

*Teilbericht 10* | November 2022

# Technische und risikobewertete Kosten-Potenzial-Analyse der MENA-Region



Bericht aus dem  
Teilprojekt B.I – MENA-Potenziale

---

*Josua Braun*  
*Jürgen Kern*  
*Yvonne Scholz*  
*Wenxuan Hu*  
*Massimo Moser*  
*Christoph Schillings*  
*Sonja Simon*  
*Sibel Ersoy*  
*Julia Terrapon-Pfaff*

**Autorinnen und Autoren:**

Josua Braun, Jürgen Kern, Dr.-Ing. Yvonne Scholz, Wenxuan Hu,  
Massimo Moser, Dr. Christoph Schillings, Dr. Sonja Simon

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)  
Institut für Vernetzte Energiesysteme, Abteilung Energiesystemanalyse  
Curiestraße 4  
70563 Stuttgart

Sibel Ersoy, Dr. Julia Terrapon-Pfaff

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH  
Döppersberg 19  
42103 Wuppertal

[www.wupperinst.org](http://www.wupperinst.org)

**Unter Mitarbeit von:**

Jacqueline Klingen (Wuppertal Institut)

**Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:**

Braun, J., Kern, J., Scholz, Y., Hu, W., Moser, M., Schillings, C., Simon, S., Ersoy, S.,  
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). Wuppertal, Stuttgart, Saarbrücken.

Dieses Werk 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



4.5.3	<i>Randbedingungen</i>	58
4.5.4	<i>Berechnung der Gestehungskosten und Potenziale</i>	58
4.6	Inputdaten und Annahmen	59
4.6.1	<i>EE-Anlage</i>	59
4.6.2	<i>Stromübertragung</i>	59
4.6.3	<i>PEM-Elektrolyse</i>	60
4.6.4	<i>FT-Synthese</i>	61
4.6.5	<i>Energiespeicher</i>	62
4.6.6	<i>Wasserstoffspeicher</i>	62
4.6.7	<i>Länderspezifische WACCs</i>	63
4.6.8	<i>Rohstoffe</i>	63
4.6.9	<i>Eigenbedarfe der MENA-Länder</i>	64
4.6.10	<i>Überblick unberücksichtigter Aspekte</i>	64
4.7	Validierung	65
4.7.1	<i>Gesamtwirkungsgrad</i>	65
4.7.2	<i>Wasserstoffgestehungskosten</i>	65
4.8	Ergebnisse	66
4.8.1	<i>Gesamtpotenziale</i>	66
4.8.2	<i>Lokale Gestehungskosten</i>	68
4.8.3	<i>Minimale Gestehungskosten</i>	71
4.8.4	<i>Bereiche der Gestehungskosten für die EE-Technologien</i>	73
4.8.5	<i>Kosten-Potenziale der Erzeugung</i>	73
4.8.6	<i>Kosten-Potenziale des Exports</i>	74
4.8.7	<i>Kostenanteile der Systemkomponenten</i>	85
4.8.8	<i>Weitere Betrachtungen</i>	88
4.8.9	<i>Einordnung der Ergebnisse</i>	90
4.9	Diskussion der Methodik	91
4.10	Zusammenfassung der Ergebnisse	93
<b>5</b>	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>96</b>
<b>6</b>	<b>Anhang</b>	<b>100</b>
6.1	Verteilung von Teilkosten	100
6.2	Kosten-Potenziale für EE-Strom	102
6.2.1	<i>Kosten-Potenziale der Cluster</i>	102
6.2.2	<i>Kosten-Potenziale der Länder und Regionen</i>	103
6.3	Kosten-Potenziale für FT-Kraftstoff	105
6.3.1	<i>Kosten-Potenziale der Cluster</i>	105
6.3.2	<i>Kosten-Potenziale der Länder und Regionen</i>	107
6.4	Lokale Gestehungskosten für FT-Kraftstoff	109
6.4.1	<i>Ohne Berücksichtigung von Investitionsrisiken</i>	109
6.4.2	<i>Mit Berücksichtigung von Investitionsrisiken</i>	110

## Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

### Abkürzungen

bau	business-as-usual
BEniVer	Begleitforschung Energiewende im Verkehr
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CAPEX	Capital Expenditure (dt. Investitionsausgaben)
CCS	Carbon Capture and Storage (dt. Kohlenstoffabscheidung und -Speicherung)
CCU	Carbon Capture and Utilization (dt. Kohlenstoffabscheidung und -Verwendung)
CSP	Concentrated Solar Power
DAC	Direct Air Capture
DC	Direct Current (dt. Gleichstrom)
DE	Deutschland
DNI	Direct Normal Irradiance (dt. Direktnormalstrahlung)
dt.	deutsch
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
EE	Erneuerbare Energie
EL	Strom
EL	Elektrolyse (nur in Formelsymbolen)
EnDAT	Energie-Daten-Analyse-Tool
EU	Europäische Union
EUMENA	EU und MENA
FT	Fischer-Tropsch
GAMS	General Algebraic Modeling System
GIS	Geo-Informations-System
HHV	Higher Heating Value (dt. oberer Heizwert)
HVAC	High Voltage Alternating Current (dt. Hochspannungs-Wechselstrom-Übertragung)
HVDC	High Voltage Direct Current (dt. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung)
IEA	International Energy Agency
IEE	Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
IZES	IZES gGmbH – Institut für Zukunftssysteme
KPA	Kosten-Potenzial-Analyse
KP	Kosten-Potenzial
LCOE	Levelized Cost of Electricity (dt. Stromgestehungskosten)
LCOF	Levelized Cost of Fuel (dt. Kraftstoffgestehungskosten)
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen (dt. Wasserstoffgestehungskosten)
LHV	Lower Heating Value (dt. unterer Heizwert)
MENA	Middle East and North Africa (dt. Naher Osten und Nordafrika)
MSI	Maritime Safety Information
neg	negativ
OPEX	Operational Expenditure (dt. Betriebskosten)
PEM	Proton Exchange Membrane (dt. Protonen-Austauschmembran)
pos	positiv
PP	Power Plant (dt. Kraftwerk)
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RE	Renewable Energy (dt. Erneuerbare Energie)
ref	Referenz
RWGS	Reverse Water Gas Shift (dt. umgekehrte Wassergas-Shift)
SoC	State of Charge (dt. Ladezustand)
SWRO	Seawater Reverse Osmosis (dt. Meerwasser-Umkehrosmoseanlagen)
Synfuel	Synthetische Kohlenwasserstoffe
TES	Thermischer Energiespeicher

## Abkürzungen

TRL	Technology Readiness Level
WACC	Weighted Average Cost of Capital (dt. gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)
WI	Wuppertal Institut für Klima Umwelt, Energie gGmbH
WPI	World Port Index

## Abkürzungen – Länder und Regionen

AE	United Arab Emirates (dt. Vereinigte Arabische Emirate)
BH	Bahrain
DZ	Algeria
EG	Egypt
IQ	Iraq
IR	Iran
JO	Jordan
KW	Kuwait
LB	Lebanon
LY	Libya
MA	Maghreb ohne Algerien and Tunesien
ME	Middle East (dt. Naher Osten)
NA	North Africa
OM	Oman
QA	Qatar
SA	Saudi Arabia
SY	Syria
TN	Tunisia
YE	Yemen

## 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
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
NH <sub>3</sub>	Ammoniak
t	Tonnen
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunden
kWh <sub>th</sub>	Kilowattstunde thermisch
kWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	Kilowattstunde bezogen auf LHV von Wasserstoff
kW <sub>H<sub>2</sub></sub>	Kilowatt bezogen auf LHV von Wasserstoff
kg <sub>H<sub>2</sub>O</sub>	Kilogramm bezogen auf Wasser
kg <sub>H<sub>2</sub></sub>	Kilogramm bezogen auf Wasserstoff
kg <sub>CO<sub>2</sub></sub>	Kilogramm bezogen auf Kohlenstoffdioxid
kg <sub>fuel</sub>	Kilogramm bezogen auf FT-Kraftstoff

## Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1	Geografische und meteorologische Ausschlusskriterien -----	20
Tab. 2-2	Nutzungsfaktoren nach Landbedeckungstyp -----	21
Tab. 2-3	Nutzungsfaktoren nach Flächenausrichtung -----	21
Tab. 2-4	Annahmen für eine PV-Anlage -----	22
Tab. 2-5	Annahmen für eine CSP-Anlage -----	22
Tab. 2-6	Annahmen für eine Onshore-Windenergieanlage -----	23
Tab. 2-7	Annahmen für eine Offshore-Windenergieanlage -----	23
Tab. 3-1	Erzeugungspotenziale für EE-Strom -----	31
Tab. 3-2	Exportpotenziale für EE-Strom -----	32
Tab. 3-3	Minimale Gestehungskosten für EE-Strom der Erzeugung aus allen untersuchten EE-Technologien -----	35
Tab. 3-4	Minimale Gestehungskosten für EE-Strom des Exports aus allen untersuchten EE-Technologien -----	36
Tab. 4-1	Überblick der berücksichtigten und vernachlässigten Transportkosten für Energien und Rohstoffe bei verschiedenen Strategien der Produktionsstandorte -----	52
Tab. 4-2	Variablen der einzelnen Komponentenarten -----	54
Tab. 4-3	Annahmen für eine HVDC-Leitung -----	59
Tab. 4-4	Annahmen für eine Stromrichterstation -----	60
Tab. 4-5	Annahmen der PEM-Elektrolyse -----	61
Tab. 4-6	Annahmen der FT-Synthese mit RWGS-Reaktion und Hydrocracking -----	61
Tab. 4-7	Annahmen der Li-Ion Batterie -----	62
Tab. 4-8	Annahmen des Wasserstoffspeichers -----	62
Tab. 4-9	Annahmen für Abnahmepreise der Rohstoffe -----	63
Tab. 4-10	Literaturwerte für Wasserstoffgestehungskosten in der MENA-Region -----	65
Tab. 4-11	Erzeugungspotenziale für FT-Kraftstoff -----	67
Tab. 4-12	Exportpotenziale für FT-Kraftstoff -----	68
Tab. 4-13	Minimale Gestehungskosten für FT-Kraftstoff der Erzeugung aus allen untersuchten EE-Technologien -----	71
Tab. 4-14	Minimale Gestehungskosten für FT-Kraftstoff des Exports aus allen untersuchten EE-Technologien -----	72
Tab. 4-15	Erzeugungspotenziale der gesamten MENA-Region in Kostenkategorien im Jahr 2030 -----	74
Tab. 4-16	Erzeugungspotenziale der gesamten MENA-Region in Kostenkategorien im Jahr 2050 -----	74
Tab. 4-17	Vergleich der Gestehungskosten mit Werten des Fraunhofer PtX-Atlas -----	91

## Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Überblick wesentlicher Arbeitsschritte, Eingangsdaten und Zwischenergebnisse zur Erstellung der Kosten-Potenziale-----	15
Abb. 1-2	Dimensionen des Szenarienraums-----	16
Abb. 2-1	Ablaufschema zur Ermittlung von EE-Potenzialen-----	19
Abb. 2-2	Untersuchungsgebiet mit 88 Ländern-----	19
Abb. 2-3	Gleitender wöchentlicher Mittelwert der EE-Stromerzeugung am Beispiel Oman	24
Abb. 2-4	Stundenmittel der EE-Stromerzeugung in einer Winterwoche am Beispiel Oman	24
Abb. 2-5	Stundenmittel der EE-Stromerzeugung in einer Sommerwoche am Beispiel Oman-----	25
Abb. 3-1	Einfluss des WACCs $i$ auf den Annuitätenfaktor für unterschiedliche Anlagenlebensdauer $N$ in Jahren-----	27
Abb. 3-2	Aggregation der EE-Potenziale auf unterschiedliche Auflösungen-----	30
Abb. 3-3	Stromgestehungskosten im Szenario <i>PV-2050-ref</i> -----	33
Abb. 3-4	Stromgestehungskosten im Szenario <i>CSP-2050-ref</i> -----	33
Abb. 3-5	Stromgestehungskosten im Szenario <i>WindOnshore-2050-ref</i> -----	34
Abb. 3-6	KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario <i>PV-2030</i> -----	37
Abb. 3-7	KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario <i>CSP-2030</i> -----	38
Abb. 3-8	KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario <i>Wind-2030</i> -----	38
Abb. 3-9	KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario <i>PV-2050</i> -----	39
Abb. 3-10	KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario <i>CSP-2050</i> -----	40
Abb. 3-11	KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario <i>Wind-2050</i> -----	40
Abb. 3-12	KP-Balken des Exports für EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario <i>PV-2030</i> -----	42
Abb. 3-13	KP-Balken des Exports für EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario <i>CSP-2030</i> -----	42
Abb. 3-14	KP-Balken des Exports für EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario <i>Wind-2030</i> -----	43
Abb. 3-15	KP-Balken des Exports für EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario <i>PV-2050</i> -----	44
Abb. 3-16	KP-Balken des Exports für EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario <i>CSP-2050</i> -----	44
Abb. 3-17	KP-Balken des Exports für EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario <i>Wind-2050</i> -----	45
Abb. 4-1	Grobe Struktur der PtL-Route zur Erzeugung von FT-Kraftstoff-----	46
Abb. 4-2	Struktur der Strombereitstellung im Falle PV und Wind (oben) sowie im Falle CSP (unten)-----	47
Abb. 4-3	Struktur der PtL-Anlage-----	48
Abb. 4-4	CO <sub>2</sub> -Emissionen aus dem Brennprozess der Zementindustrie 2019-----	50
Abb. 4-5	Konzept zur Berechnung von Gestehungskosten und Potenzial für FT-Kraftstoff	53

Abb. 4-6	Fließbild für Leistungsbilanzen des Modells mit PV/Wind (oben) und CSP (unten)	55
Abb. 4-7	Distanzkarte zu Häfen	60
Abb. 4-8	Lokale Gesteungskosten für FT-Kraftstoff mit PV, CSP und Wind im Szenario <i>2050-ref</i>	69
Abb. 4-9	Lokale Gesteungskosten für FT-Kraftstoff mit PV, CSP und Wind im Szenario <i>2050-bau</i>	70
Abb. 4-10	Kostenbereich der günstigsten 20 % des Gesamtpotenzials der MENA-Region unterschiedlicher Szenarien	73
Abb. 4-11	Kosten-Potenzial-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster Naher Osten (ME) und Cluster Nordafrika (NA) im Szenario <i>PV-2030</i>	75
Abb. 4-12	Kosten-Potenzial-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster Naher Osten (ME) und Cluster Nordafrika (NA) im Szenario <i>CSP-2030</i>	76
Abb. 4-13:	Kosten-Potenzial-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster Naher Osten (ME) und Cluster Nordafrika (NA) im Szenario <i>Wind-2030</i>	76
Abb. 4-14	Kosten-Potenzial-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster Naher Osten (ME) und Cluster Naher Osten (NA) im Szenario <i>PV-2050</i>	77
Abb. 4-15	Kosten-Potenzial-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster Naher Osten (ME) und Cluster Nordafrika (NA) im Szenario <i>CSP-2050</i>	78
Abb. 4-16	Kosten-Potenzial-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster Naher Osten (ME) und Cluster Nordafrika (NA) im Szenario <i>Wind-2050</i>	78
Abb. 4-17	Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario <i>PV-2030</i>	80
Abb. 4-18	Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario <i>CSP-2030</i>	80
Abb. 4-19	Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario <i>Wind-2030</i>	81
Abb. 4-20	Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario <i>PV-2050</i>	82
Abb. 4-21	Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario <i>CSP-2050</i>	82
Abb. 4-22	Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario <i>Wind-2050</i>	83
Abb. 4-23	Durchschnittliche Anteile der Systemkomponenten an Gesteungskosten für die günstigsten 20 % des Gesamtpotenzials der MENA-Region im Szenario <i>2040-bau</i>	87
Abb. 4-24	Auslastung der Elektrolyse bei PV, CSP und Wind. Durchschnitt der 5 % günstigsten Rasterzellen in Maghreb ohne Alg/Tun im Szenario <i>2030-ref</i>	89
Abb. 4-25	Verteilung der Kraftstoffgestehungskosten für unterschiedliche minimale Teillasten der FT-Synthese im Szenario <i>PV-2030-ref</i>	90
Abb. 6-1	Verteilung der Teilkosten für das Szenario <i>PV-2040-bau</i>	100
Abb. 6-2	Verteilung der Teilkosten für das Szenario <i>CSP-2040-bau</i>	100
Abb. 6-3	Verteilung der Teilkosten für das Szenario <i>Wind-2040-bau</i>	101
Abb. 6-4	KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario <i>PV-2040</i>	102
Abb. 6-5	KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario <i>CSP-2040</i>	102
Abb. 6-6	KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario <i>Wind-2040</i>	103

