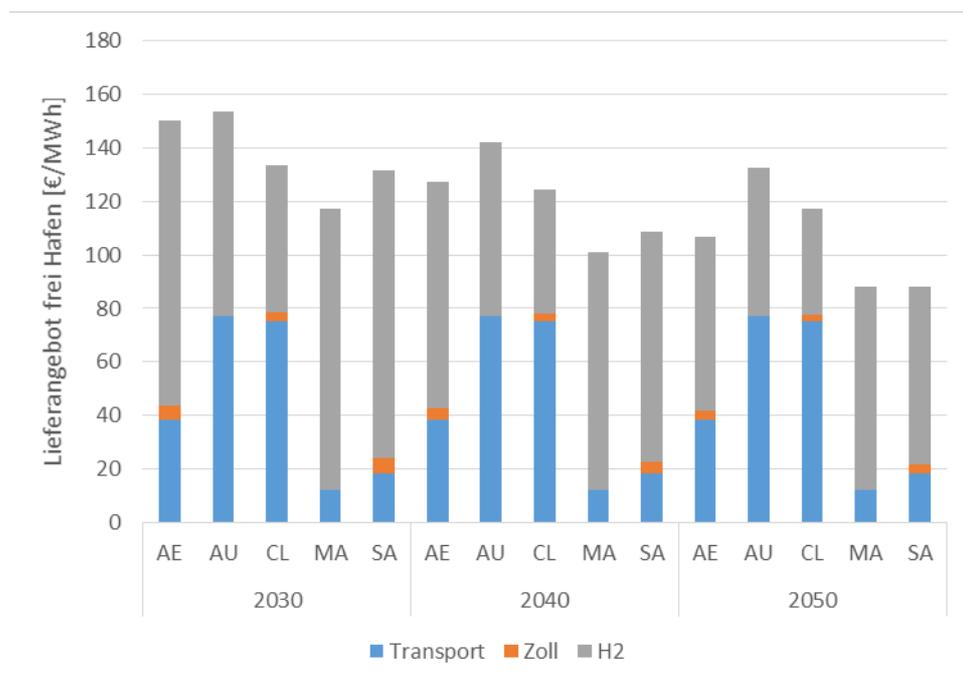
Quelle: eigene Darstellung IZES

Obwohl Chile in Abb. 5-10 der günstigste Anbieter ist, wählt das Modell im Verlauf andere Länder als Handelspartner für Chile aus, da in der jeweiligen Bewertung die erwartete Marge mit diesen Handelspartnern größer ist als mit Deutschland. Gleiches gilt für Australien.

Würden die Elektrolyseure und die nachfolgenden Synthetisierungsverfahren sich nicht an der zeitgleichen Einspeisung der erneuerbaren Energien orientieren, sondern EE-Strom beispielsweise als Graustrom in Verbindung mit Herkunftsnachweisen innerhalb eines Jahres als Band beziehen, sinken die Gestehungskosten deutlich, größtenteils unter 50 %. Dies ist damit zu begründen, dass die Liefermenge bei einer unterstellten hohen Volllaststundenzahl von 8.000 h/a durch kleinere Anlagen erzeugt werden kann. Hier zeigt sich auch die Sensitivität der sehr hohen Investitionskosten für die Syntheseschritte. Dies hätte zur Folge, dass im Handelsmodell die EU und hierin auch Deutschland dann die Synfuels bereits ab den 2030ern fast ausschließlich über Ozeanien und MENA beziehen.

### 5.1.2 Handelsbeziehungen grüner Wasserstoff

Es handelt sich bei den in Abb. 5-11 dargestellten Mengen nur um Nachfrage für den direkten energetischen oder stofflichen Einsatz. Eine Synthetisierung zu Kraftstoffen im Importland gehört nicht dazu. Daher sind die gehandelten Mengen an Wasserstoff auch vergleichsweise gering. Aufgrund der physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff haben die Transportkosten eine starke Relevanz und der Import erfolgt hauptsächlich aus nahegelegenen Regionen via Pipeline.

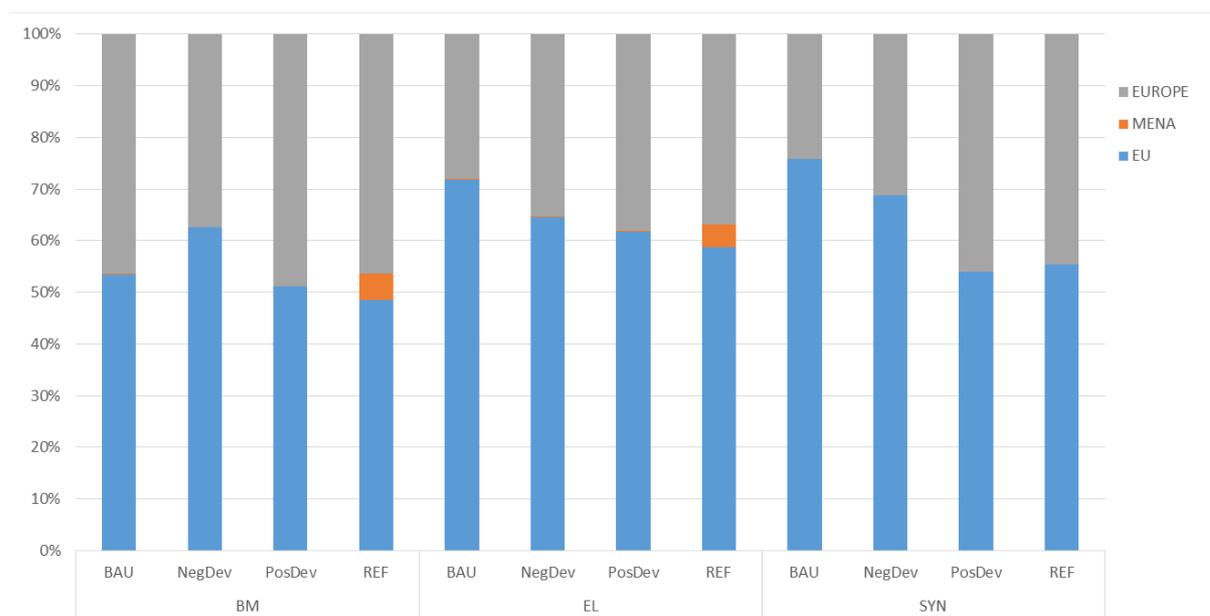


**Abb. 5-11 Mindestangebote grüner Wasserstoff ausgewählter Länder an Deutschland frei Hafen in den Jahren 2030, 2040 und 2050**

Quelle: eigene Darstellung IZES

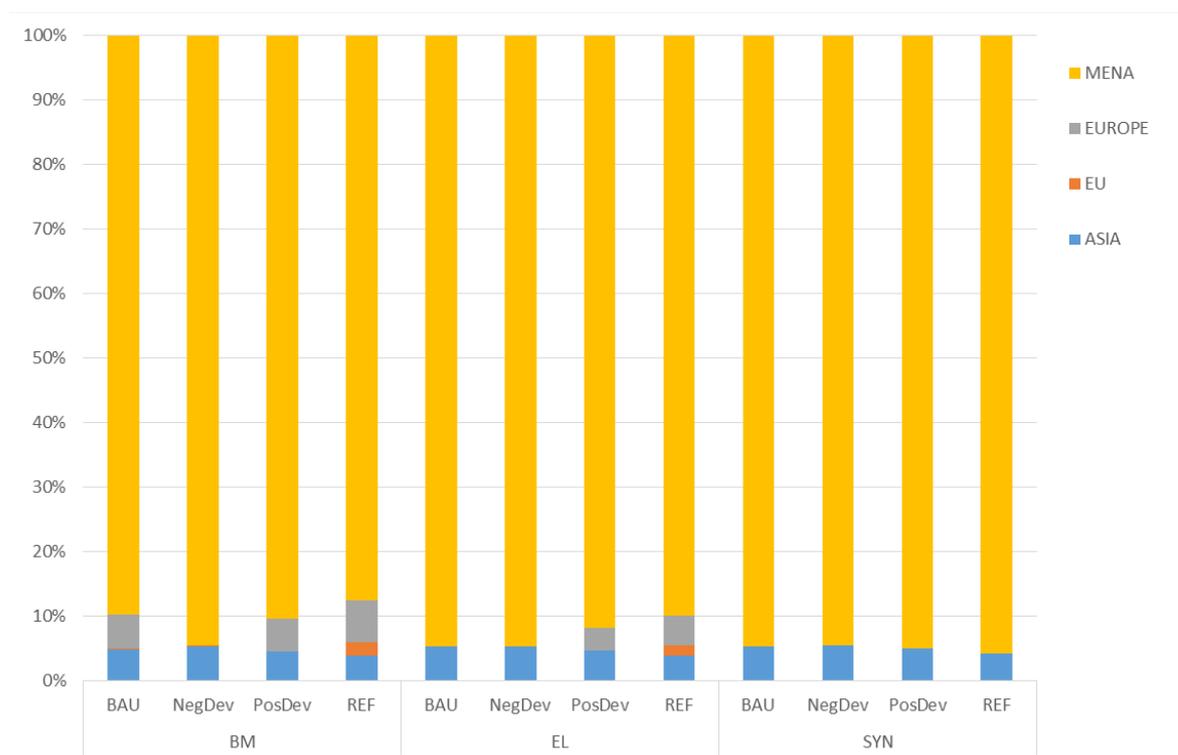
Trotz der großen und günstigen EE-Potenziale des MENA-Raums stehen innerhalb der EU ausreichend günstige Potenziale bereit, um die in den Szenarien unterstellten Nachfragemengen zu bedienen, wie Abb. 5-12 zeigt.

Die EU versorgt sich je nach Szenario vornehmlich selbst und deckt die übrigen Bedarfe hauptsächlich aus benachbarten europäischen Staaten. Lediglich bei der Szenariovariante WACC\_ref exportieren die MENA-Staaten nennenswerte Anteile in die EU. Der Hauptabsatz der MENA-Länder erfolgt, wie in Abb. 5-13 ersichtlich, im MENA-Raum selbst, in Indien und in den übrigen europäischen Ländern, insbesondere Russland, Türkei und Ukraine.



**Abb. 5-12 Anteilige Versorgung der EU mit grünem Wasserstoff in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2050**

Quelle: eigene Darstellung, IZES

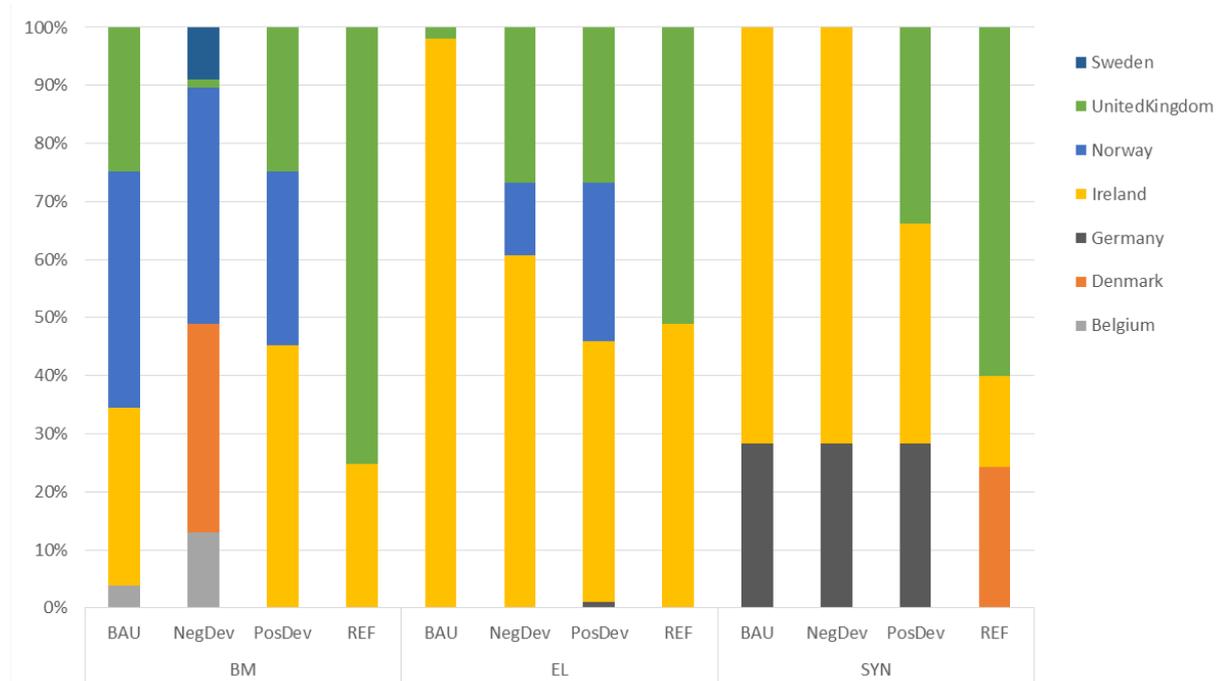


**Abb. 5-13 Anteilige Versorgung von Regionen durch MENA mit grünem Wasserstoff in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2050**

Quelle: eigene Darstellung IZES

Im Falle Deutschlands erfolgt die Versorgung 2050 hauptsächlich aus den windreichen Nachbarstaaten Großbritannien und Irland, wie Abb. 5-14 zeigt. Bereits seit den 2030er Jahren sind diese beiden Länder die Hauptversorger. Grüner Wasserstoff

wird insbesondere im Szenario BM nachgefragt. Die geringste Nachfrage ist in Szenario SYN zu finden. Das heißt, dass Deutschland nur bei einer global geringen Nachfrage selbst Wasserstoff in größeren Mengen erzeugen würde, dafür aber mit zunehmender globaler Nachfrage und Wettbewerb an benachbarte Staaten sogar kleinere Mengen exportiert.



**Abb. 5-14 Anteilige Versorgung Deutschlands mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovariationen im Jahr 2050**

Quelle: eigene Darstellung IZES

## 5.2 Grenzen nationaler Kohlenstoffquellen

Die bisherigen Berechnungen unterstellen global einheitliche Kosten für das in der Synthese eingesetzte Kohlenstoffdioxid. Es unterscheidet sich lediglich in den beiden CO<sub>2</sub>-Quellen Atmosphäre und Rauchgase der Industrie. In allen Fällen wählt das Handelsmodell als Kohlenstoffquelle die Industrie als günstigere Quelle, bisher unbeschadet der tatsächlichen Potenziale.

Im Hinblick auf ein nachhaltiges Wirtschaften wurden als CO<sub>2</sub>-Quellen der Industrie lediglich Emissionsmengen aus der Müllverbrennung und der Zementindustrie angesetzt. Auch Deponie- und Klärgase hätten sicherlich ein interessantes Potenzial, die Datenlage ist hier allerdings weniger gut.

Ein sich anschließender Abgleich zwischen exportierten Mengen und CO<sub>2</sub>-Potenzialen des exportierenden Landes zeigt, dass die nationalen Kohlenstoffquellen der Exporteure für die gehandelten Mengen nicht ausreichen. Wird DAC als einzige Quelle gewählt, so verändern sich die Handelsbeziehungen aufgrund gleicher Kosten für alle Anwendungen nicht.

Werden beide Quellen und gar ein Handel von CO<sub>2</sub> unterstellt, so werden sich die Handelsrouten nochmals verändern. Aufgrund der Variantenvielfalt, der sich daraus

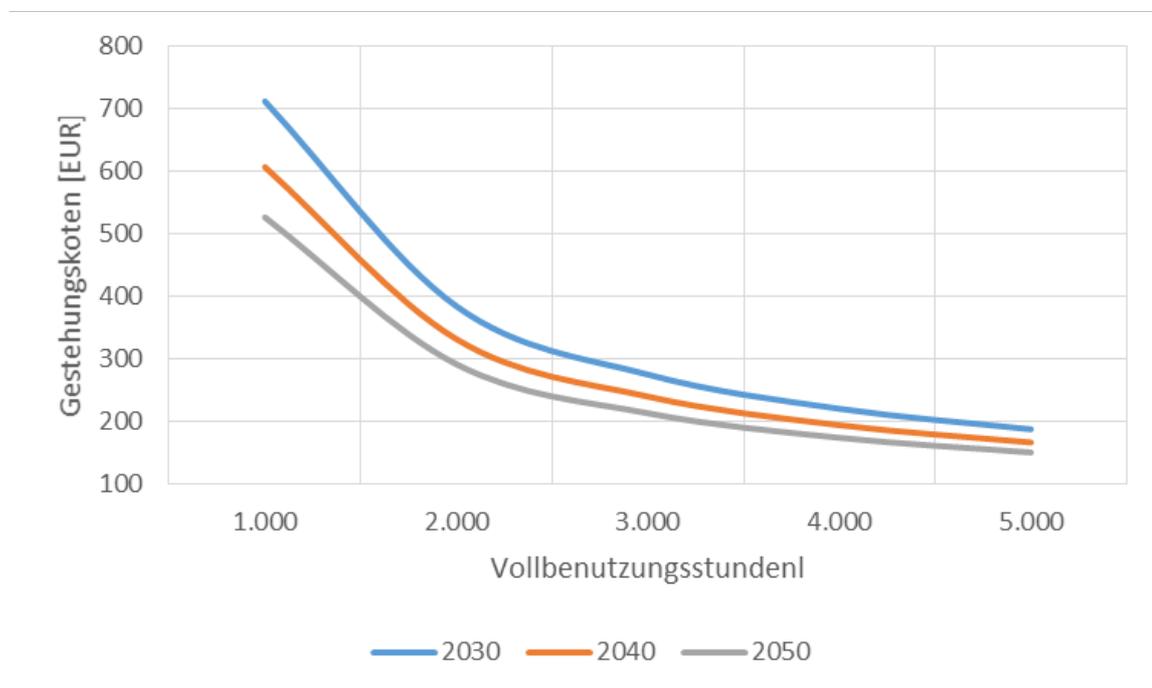
ergebenden Datenmenge und die damit einhergehende deutlichen Erhöhung der Rechendauer konnte dies leider nicht detailliert untersucht werden.