Abb. 6-7	Kosten-Potenziale des Exports EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario <i>PV-2040</i> -----	103
Abb. 6-8	Kosten-Potenziale des Exports für EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario <i>CSP-2040</i> -----	104
Abb. 6-9	Kosten-Potenziale des Exports für EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario <i>Wind-2040</i> -----	104
Abb. 6-10	KP-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario <i>PV-2040</i> -----	105
Abb. 6-11	KP-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario <i>CSP-2040</i> -----	105
Abb. 6-12	KP-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario <i>Wind-2040</i> -----	106
Abb. 6-13	Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario <i>PV-2030</i> -----	107
Abb. 6-14	Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario <i>CSP-2040</i> -----	107
Abb. 6-15:	Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario <i>Wind-2040</i> -----	108
Abb. 6-16	Lokale Gestehungskosten für FT-Kraftstoff mit PV, CSP und Wind im Szenario <i>2030-ref</i> -----	109
Abb. 6-17	Lokale Gestehungskosten für FT-Kraftstoff mit PV, CSP und Wind im Szenario <i>2030-bau</i> -----	110

## Formelverzeichnis

Formel 3-1	Ermittlung des Stromerzeugungspotenzials von CSP-Anlagen-----	26
Formel 3-2	Annuitätenmethode PV- oder Windenergieanlage -----	27
Formel 3-3	Annuitätenfaktor-----	27
Formel 3-4	Berechnung der jährlichen Kosten von CSP-Anlagen-----	28
Formel 3-5	Installierte Leistung eines CSP-Powerblocks in Abhängigkeit vom Solar Multiple	28
Formel 3-6	Installierte Leistung eines CSP-Speichers in Abhängigkeit vom Solar Multiple ---	28
Formel 3-7	Stromgestehungskosten LCOE -----	28
Formel 3-8	Ermittlung des Kosten-Skalierungsfaktors -----	29
Formel 4-1	Energetische Kraftstoffmenge -----	55
Formel 4-2	Ausgangsleistung der EE-Anlage -----	55
Formel 4-3	Ausgangsleistung der Wandlerkomponente -----	56
Formel 4-4	Ladezustand der Speicherkomponenten -----	56
Formel 4-5	Leistungsbilanz zwischen zwei Wandlerkomponenten und einer Speicherkomponente -----	56
Formel 4-6	Kosten der Erzeuger- und Wandlerkomponenten -----	56
Formel 4-7	Kosten der HVDC-Leitung -----	56
Formel 4-8	Kosten der Speicherkomponenten -----	57
Formel 4-9	Abnahmekosten für Rohstoffe -----	57
Formel 4-10	Gesamtkosten der Kraftstoffherstellung -----	57
Formel 4-11	Maximal zu erreichende Potenziale für FT-Kraftstoff -----	58
Formel 4-12	Gestehungskosten für FT-Kraftstoff -----	58