Nach derzeitiger Datenlage verfügt der MENA-Raum in Summe aber über mehr Kohlenstoffdioxid aus langfristig verfügbaren CO<sub>2</sub>-Quellen aus der Industrie als beispielsweise Australien, Chile, Kanada oder die USA. Somit besteht, im Gegensatz zu den im vorherigen Kapitel genannten Ergebnissen, durchaus ein größeres Handlungspotential innerhalb von EUMENA.

### 5.3 Auswirkung der unterstellten technischen Entwicklung

Ein weiteres Ergebnis ist, dass sich bei den angenommenen Lernkurven Elektrolyseure und Fischer-Tropsch-Anlagen der ersten Stunde über mehrere Dekaden kaum wirtschaftlich halten können, selbst wenn, wie im Modell unterstellt, die ersten Anlagen in 2030 sich vorrangig die Standorte mit den höchsten Volllaststunden sichern können.

Die Abb. 5-15 stellt am Beispiel Wind-offshore dar, wie parallel und flach die Gestehungskosten für Synfuels bei Neuanlagen in den drei Betrachtungsjahren verlaufen. Damit beispielsweise eine Anlage aus 2030 wettbewerbsfähig zu einer Neuanlage in 2040 mit 3.000 Volllaststunden sein kann, müsste sie an ihrem Standort eine Volllaststundenzahl von mindestens 3.513 erreichen. Gegenüber einer Anlage in 2050 mit ebenfalls 3.000 Volllaststunden wären es sogar 4.183 Stunden.



**Abb. 5-15 Synfuel-Gestehungskosten mit Wind-off-shore in Deutschland**

Quelle: eigene Darstellung IZES

Auch wenn im Modell davon ausgegangen wird, dass später zugebaute Anlagen schlechtere Volllaststunden vorfinden, so sind die auszugleichenden Differenzen, wie zuvor gezeigt, in einem Maße, dass viele zuvor errichtete Anlagen sich nicht behaupten können.

## 6 Zusammenfassung

Bei dem hier gewählten Ansatz eines gewinnorientierten Handels auf den künftigen Absatzmärkten für Synfuels und grünem Wasserstoff zeigt sich, dass bei den gesetzten Annahmen zu Potenzialen, gewichteten Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital, WACC), Technologiekostenentwicklungen, Transportkosten und Zöllen ein Handel zwischen Deutschland und dem MENA-Raum nur im Falle bestimmter Randbedingungen zustande kommen würde.

Da für alle neuen Technologien unterstellt wird, dass deren Kosten für alle Anwender gleich sind und Personalkosten nicht ins Gewicht fallen, spielen die Länderpotenziale sowie der WACC die entscheidende Rolle. Entsprechend gibt es keinen Know-how-Vorsprung einzelner Nationen, der finanziell umgesetzt werden könnte. So kommt es, dass obwohl die MENA-Region über beträchtliche erneuerbare Energien-Potenziale aus Sonne und Wind verfügt, sich die über die WACC dargestellten Länderrisiken hemmend auf die Gestehungskosten und damit die Handelsbeziehungen auswirken. Die Berücksichtigung von Investitionsrisiken in den Ländern der MENA-Region hat einen signifikanten Einfluss auf die Kosten des Wasserstoffs und seiner Folgeprodukte und damit auf die Auswahl der potenziellen Exportländer. Trotz der aussagekräftigen Ergebnisse bleibt jedoch eine vollständige Quantifizierung der Länderrisikofaktoren schwierig und hängt immer eng mit den aktuellen politischen Entwicklungen zusammen, die sich auch kurzfristig stark verändern können.

Durch die Prämisse im Modell, das Angebot mit der höchsten Marge zu bevorzugen, sind automatisch auch kleine Differenzen entscheidend, die, je nach gehandelter Menge, durchaus aber auch einige Millionen Euro je Transaktion betragen können. In Folge insbesondere der höheren WACC im MENA-Raum schließen andere Staaten Handelsgeschäfte mit Deutschland beziehungsweise der EU ab. Dennoch sind die Handelspartner über die Betrachtungsjahre nicht immer gleich. Bei dem hier unterstellten freien Markt kommt es zu einem häufigen Wechsel von Lieferbeziehungen. Außer in den Szenarien, in denen der gleiche WACC verwendet wird, ist die Anzahl der exportierenden Länder (einschließlich Eigenerzeugung) überschaubar. Einige Länder starten dabei erst im Laufe der 2040er Jahre mit der Erzeugung, da zuvor Eigenversorgung oder Export finanziell unattraktiv sind. Verschiedene Länder wie die USA, Kanada, Irland und Neuseeland haben in vielen Szenarien in den 2030er oder 40er Jahren zudem ein starkes Exporthoch, das danach aber bis zu Beginn der 2050er Jahre aufgrund sich verändernder Wettbewerbssituation wieder stark abfällt. Aufgrund bestimmter Randbedingungen wie hohe EE-Potenziale und niedrige gewichtete Kapitalkosten, geringe Transportkosten für Synfuels und im Modell bestehende geringe Nachfragen in der Region gewinnt Ozeanien über die Dekaden an Bedeutung bis hin zur teilweisen Marktdominanz. Da Ozeanien über sehr große Potenziale mit niedrigen Erzeugungskosten verfügt, verbleiben den übrigen Anbietern im Betrachtungsjahr 2050, je nach Szenario-Variante, nur wenige Abnehmer.

Dies führt direkt zum Aspekt der Versorgungssicherheit. Im Rahmen der Energieaußenpolitik gilt es abzuwägen, wie die Versorgungspfade zukünftig diversifiziert werden sollten. Dies könnte dazu führen, dass nicht nur mit wenigen bevorzugten Ländern Handelsbeziehungen aufgebaut, sondern von vornherein ein breiter Mix von Exportländern gewählt wird. Aber auch eine umfassende Nutzung der europäischen

erneuerbaren Energiere Ressourcen könnte aus strategischen Gründen und nicht nur aus ökonomischer Vorteilhaftigkeit anvisiert werden.

Dennoch werden aufgrund der vergleichsweise hohen und günstigen Potenziale Ozeanien sowie einige Staaten aus Amerika in Zukunft sehr wichtige Player im internationalen Synfuels-Handel sein. Auch werden die ersten großen Handelsmengen über nationale bilaterale Partnerschaften auf den Weg gebracht werden und staatliche Instrumente zudem mildernd auf die WACCs wirken können. Um mittelfristig auch den Export aus Ländern mit kostengünstigen Potenzialen, aber hohen Risikokosten zu ermöglichen, sind grundsätzlich zwei Optionen möglich:

- Einerseits könnten Risiken für den erneuerbaren Energiesektor und den synthetischen Kraftstoffsektor durch entsprechende Maßnahmen in den Ländern selber reduziert werden. Dies dürfte im Bereich der Makrorisiken wie der allgemeinen politischen und wirtschaftlichen Stabilität oder einem schlechten allgemeinen Geschäftsklima jedoch schwieriger sein als bei Mikrorisiken, die sich speziell auf Sektorentwicklung beziehen und beispielsweise die Einfachheit und Schnelligkeit von Genehmigungsprozessen, vorhandene Fachexpertise, aber auch generelle politische Prioritäten beim Ausbau von erneuerbaren Energien umfassen (siehe →*Teilbericht 8*).
- Andererseits könnte durch staatliche oder multilaterale Finanzierungsinstrumente Kapital zu geringeren Kosten bereitgestellt werden. Der Einfluss von internationalen Finanzinstitutionen wie Weltbank, EBRD, KfW sowie internationalen Risk Mitigation Mechanismen wurden weder in dieser noch in den anderen Teilstudien gesondert analysiert. Es erscheint aber sinnvoll, hierbei in enger Abstimmung mit internationalen Finanzinstitutionen Kohärenz zu erreichen. Eine Schaffung stabiler Beziehungen auf bi- oder multilateraler Ebene zur Steigerung der Sicherheit und Verlässlichkeit für potenzielle Investoren ist von strategischer Bedeutung, wenn sich die MENA-Region perspektivisch als Lieferregion für grüne Energie entwickeln soll. Auch wenn dies teilweise schon geschieht, müssen die Anstrengungen in dieser Richtung deutlich ausgeweitet werden, um eine schnelle Umsetzung zu ermöglichen und den enormen Finanzierungsbedarf nicht nur für einzelne Pilotprojekte, sondern für ganze Sektoren zu sichern.

Die Maximierung der Marge ist eine wesentliche Prämisse des Handelsmodells. So kommt es in einigen Szenarien-Konstellationen auch zur Belieferung von MENA-Staaten durch Länder der EU. Dies beruht auf dem Effekt, dass nahegelegene potenzielle Anbieter im MENA-Raum mit günstigeren Gestehungskosten ihre Ressourcen bereits Dritten anbieten. Tendenziell würde die MENA-Region jedoch von Australien und Amerika versorgt werden. Lediglich in den Basisszenarien mit für alle Länder gleichem WACC würden Saudi-Arabien und Ägypten vorrangig den MENA-Raum versorgen. Diese Konstellationen können sich jedoch ändern, wenn die globale Nachfrage nach Synfuels steigt und chemische Rohstoffe wie Ammoniak und Methanol in allen Nachfrageszenarien entsprechend berücksichtigt werden.

Auch wenn im Modell davon ausgegangen wird, dass später zugebaute Anlagen schlechtere Volllaststunden vorfinden, so sind die auszugleichenden Differenzen im unterstellten technologischen Fortschritt in einem Maße, dass sich viele in den An-

fangsjahren errichtete Elektrolyseure und Synfuels-Anlagen nicht über einen längeren Zeitraum behaupten können. Sollte sich diese Entwicklung bewahrheiten, so ist anzunehmen, dass durch kürzere unterstellte Anlagenlaufzeiten die Angebotspreise zu Beginn des Wasserstoffzeitalters generell gegenüber den bisherigen Annahmen steigen.

## 7 Literaturverzeichnis

### Zitierte Literatur

- Al-Breiki, M. & Bicer, Y. (2020). Comparative cost assessment of sustainable energy carriers produced from natural gas accounting boil-off gas and social cost of carbon. *Energy Reports*, 6, 1897–1909.
- The Allen Consulting Group. (Oktober 2009). Review of the appropriateness of the current LPG international benchmark in the setting of domestic LPG prices. Report to Australian Competition and Consumer Commission. <https://www.accc.gov.au/system/files/Review%20of%20the%20appropriateness%20of%20the%20current%20LPG%20international%20benchmark%20in%20the%20setting%20of%20domestic%20LPG%20prices%20-%20October%202009.pdf>
- Bartels, J. R. & Pate, M. B. (2008). A feasibility study of implementing an Ammonia Economy. Iowa Energy Center. <https://p2infohouse.org/ref/50/49540.pdf>
- Bauer, M. D. (2017). Bridging the gap: Forecasting interest rates with macro trends (Economic Letter 2017-21). Federal Reserve Bank of San Francisco (FRBSF).
- Bauer, M. D. & Hamilton, J. D. (2016). Do macro variables help forecast interest rates? (Economic Letter 2016-20). Federal Reserve Bank of San Francisco (FRBSF).
- Bauer, M. D. & Rudebusch, G. D. (2017). Interest rates under falling stars (Federal Reserve Bank of San Francisco Working Paper 2017-16). <https://doi.org/10.24148/wp2017-16>
- Bogdanov, D [D.], Child, M. & Breyer, C [C.]. (2019). Reply to “Bias in energy system models with uniform cost of capital assumptions”. <https://www.nature.com/articles/s41467-019-12469-y>
- Borio, C., Disyatat, P., Juselius, M. & Rungcharoenkitkul, P. (2017). Why so low for so long? A long-term view of real interest rates (BIS Working Papers Nr. 685).
- Brändle, G., Schönfisch, M. & Schulte, S. (November 2020). Estimating long-term global supply cost for low-carbon hydrogen (EWI Working Paper No 20/04).
- Branstätt, C., Gardian, H., Pregger, T., Brücken, N. & Fette, M. (08/2020). Multi-Sektor-Kopplung - Modellbasierte Analyse der Integration erneuerbarer Stromerzeugung durch die Kopplung der Stromversorgung mit dem Wärme-, Gas- und Verkehrssektor dem Wärme-, Gas- und Verkehrssektor. [https://www.researchgate.net/publication/344255842\\_Multi-Sektor-Kopplung\\_-\\_Modellbasierte\\_Analyse\\_der\\_Integration\\_erneuerbarer\\_Stromerzeugung\\_durch\\_die\\_Kopplung\\_der\\_Stromversorgung\\_mit\\_dem\\_Warme-\\_Gas-\\_und\\_Verkehrssektor/link/619dff25f1d624457166fofo/download](https://www.researchgate.net/publication/344255842_Multi-Sektor-Kopplung_-_Modellbasierte_Analyse_der_Integration_erneuerbarer_Stromerzeugung_durch_die_Kopplung_der_Stromversorgung_mit_dem_Warme-_Gas-_und_Verkehrssektor/link/619dff25f1d624457166fofo/download)
- Brealey, R. A. et al. (2008). *Principles of Corporate Finance*. McGraw-Hill.
- Brückmann, R. (2018, 9. März). What is the development of WACC for wind power in the 28 EU Member States – and why? Strommarkttreffen.

- Bründlinger, T., König, J., Frank, O. & Gründig, D. (2018). dena-Leitstudie: Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Berlin.  
[https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_lang.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf)
- Constancio, V. (2016). The challenge of low interest rates for monetary policy. Symposium at Utrecht School of Economics.  
<https://www.ecb.europa.eu/press/key/date/2016/html/sp160615.en.html>
- Damodaran, A. (2016a). Country risk: Determinants, measures and implications – the 2016 Edition.  
[https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=2812261](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2812261)
- Damodaran, A. (2016b). Equity risk premium (ERP): Determinants, Estimation and Implications – the 2016 Edition.
- Damodaran, A. (2019). Country risk: Determinants, measures and implications – the 2019 Edition.  
[https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=3427863&download=yes](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3427863&download=yes)
- Damodaran, A. (2020a). Country default spreads and risk premiums.  
[http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/ctryprem.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html)
- Damodaran, A. (2020b). Total Betas by Sector.  
[http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/totalbeta.html](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/totalbeta.html)
- Del Negro, M., Giannoni, D. & Tambalotti, A. (2018a). Global trends in interest rates (Staff reports Nr. 866). Federal reserve Bank of New York.  
[https://www.newyorkfed.org/medialibrary/media/research/staff\\_reports/sr866.pdf](https://www.newyorkfed.org/medialibrary/media/research/staff_reports/sr866.pdf)
- Del Negro, M., Giannoni, D. & Tambalotti, A. (2018b). Global trends in interest rates.  
<https://voxeu.org/article/global-trends-interest-rates>
- Dimson, E., Marsh, P. & Staunton, M. (2019). Summary edition Credit Suisse global investment returns yearbook 2019. Credit Suisse.
- Dorian LPG (June 2018a). ohne Titel.  
[https://s21.q4cdn.com/513962416/files/doc\\_presentations/2018/06/June-Deck-Final-PPT.pdf](https://s21.q4cdn.com/513962416/files/doc_presentations/2018/06/June-Deck-Final-PPT.pdf)
- Dorian LPG. (2018b, 15. Oktober). SElected Comparative Financial Data on Public VLGC Operators.  
[http://s21.q4cdn.com/513962416/files/doc\\_presentations/2018/10/Investor-Presentation-2018-10-15.pdf](http://s21.q4cdn.com/513962416/files/doc_presentations/2018/10/Investor-Presentation-2018-10-15.pdf)
- Egli, F., Steffen, B. & Schmidt, T. S. (2018). A dynamic analysis of financing conditions for renewable energy technologies.

- Egli, F., Steffen, B. & Schmidt, T. S. (2019). Bias in energy system models with uniform cost of capital assumption. <https://www.nature.com/articles/s41467-019-12468-z>
- Enagás et al. (Juli 2020). European Hydrogen Backbone: How a dedicated hydrogen infrastructure can be created.
- EnergieAgentur NRW. (2019). Wirtschaftlichkeit von PtX Technologien. EnergieAgentur NRW.
- Fasihi, M., Bogdanov, D [Dmitrii] & Breyer, C [Christian] (2016). Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. *Energy Procedia*, 99(6), 243–268. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.115>
- Fernandez, P. (2019). CAPM: an absurd model, Revision 2019. [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=2505597](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2505597)
- Fernandez, P., Percin, V. & Acin, I. F. (2018). Market risk premium and risk-free rate used for 59 countries in 2018: a survey. [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=3155709](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3155709)
- Fischer, S. (2017). The low level of global interest rates, Conference to Celebrate Arminio Fraga's 60 Years, Rio de Janeiro, Brazil.
- Flassbeck, H. & Steinhardt, P. (2018). *Gescheiterte Globalisierung: Ungleichheit, Geld und die Renaissance des Staates* (1. Aufl.). Suhrkamp.
- FlexLNG (June 2017). The next generation of LNG Carriers. *Marine Money Week*.
- Frontier Economics. (2018). The future cost of electricity-based synthetic fuels: Study commissioned by Agora Verkehrswende und Agora Energiewende.
- Geiger, J. (2021, 2. Juni). Unter der Haube effizient. <https://www.dekra-solutions.com/2021/06/elektroauto-unter-der-haube-effizient/>
- Gkonis, K. G. & Psaraftis, H. N. (2013). Modeling Tankers' Optimal Speed and Emissions. National Technical University of Athens. <file:///C:/Users/klann/Downloads/22Gkonis-Psaraftis2012.pdf>
- Gourinchas, P.-O. (2017). Discussion of “Are low real interest rates here to stay?”. *International Journal of Central Banking*, 13(3), 43–53.
- Greenpeace International, global wind energy Council & solarPowereurope. (2015). *energy [r]evolution: a sustainable world energy outlook 2015*.
- Grover, K. (2016, 2. November). Methanol Shipping: Sailing towards new horizons, 19. IMPCA Conference.
- Hirth, L. & Steckel, J. C. (2016). The role of capital costs in decarbonizing the electricity sector (*Environmental Research Letters* 11 114010).
- Hurskainen, M. (2019). Liquid organic hydrogen carriers (LOHC): Concept evaluation and techno-economics. (VTT Research Report No. VTT-R-0057-19).
- IEA. (Juni 2019). *The future of hydrogen: Seizing today's opportunities* (Report prepared by IEA for the G20, Japan).