# 1 Einleitung

## 1.1 Zielsetzung der Analyse

Das Ziel der Kosten-Potenzial-Analyse (KPA) ist es zu ermitteln, welches Potenzial an erneuerbarem Strom (EE-Strom) und synthetischen Kohlenwasserstoffen (Synfuels) in den MENA-Ländern langfristig zu welchen Kosten erzeugt und für den Export zur Verfügung stehen könnte. Dies soll helfen, geeignete Regionen für die Erzeugung von EE-Strom und Synfuels zu identifizieren.

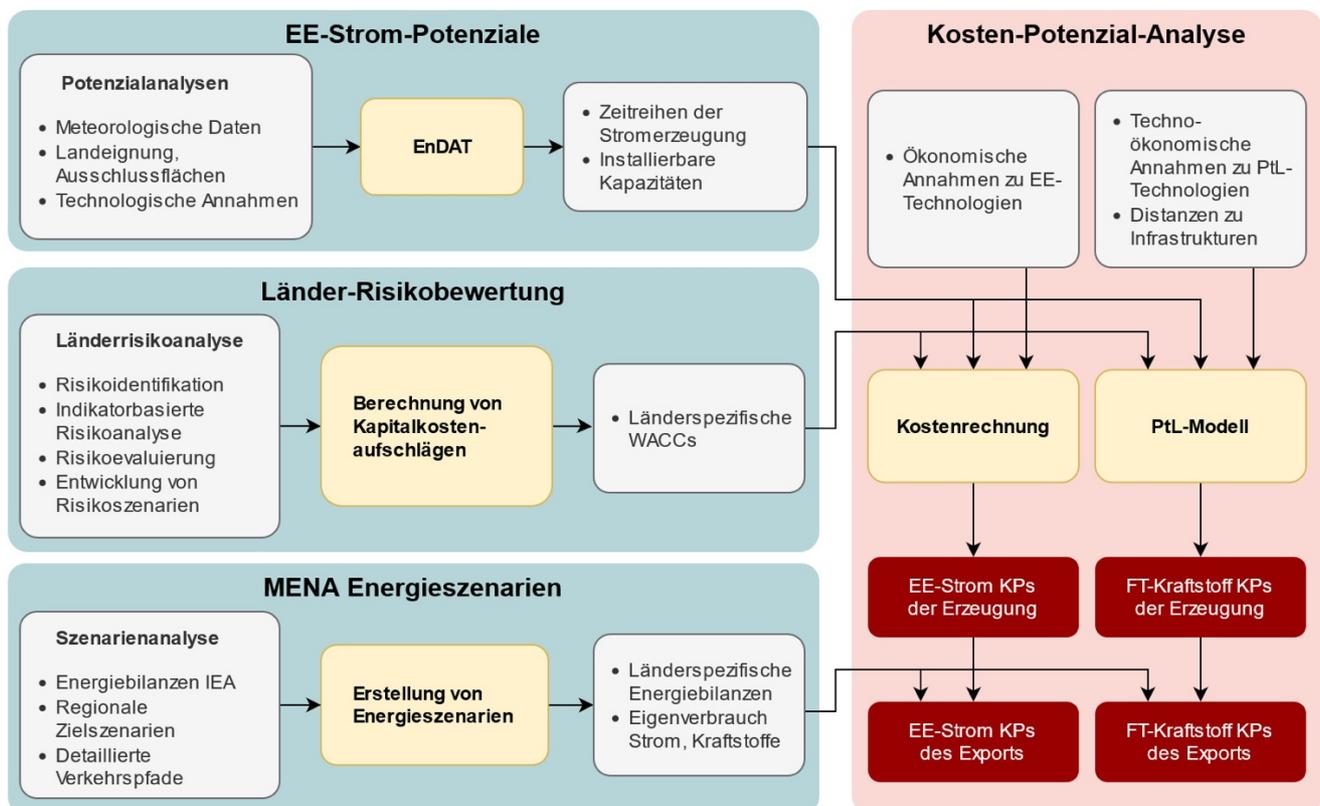
Die hier durchgeführte Analyse umfasst die Ermittlung von Stromerzeugungskapazitäten für die Windenergie und solare Technologien als Basis für die Wasserstoffelektrolyse. Des Weiteren werden Infrastruktur-Restriktionen für die Kraftstoffherzeugung berücksichtigt. Modellbasiert werden für unterschiedliche energetische und stoffliche Potenziale über die Fischer-Tropsch-Route mit dem Zwischenprodukt Wasserstoff die Gestehungskosten von Synfuels ermittelt. Dabei wird bezüglich der zeitlichen Fluktuationen eine anlagendienliche und gleichzeitig kostengünstige Auslegung der Erzeugungsanlagen berücksichtigt. Potenziale und Gestehungskosten für EE-Strom und Synfuels sollen zudem in einer flächendeckend hohen Auflösung ermittelt werden. Über die Berücksichtigung der Landbedeckung und von meteorologischen Daten wird ein regionaler Bezug geschaffen. Bei der Ermittlung des Exportpotenzials und der Kosten werden sowohl die potenzielle langfristige Eigennachfrage der Länder berücksichtigt als auch der Einfluss von länderspezifischen Risikoprämien auf die Kosten analysiert.