- IEA. (2020). World Energy Outlook 2020 (World Energy Outlook). International Energy Agency.
- IEA. (2021). Energy Technology Perspectives 2020. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67dfob9ea/Energy\\_Technology\\_Perspectives\\_2020\\_PDF.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67dfob9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf)
- IGU. (2019). World LNG Report 2019. IGU.
- IGU. (2020). World LNG Report 2020. IGU.
- International Energy Agency. (2017). World Energy Outlook 2017 [OECD/IEA]; ProQuest. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/4a50d774-5e8c-457e-bcc9-513357f9b2fb/World\\_Energy\\_Outlook\\_2017.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/4a50d774-5e8c-457e-bcc9-513357f9b2fb/World_Energy_Outlook_2017.pdf)
- Kang, K. e. a. (2014). Estimation of CO<sub>2</sub> pipeline transport cost in South Korea based on the scenarios (Energy Procedia Nr. 63).
- Keramidas, K., Fosse, F., Diaz Vazquez, A., Schade, B., Tchung-Ming, S., Weitzel, M., Vandyck, T. & Wójtowicz, K. (2021). A new normal beyond Covid-19: Estimating the effects of the pandemic on the energy system, with a focus on the transport sector. EUR: Bd. 30558. Publications Office of the European Union. <https://doi.org/10.2760/608429>
- König, D. H., Baucks, N., Dietrich, R.-U [Ralph-Uwe] & Wörner, A. (2015). Simulation and evaluation of a process concept for the generation of synthetic fuel from CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>. Energy, 91, 833–841. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.08.099>
- Kosat, C. e. a. (2013). Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Fraunhofer-Institut ISE.
- Kruschwitz, L., Loeffler, A. & Mandl, G. (2010, 31. Juli). Damodaran's Country Risk Premium: A Serious Critique. <https://ssrn.com/abstract=1651466>
- Lopez, H. (2008). The social discount rate: Estimates for nine Latin American countries (World Bank Policy Research Working Papers Nr. 4639).
- MAN Diesel & Turbo. (ohne Jahr). Propulsion Trends in Tankers. MAN.
- Markewitz, P., Zhao, L. & Robinius, M. (2017). Technologiebericht 2.3 CO<sub>2</sub> - Abscheidung und Speicherung (CCS) (Technologien für die Energiewende Nr. 2.3). [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7051/file/7051\\_CCS.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7051/file/7051_CCS.pdf)
- Maslyk, M., Gäb, T., Matveeva, G., Opitz, P., Mondeshki, M., Krysiak, Y., Kolb, U. & Tremel, W. (2022). Multistep Crystallization Pathways in the Ambient-Temperature Synthesis of a New Alkali-Activated Binder. Advanced Functional Materials, 32(7), 2108126. <https://doi.org/10.1002/adfm.202108126>
- Navigant. (2019, 18. März). Gas for Climate: Extended analysis on the optimal role for gas in a net zero emission energy sytem (Reference No.: 203997). Utrecht, Netherlands. Navigant Netherlands B.V. <https://www.europeanbiogas.eu/wp->

- content/uploads/2019/11/GfC-study-The-optimal-role-for-gas-in-a-net-zero-emissions-energy-system.pdf
- Neuseeland. (2019a). Discount rates. <https://treasury.govt.nz/information-and-services/state-sector-leadership/guidance/financial-reporting-policies-and-guidance/discount-rates>
- Neuseeland. (2019b). Estimation of Crown's opportunity cost of capital. <https://treasury.govt.nz/publications/guide/public-sector-discount-rates-cost-benefit-analysis-html#section-3>
- Nothout, P. e. a. (2016). The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies. Bericht zum Projekt DiaCore.
- OKEANIS - Eco Tankers. (September 2019). Company Presentation.
- Paschotta, R. (2021). Energie-Lexikon. <https://www.energie-lexikon.info>
- Picketty, T. (2018). Das Kapital im 21. Jahrhundert. München.
- Pratt, S. P. & Grabowski, R. J. (2014). Cost of Capital: Applications and Examples (5. Auflage). Wiley.
- Pueyo, A., Bawakyillenou, S. & Helen, O. (2016). Cost and returns of renewable energy in sub-saharan Africa: A comparison of Kenya and Ghana (IDS Evidence Report Nr. 190).
- Raab, M., Maier, S. & Dietrich, R.-U [R.-U.] (2021). Comparative techno-economic assessment of a large-scale hydrogen transport via liquid transport media. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(21), 11956–11968. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.213>
- Rachel, L. & Smith, T. D. (2015). Secular drivers of the global real interest rate (Bank of England Staff Working Paper Nr. 571).
- Rachel, L. & Smith, T. D. (2017). Are low real interest rates here to stay? (*International Journal of Central Banking* 13 Nr. 3).
- Reeg, M. e. a. (2013). Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells (AMIRIS) zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen, Abschlussbericht.
- Salmon, N. & Banares-Alcántara, R. (2021). Green ammonia as a spatial energy vector: a review. *Sustainable Energy & Fuels*, 4, 2814–2839.
- Schindler, J. (2019). Wirtschaftlichkeit von PtX-Technologien. EnergieAgentur NW.
- Schmidt, T. S. (2019). Adverse effects of rising interest rates in sustainable energy transitions (*Nature Sustainability*).
- Scholz, Y. (2012). Renewable energy based electricity supply at low costs : development of the REMix model and application for Europe. <https://doi.org/10.18419/opus-2015>
- Schyska, B. U. & Kies, A. (2019). How regional differences in cost of capital influence the optimal design of power systems.

- Sichao, K. & Shibata, Y. (June 2018). Evaluation of the Economics of Renewable Hydrogen Supply in the APEC Region.
- SIEMENS. (2018). SILYSER 300: Die nächste Dimension der PEM-Elektrolyse. <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public/1524040818.abae9c1e48d6d239c06d88e565a25040ed2078dc.ct-ree-18-047-db-silyzer-300-db-de-en-rz.pdf>
- Smolinka, T., Wiebe, N., Sterchele, P., Palzer, A., Lehner, F., Jansen, M., Kiemel, S., Miehe, R., Wahren, S. & Zimmermann, F. (2018). Studie IndWEde: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. [https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwede-studie\\_v04.1.pdf](https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwede-studie_v04.1.pdf)
- Steffen, B. (2019). Estimating the cost of capital for renewable energy projects (USAAE Working paper 19-399). <https://ssrn.com/abstract=3373905> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3373905>
- Steinbach, J. & Staniaszek, D. (2015). Discount rates in energy system analysis. Discussion Paper im Auftrag des BPIE.
- Stetter, D. (2014). Enhancement of the REMix energy system model : global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation. <https://doi.org/10.18419/opus-6855>
- Steuer, C. (2019). Outlook for Competitive LNG Supply (OIES Paper NG Nr. 142). DOI: <https://doi.org/10.26889/9781784671310>
- Stuttgart Research Initiative on Integrated Systems Analysis for Energy (Hrsg.). (2018). Energiesystemanalyse Baden-Württemberg [STRise]. <https://elib.dlr.de/126728>
- Terrapon-Pfaff, J., Prantner, M. & Ersoy, S. R. (2022). Risikobewertung und Risikokostenanalyse der MENA-Region: MENA-Fuels: Teilbericht 8. Wuppertal, Stuttgart, Köln, Saarbrücken. [https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/MENA-Fuels\\_Teilbericht8\\_Risikobewertung.pdf](https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/MENA-Fuels_Teilbericht8_Risikobewertung.pdf)
- Teske, S., Pregger, T., Naegler, T., Simon, S. & Pagenkopf, J. (2019, 2. Februar). Achieving the paris Climate Agreement Goals: Energy Scenario Results. [https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-05843-2\\_8](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-05843-2_8)
- WEC & Frontier Economics. (2016). World Energy Scenarios 2016. London. World Energy Council. [https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World-Energy-Scenarios-2016\\_Full-Report.pdf](https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World-Energy-Scenarios-2016_Full-Report.pdf)
- Wenninger, M. & Tolgos, S. (2008). LNG Carriers Power: Total Fuel Flexibility & Maintainability with 51/60DF Electric Propulsion. Augsburg. MAN Diesel.
- Wuppertal Institut & DIW Econ. (November 2020). Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V. (LEE-NRW).

Yi, K.-M. & Zhan, J. (2016). Real interest rates over the long run (Economic Policy Paper 16-10). Federal Reserve Bank of Minneapolis.

## Teilberichte

- Acosta-Fernández, J., Viebahn, P., Hanke, T., Block, S. (2023). Gesamtwirtschaftliche Effekte von Investitionen zur Versorgung Deutschlands mit Wasserstoff und synthetischen Energieträgern aus der MENA-Region. MENA-Fuels: Teilbericht 13 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Braun, J., Kern, J., Scholz, Y., Hu, W., Moser, M., Schillings, C., Simon, S., Ersoy, S. R., Terrapon-Pfaff, J. (2022). Technische und risikobewertete Kosten-Potenzial-Analyse der MENA-Region. MENA-Fuels: Teilbericht 10 des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) und des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Doré, L., Krüger, C., Janßen, T. (2022). Weitere Szenarioanalysen: Berücksichtigung von Investitionsrisiken und Sensitivitäten der Basisszenarien. MENA-Fuels: Teilbericht 7 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Ersoy, S. R., Terrapon-Pfaff, J., Viebahn, P., Pregger, T., Braun, J. (2022). Synthese der Kurzstudien für Jordanien, Marokko und Oman. MENA-Fuels: Teilbericht 11 des Wuppertal Instituts und des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Horst, J., Klann, U. (2022). MENA-Fuels—Analyse eines globalen Marktes für Wasserstoff und synthetische Energieträger hinsichtlich künftiger Handelsbeziehungen. MENA-Fuels: Teilbericht 12 des Instituts für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Jülich, A., Zelt, O. (2022). Ökobilanzen für synthetisches Kerosin—Vergleich von Produktionsrouten in MENA und Deutschland. MENA-Fuels: Teilbericht 2 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Krüger, C., Doré, L. (2022). Nachfrageszenarien – Storylines und Herleitung der Entwicklung der Nachfrage nach Synfuels und Grundstoffen. MENA-Fuels: Teilbericht 5 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Krüger, C., Doré, L., Janßen, T. (2022). Basisszenarien – Ergebnisse und Infrastrukturauswertung. MENA-Fuels: Teilbericht 6 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Pregger, T. (2022). Szenarien zur Eigenbedarfsanalyse für die MENA-Länder. MENA-Fuels: Teilbericht 9 des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Saurat, M., Doré, L., Janßen, T., Kiefer, S., Krüger, C., Nebel, A. (2022). Beschreibung des Energieversorgungsmodells WISEE-ESM-I. MENA-Fuels: Teilbericht 4 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

- Terrapon-Pfaff, J., Prantner, M., Ersoy, S. R. (2022). Risikobewertung und Risikokostenanalyse der MENA-Region. MENA-Fuels: Teilbericht 8 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Viebahn, P., Kern, J., Horst, J., Rosenstiel, A., Terrapon-Pfaff, J., Doré, L., Krüger, C., Zelt, O., Pregger, T., Braun, J., Klann, U. (2022a). Synthese und Handlungsoptionen – Ergebnisbericht des Projekts MENA-Fuels. Teilbericht 14 des Wuppertal Instituts, des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) und des Instituts für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Viebahn, P., Kern, J., Horst, J., Rosenstiel, A., Terrapon-Pfaff, J., Doré, L., Krüger, C., Zelt, O., Pregger, T., Braun, J., Klann, U. (2022b). Synthesis and courses of action. Report on results of the MENA-Fuels project. Sub-report 14 to the Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK). Wuppertal Institut, German Aerospace Center (DLR), Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (Institute for Future Energy and Material Flow Systems, I-ZES).
- Viebahn, P., Kern, J., Horst, J., Rosenstiel, A., Terrapon-Pfaff, L., Doré, L., Krüger, C., Zelt, O., Pregger, T., Braun, J., Klann, U. (2022c) : synthèse et pistes d'action. Rapport sur les résultats du projet MENA-Fuels. Sous-rapport 14 au ministère fédéral de l'Économie et de la Protection du climat (BMWK). Wuppertal Institut, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES).
- Zelt, O., Kobiela, G., Ortiz, W., Scholz, A., Monnerie, N., Rosenstiel, A., Viebahn, P. (2020). Multikriterielle Bewertung von Bereitstellungstechnologien synthetischer Kraftstoffe. MENA-Fuels: Teilbericht 3 des Wuppertal Instituts und des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Zelt, O., Scholz, A., Viebahn, P. (2021). Auswahl der zu bewertenden synthetischen Kraftstoffe und ihrer Bereitstellungstechnologien. MENA-Fuels: Teilbericht 1 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

## 8 Anhang

### 8.1 Anhang 1: Liste der betrachteten Länder und Ländergruppen

**Tab. 8-1 Liste der betrachteten Länder und Ländergruppen**

Ägypten	Somalia	Luxemburg
Algerien	Südafrika	Malta
Bahrain	Sudan	Niederlande
Irak	Tschad	Österreich
Iran	restl. Afrika	Polen
Jemen	Australien	Portugal
Jordanien	Neuseeland	Rumänien
Katar	restl. Ozeanien	Schweden
Kuwait	Kanada	Slowakei
Libanon	USA	Slowenien
Libyen	Argentinien	Spanien
Marokko	Bolivien	Tschechien
Oman	Brasilien	Ungarn
Saudi-Arabien	Chile	Vereinigtes Königreich
Syrien	Mexiko	Zypern
Tunesien	Peru	Kasachstan
Vereinigte Arabische Emirate	sonstiges Lateinamerika	Norwegen
Afghanistan	Belgien	Russland
China	Bulgarien	Schweiz
Indien	Dänemark	Türkei
Japan	Deutschland	Montenegro
Pakistan	Estland	restl. Europa
Südkorea	Finnland	Albanien
restl. Asien	Frankreich	Bosnien-Herzegowina
Kenia	Griechenland	Kosovo
Madagaskar	Irland	Nord-Mazedonien
Mali	Italien	Serbien
Mauretanien	Kroatien	Island
Namibia	Lettland	Palästina
Niger	Litauen	Israel

## 8.2 Anhang 2: Arbeitskosten für die betrachteten Länder

**Tab. 8-2 Arbeitskosten in EUR 2015/h für die im IZES-Modell einzeln betrachteten Ländern**

Land	Arbeitskosten	Land	Arbeitskosten	Land	Arbeitskosten
Ägypten	2,05	Somalia	1,10	Luxemburg	32,24
Algerien	3,38	Südafrika	2,85	Malta	13,20
Bahrain	15,34	Sudan	1,49	Niederlande	32,17
Irak	4,41	Tschad	1,34	Österreich	36,00
Iran	4,28	restl. Afrika		Polen	9,10
Jemen	1,99	Australien	30,05	Portugal	10,94
Jordanien	4,64	Neuseeland	17,94	Rumänien	6,18
Katar	10,23	restl. Ozeanien		Schweden	37,58
Kuwait	21,30	Kanada	26,01	Slowakei	12,03
Libanon	5,87	USA	36,28	Slowenien	17,62
Libyen	5,25	Argentinien	15,59	Spanien	21,88
Marokko	1,64	Bolivien	4,95	Tschechien	12,61
Oman	10,76	Brasilien	7,42	Ungarn	9,86
Saudi-Arabien	25,34	Chile	6,99	Vereinigtes Königreich	24,81
Syrien	2,13	Mexiko	4,16	Zypern	12,27
Tunesien	2,17	Peru	5,07	Kasachstan	2,43
Vereinigte Arabische Emirate	26,71	restl. Lateinamerika		Norwegen	44,27
Afghanistan	1,22	Belgien	40,67	Russland	6,20
China	4,43	Bulgarien	4,84	Schweiz	55,78
Indien	1,19	Dänemark	43,77	Türkei	4,85
Japan	24,60	Deutschland	38,25	Montenegro	6,21
Pakistan	1,16	Estland	11,69	restl. Europa	
Südkorea	21,36	Finnland	34,58	Albanien	4,07
restl. Asien		Frankreich	36,08	Bosnien- Herzegowina	4,55
Kenia	1,93	Griechenland	15,03	Kosovo	3,56
Madagaskar	1,22	Irland	31,15	Nord-Mazedonien	2,92
Mali	1,61	Italien	26,48	Serbien	5,26
Mauretanien	1,62	Kroatien	9,52	Island	41,26
Namibia	4,47	Lettland	8,85	Palästina	2,83
Niger	1,16	Litauen	8,69	Israel	27,48