## 1.2 Überblick über die Methodik

Das zentrale Ergebnis sind für EE-Strom und Synfuels technisch mögliche Erzeugungs- sowie Exportpotenziale und deren einhergehenden Gestehungskosten, auch Kosten-Potenziale (KPs) genannt. Die Kosten-Potenzial-Analyse für Synfuels wird anhand der Fischer-Tropsch-Route zur Erzeugung von FT-Kraftstoff durchgeführt. Die Kosten-Potenziale werden anhand folgender wesentlicher Arbeitsschritte erstellt:

- **Ermittlung der EE-Potenziale:** Ermittlung von Zeitreihen der stündlichen Strom- bzw. Wärmeerzeugung und jährlichen Erzeugungspotenzialen auf Basis von lokalen Wetterdaten sowie maximal installierbarer Kapazitäten von EE-Anlagen unter Berücksichtigung von Ausschlussflächen. (→ Kapitel 2)
- **Länderrisikobewertung und Bestimmung von Risikokosten:** Bewertung der länderspezifischen Risiken für die Entwicklung von erneuerbaren Energie- und synthetischen Kraftstoffsektoren sowie Übersetzung dieser Länderrisiken in Kapitalkostenaufschläge für die MENA-Länder (→ Teilbericht 8)
- **Modellierung von Energieszenarien für die MENA-Länder:** Bestimmung des langfristigen Eigenbedarfs der MENA-Länder an erneuerbarem Strom und synthetischen Kraftstoffen (→ Teilbericht 9)
- **Kosten-Potenzial-Analysen:** Bestimmung der KPs der Erzeugung sowie des Exports für EE-Strom, (Wasserstoff) und FT-Kraftstoff in den MENA-Ländern (→ Kapitel 3 und 4)

Abb. 1-1 gibt einen Überblick über die genannten wesentlichen Arbeitsschritte, Eingangsdaten und Zwischenergebnisse zur Erstellung der KPs. Die KPs werden aus jährlichen Potenzialen und den dazugehörigen Gesteungskosten innerhalb eines Landes, Region oder Cluster gebildet. Dabei werden die Daten aufsteigend nach Gesteungskosten sortiert und die Potenziale kumuliert. Zur Betrachtung großräumiger KPs werden die Potenziale zu den Clustern Naher Osten (ME) und Nordafrika (NA) zusammengefasst. Die Kosten-Potenziale werden in den Ergebnissen als KP-Kurven oder KP-Balken dargestellt. Diese Darstellung zeigt, welche Potenziale (Menge an EE-Strom, FT-Kraftstoff) zu welchen Gesteungskosten zur Verfügung gestellt werden können.