### 8.3 Anhang 3: Reale WACC nach Ländern

**Tab. 8-3 Länderspezifische Diskontraten für EE-Technologien (in %/a)**

Land	Nach Steuern	Vor Steuern	Land	Nach Steuern	Vor Steuern	Land	Nach Steuern	Vor Steuern
Ägypten	11,55	13,86	Somalia	19,65	24,84	Luxemburg	2,88	3,75
Algerien	12,70	15,69	Südafrika	6,52	8,34	Malta	3,77	5,31
Bahrain	13,86	13,86	Sudan	22,35	29,76	Niederlande	2,92	3,75
Irak	15,60	17,52	Tschad	n.a.	n.a.	Österreich	3,52	4,49
Iran	13,36	15,69	restl. Afrika	n.a.	n.a.	Polen	4,47	5,31
Jemen	21,28	24,84	Australien	2,75	3,75	Portugal	6,51	7,80
Jordanien	10,22	12,02	Neuseeland	2,82	3,75	Rumänien	6,82	7,80
Katar	4,46	4,87	restl. Ozeanien	n.a.	n.a.	Schweden	3,04	3,75
Kuwait	4,07	4,67	Kanada	2,87	3,75	Slowakei	4,38	5,31
Libanon	19,59	22,32	USA	2,92	3,75	Slowenien	5,67	6,68
Libyen	18,12	21,18	Argentinien	17,50	22,32	Spanien	5,35	6,68
Marokko	6,33	8,34	Bolivien	9,77	12,02	Tschechien	4,09	4,87
Oman	8,20	9,27	Brasilien	6,85	9,27	Ungarn	7,25	7,80
Saudi-Arabien	4,20	5,05	Chile	3,91	5,05	Vereinigtes Königreich	3,91	4,67
Syrien	19,86	24,84	Mexiko	4,50	5,96	Zypern	8,38	9,27
Tunesien	11,29	13,86	Peru	4,53	5,96	Kasachstan	7,12	8,48
VAE	2,48	4,67	sonstiges Lateinamerika	n.a.	n.a.	Norwegen	3,02	3,75
Afghanistan	n.a.	n.a.	Belgien	3,68	4,87	Russland	6,57	7,80
China	3,99	5,05	Bulgarien	6,67	7,25	Schweiz	3,15	3,75
Indien	5,52	7,25	Dänemark	3,02	3,75	Türkei	10,04	12,02
Japan	3,74	5,05	Deutschland	2,75	3,75	Montenegro	11,21	12,02
Pakistan	12,23	15,69	Estland	4,20	5,05	restl. Europa	n.a.	n.a.
Südkorea	3,39	4,38	Finnland	3,72	4,49	Albanien	10,67	12,02
sonstiges Asien	n.a.	n.a.	Frankreich	3,44	4,67	Bosnien-Herzegowina	14,54	15,69
Kenya	10,78	13,86	Griechenland	9,50	12,02	Kosovo	n.a.	n.a.
Madagaskar	11,80	13,86	Irland	4,76	5,31	Nord-Macedonien	9,58	10,37
Mali	12,33	15,69	Italien	6,33	7,80	Serbien	9,18	10,37
Mauretanien	n.a.	n.a.	Kroatien	7,99	9,27	Island	4,43	5,31
Namibia	6,99	9,27	Lettland	4,99	5,96	Palestina	n.a.	n.a.
Niger	11,96	15,69	Litauen	5,23	5,96	Israel	4,08	5,05

Tab. 8-4 Länderspezifische Diskontraten für andere Technologien (in %/a)

Land	Nach Steuern	Vor Steuern	Land	Nach Steuern	Vor Steuern	Land	Nach Steuern	Vor Steuern
Ägypten	13,50	15,97	Somalia	22,53	27,92	Luxemburg	3,92	4,97
Algerien	14,79	17,96	Südafrika	7,95	9,96	Malta	4,88	6,67
Bahrain	15,97	15,97	Sudan	25,62	33,27	Niederlande	3,97	4,97
Irak	17,93	19,95	Tschad	n.a.	n.a.	Österreich	4,64	5,77
Iran	15,49	17,96	restl. Afrika	n.a.	n.a.	Polen	5,70	6,67
Jemen	24,22	27,92	Australien	3,76	4,97	Portugal	7,94	9,37
Jordanien	12,03	13,97	Neuseeland	3,84	4,97	Rumänien	8,28	9,37
Katar	5,71	6,18	restl. Ozeanien	n.a.	n.a.	Schweden	4,11	4,97
Kuwait	5,27	5,97	Kanada	3,90	4,97	Slowakei	5,59	6,67
Libanon	22,33	25,18	USA	3,97	4,97	Slowenien	7,01	8,16
Libyen	20,74	23,94	Argentinien	20,15	25,18	Spanien	6,65	8,16
Marokko	7,74	9,96	Bolivien	11,54	13,97	Tschechien	5,27	6,18
Oman	9,81	10,98	Brasilien	8,32	10,98	Ungarn	8,76	9,37
Saudi-Arabien	5,40	6,38	Chile	5,05	6,38	Vereinigtes Königreich	5,08	5,97
Syrien	22,74	27,92	Mexiko	5,71	7,37	Zypern	10,00	10,98
Tunesien	13,23	15,97	Peru	5,74	7,37	Kasachstan	8,56	10,06
VAE	3,41	5,97	sonstiges Lateinamerika	n.a.	n.a.	Norwegen	4,09	4,97
Afghanistan	n.a.	n.a.	Belgien	4,79	6,18	Russland	8,01	9,37
China	5,15	6,38	Bulgarien	8,13	8,77	Schweiz	4,25	4,97
Indien	6,84	8,77	Dänemark	4,09	4,97	Türkei	11,83	13,97
Japan	4,86	6,38	Deutschland	3,76	4,97	Montenegro	13,10	13,97
Pakistan	14,30	17,96	Estland	5,40	6,38	restl. Europa	n.a.	n.a.
Südkorea	4,44	5,60	Finnland	4,86	5,77	Albanien	12,51	13,97
sonstiges Asien	n.a.	n.a.	Frankreich	4,52	5,97	Bosnien-Herzegowina	16,74	17,96
Kenya	12,68	15,97	Griechenland	11,25	13,97	Kosovo	n.a.	n.a.
Madagaskar	13,77	15,97	Irland	6,03	6,67	Nord-Macedonien	11,31	12,17
Mali	14,40	17,96	Italien	7,74	9,37	Serbien	10,88	12,17
Mauretanien	n.a.	n.a.	Kroatien	9,57	10,98	Island	5,65	6,67
Namibia	8,48	10,98	Lettland	6,27	7,37	Palestina	n.a.	n.a.
Niger	14,01	17,96	Litauen	6,54	7,37	Israel	5,25	6,38

## 8.4 Anhang 4: Liste der betrachteten Häfen nach Ländern

**Tab. 8-5 Liste der betrachteten Häfen nach Ländern**

Land	Hafen	Land	Hafen	Land	Hafen
Ägypten	Alexandria		Lagos	Malta	Valletta
Algerien	Algiers	restl. Afrika	Dar es Salam	Niederlande	Rotterdam
Bahrain	Manama		Perth	Österreich	Vienna
Irak	Khor al Zubair	Australien	Sidney	Polen	Gdansk
Iran	Bandar Mahshar	Neuseeland	Wellington	Portugal	Lisbon
Jemen	Aden	restl. Ozeanien	Nuku'alofa	Rumänien	Constanta
Jordanien	Aqabah		Halifax	Schweden	Stockholm
Katar	Doha	Kanada	Vancouver	Slowakei	Bratislava
Kuwait	Kuwait		New York	Slowenien	Koper
Libanon	Beirut		New Orleans		Valencia
Libyen	Tripoli	USA	San Francisco	Spanien	Vigo
Marokko	Agadir	Argentinien	Buenos Aires	Tschechien	Prague
Oman	Muscat	Bolivien	Sucre	Ungarn	Budapest
	Jeddah	Brasilien	Rio de Janeiro		London
Saudi-Arabien	Dammam	Chile	Valparaiso	Vereinigtes Königreich	Liverpool
Syrien	Tartus		Acapulco	Zypern	Larnaca
Tunesien	Tunis	Mexiko	Veracruz	Kasachstan	Aktau
Vereinigte Arabische Emirate	Abu Dhabi	Peru	Lima		Oslo
Afghanistan	Kabul	sonstiges	Cartagena	Norwegen	Narvik
China	Shanghai	Lateinamerika	Montevideo		St. Petersburg
	Mumbai	Belgien	Antwerp		Moskau
Indien	Kolkata	Bulgarien	Burgas	Russland	Tomsk
Japan	Tokyo	Dänemark	Copenhagen		Vladivostok
Pakistan	Port Qasim	Deutschland	Hamburg	Schweiz	Bern
Südkorea	Incheon	Estland	Tallinn		Antalya
	Yangon	Finnland	Helsinki	Türkei	Trabzon
sonstiges Asien	Map Ta Phut		Nantes	Montenegro	Bar
Kenya	Mombasa	Frankreich	Marseille	restl. Europa	Odesa (Ukraine)
Madagaskar	Toamasina	Griechenland	Athens	Albanien	Durres
Mali	Bamako	Irland	Dublin	Bosnien- Herzegowina	Metkovic
Mauretanien	Nouakchott		Venice	Kosovo	wie Skopje
Namibia	Walvis Bay	Italien	Naples	Nord- Macedonien	Skopje
Niger	Niamey	Kroatien	Zadar	Serbien	Belgrade
Somalia	Mogadishu	Lettland	Riga	Island	Reykjavik
Südafrika	Cape Town	Litauen	Klaipėda	Palestina	wie Israel
Sudan	Port Sudan	Luxemburg	Luxemburg	Israel	Tel Aviv-Yafo
Tschad	N'Djamena				

## 8.5 Anhang 5: Informationen zu den Technologien

Tab. 8-6 Informationen zu den Technologien

component	parameter	unit	scen_2030	scen_2040	scen_2050	specification of component	further specification of assumptions	source	information about derivation		
pv	CAPEX_pp	€/kW	612,667	513,667	423,000	Fix mounted panels		Stetter (2012)			
	OPEX_pp	% CAPEX/a	0,016	0,016	0,017			Stetter (2012)			
pt_solar_field	CAPEX_pp	€/kW	287,800	244,200	215,500	Parabolic trough with thermal oil		Stetter (2012)			
	OPEX_pp	% CAPEX/a	0,023	0,023	0,023			Stetter (2012)			
steam_turbine	ETA_turbine	%	0,430	0,440	0,450	Designed for CSP		Child et al. (2019)			
	CAPEX_turbine	€/kW	700,000	640,000	600,000			Child et al. (2019)			
	OPEX_turbine	% CAPEX/a	0,020	0,020	0,020			Child et al. (2019)			
wind	CAPEX_pp	€/kW	1048,281	958,967	914,647	Onshore		Stetter (2012)			
	OPEX_pp	% CAPEX/a	0,029	0,029	0,028			Stetter (2012)			
thermal_storage	ETA_bat_in	%	0,990	0,990	0,990	Two Tank Molten salt		own			
	ETA_bat_out	%	0,990	0,990	0,990			own			
	CAPEX_bat	€/kWh_th	26,680	24,129	21,822			only for PT, incl. EPC (Surcharges), 100MW_el, Solar Multiple 2	Thermvolt (2016)	1% cost decrease per year from 2030, Surcharges added to investment costs	
	CAPEX_bat_p	€/kW	0,000	0,000	0,000						
	OPEX_bat	% CAPEX/a	0,023	0,023	0,023			overall OPEX for O&M of CSP power plant	Thermvolt (2016)		
electrolyzer_pem	ETA_el	%	0,620	0,650	0,680	PEM		LHV, Efficiency of entire system	NOW-Studie (2018)	Values derived from survey about energy demand in 2030 and 2040. Converted with energy density of H2	
	DEMAND_el_h2o	kg_H2O/kg_H2	10,000	10,000	10,000			not stoichiometric	Siemens (2018)		
	CAPEX_el	€/kW	810,000	660,000	510,000				NOW-Studie (2018)		Linear interpolation for 2040 based on 2030 and 2050
	OPEX_el	% CAPEX/a	0,050	0,050	0,050				STRedi (2018)		
	LOAD_el_min	%	0,070	0,048	0,025			for 100MW system	NOW-Studie (2018)		Linear interpolation for 2040 based on 2030 and 2050
fischer-tropsch	ETA_ft	%	0,702	0,741	0,783			due to LHV, H2 to Fuel (60% Diesel, 25% Kerosen, 15% Naphtha)	Fasihi et al. (2016)	Extrapolation from 2016 with 1% increase per year (aggregated from 53 (dena2017))	
	DEMAND_ft_h2	kg_H2/kg_fuel	0,550	0,550	0,550			Fuel outlet feed with 44% Kerosene, 25% Diesel and 31% Gasoline	König et al. (2015)		Aggregated from H2 inlet feed and Fuel outlet feed
	DEMAND_ft_co2	kg_CO2/kg_fuel	4,180	4,180	4,180			Fuel outlet feed with 44% Kerosene, 25% Diesel and 31% Gasoline	König et al. (2015)		Aggregated from CO2 inlet feed and Fuel outlet feed
	CAPEX_ft	€/kW	801,300	724,682	655,389			incl. RWGS and Hydrocracker (60% Diesel, 25% Kerosen, 15% Naphtha).	Fasihi et al. (2016)		Value converted with LHV and density of diesel. Assumed 1% cost decrease per year from 2016
	OPEX_ft	% CAPEX/a	0,030	0,030	0,030				Fasihi et al. (2016)		
	LOAD_ft_min	%	0,900	0,900	0,900				own		
h2o	PRICE_h2o	€/m³	0,909	0,865	0,822		wo transport, SWRO (Technologie), optimal power mix (CSP, PV, Wind, Fossil backup, 76.6% RE-Share) (p. 176), Location in Marsa Alam (South-East of Egypt)	Moser (2015)		Assumed 0.5% cost decrease per year from 2015	
co2	PRICE_co2_cement	€/t	41,495	28,242	14,989		Paper research. For oxyfuel combustion, amine scrubbing	Leeson et al. (2017)		Mean of values for 2013. Linear interpolation based on 2013 and 2050. Currency Conversion	



## **Überblick über die Teilberichte in MENA-Fuels**

Alle Teilberichte können über die folgende Website heruntergeladen werden:

[www.wupperinst.org/MENA-Fuels/](http://www.wupperinst.org/MENA-Fuels/)

### **Teilprojekt A.I: Technologiebewertung für synthetische Kraftstoffe**

- 1 Auswahl der zu bewertenden synthetischen Kraftstoffe und ihrer Bereitstellungstechnologien
- 2 Ökobilanzen für synthetisches Kerosin – Vergleich von Produktionsrouten in MENA und Deutschland
- 3 Multikriterielle Bewertung von Bereitstellungstechnologien synthetischer Kraftstoffe

### **Teilprojekt A.II: Potenzial- und Infrastrukturanalyse für EE-Strom, Wasserstoff und synthetische Folgeprodukte**

- 4 Beschreibung des Energieversorgungsmodells WISEE-ESM-I
- 5 Nachfrageszenarien – Storylines und Herleitung der Entwicklung der Nachfrage nach Synfuels und Grundstoffen
- 6 Basisszenarien – Ergebnisse und Infrastrukturauswertung
- 7 Weitere Szenarioanalysen: Berücksichtigung von Investitionsrisiken und Sensitivitäten der Basisszenarien
- 8 Risikobewertung und Risikokostenanalyse der MENA-Region

### **Teilprojekt B.I: Analyse der Exportpotenziale in den MENA-Ländern**

- 9 Szenarien zur Eigenbedarfsanalyse für die MENA-Länder
- 10 Technische und risikobewertete Kosten-Potenzial-Analyse der MENA-Region
- 11 Synthese der Kurzstudien für Jordanien, Marokko und Oman

### **Teilprojekt B.II: Künftige Märkte, Handelsprodukte und Wertschöpfungsketten**

- 12 MENA-Fuels – Analyse eines globalen Marktes für Wasserstoff und synthetische Energieträger hinsichtlich künftiger Handelsbeziehungen
- 13 Gesamtwirtschaftliche Effekte von Investitionen zur Versorgung Deutschlands mit Wasserstoff und synthetischen Energieträgern aus der MENA-Region

### **Teilprojekt B.III: Synthese und Handlungsoptionen**

- 14 (DE) Synthese und Handlungsoptionen – Ergebnisbericht des Projekts MENA-Fuels
- 14 (EN) Synthesis and courses of action – Report on results of the MENA-Fuels project
- 14 (FR) Synthèse et pistes d'action – Rapport sur les résultats du projet MENA-Fuels

Die Zukunft der Mobilität in Deutschland und der EU bietet ein vielfältiges Portfolio an Technologien und Lösungen. Neben der Elektromobilität ist auch der Einsatz synthetischer Kraftstoffe eine denkbare Lösung.

Die Herstellung großer Mengen synthetischer Kraftstoffe (und Feedstocks) benötigt erhebliche Mengen an preisgünstigen erneuerbaren Energien. Insbesondere die sonnen- und windreichen Länder der MENA-Region (Nordafrika und Naher Osten) mit ihren großen erneuerbaren Energiepotenzialen bieten sich als Standorte zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe und ihrer Vorprodukte an. Darüber hinaus bestehen zu vielen Ländern bereits Handelsbeziehungen und Infrastrukturen, auf die aufgebaut werden kann.

Aber welche Potenziale sind in den einzelnen Staaten verfügbar? Zu welchen Kosten stehen entsprechende Ressourcen zur Verfügung? Welche Transportstrukturen werden benötigt? Welche Auswirkungen hat ein Import auf die Wertschöpfung sowohl in Deutschland als auch in den MENA-Staaten? Welches Interesse besteht in den Staaten der MENA-Region selbst, ihre erneuerbaren Energiepotenziale für die inländische Versorgung, aber auch für den Export zu nutzen? Mit welchen Mitbewerbern ist außerhalb von MENA und EU zu rechnen?

Vor dem Hintergrund dieser Fragestellungen hat das Projekt MENA-Fuels analysiert, in welchem Umfang die MENA-Region ein strategisch wichtiger Handelspartner bei der Versorgung Deutschlands (und der EU) mit synthetischen Kraftstoffen oder deren Vorprodukten sein kann.

[www.wupperinst.org/MENA-Fuels/](http://www.wupperinst.org/MENA-Fuels/)