**Abb. 1-1 Überblick wesentlicher Arbeitsschritte, Eingangsdaten und Zwischenergebnisse zur Erstellung der Kosten-Potenziale**

Das Bilden der KPs für EE-Strom und FT-Kraftstoff findet mit unterschiedlichen Methoden statt. Die KPA für EE-Strom wird mithilfe einer einfachen Kostenrechnung durchgeführt, wohingegen die KPA für FT-Kraftstoff anhand einer Modellierung der PtL-Route erfolgt. Mit beiden Methoden werden zunächst mithilfe von Potenzialdaten und Ergebnissen aus der Länder-Risikobewertung Kosten-Potenziale der Erzeugung bestimmt. Anschließend wird der in den Energieszenarien ermittelte Eigenbedarf vom günstigsten Erzeugungspotenzial abgezogen und so die Kosten-Potenziale des Exports ermittelt.

Zur Maximalabschätzung des Eigenbedarfs-Effekts werden die Werte aus dem Szenario ALT2 herangezogen (→ *Teilbericht 9*). Dieses Energieszenario nimmt moderate Effizienz- und EE-Ausbaustrategien entsprechend des ALT-Szenarios an, verknüpft

mit der Annahme, die restlichen fossilen Brennstoffe bis zum Jahr 2050 vollständig zu ersetzen, damit das 100 % EE-Ziel erreicht wird. Im Gegensatz zum Energieszenario ADV ergeben sich mit ALT2 durch geringere Effizienten höhere Eigenbedarfe.

### 1.3 Untersucher Szenarienraum

Die resultierenden Potenziale und Gestehungskosten können beispielsweise durch die gewählte PtL-Route, Produktionsstrategien sowie techno-ökonomische Annahmen variieren. Um Variationen und Sensitivitäten abzubilden, wird für die Kosten-Potenzial-Analyse ein Szenarienraum mit den folgenden drei Dimensionen aufgespannt:

- Art der EE-Technologie
- Zeithorizont
- Entwicklung der Länderrisiken

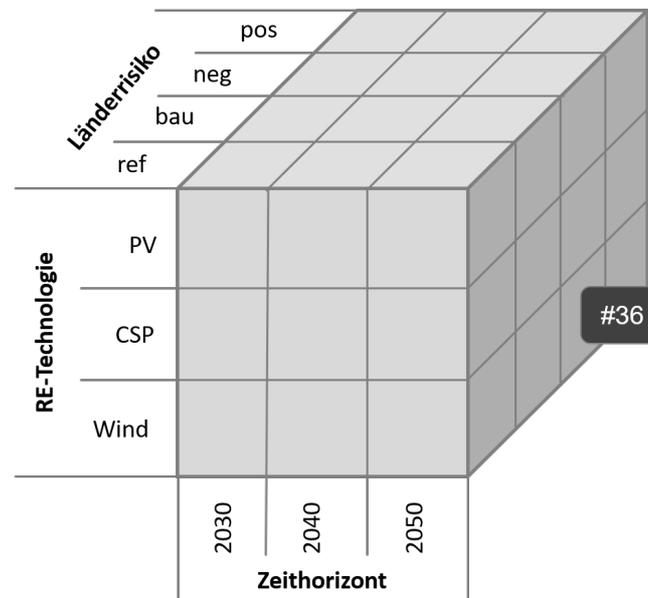


Abb. 1-2 Dimensionen des Szenarienraums

Die Bezeichnung der Szenarien erfolgt im Folgendem nach dem Muster *EE-Technologie-Zeithorizont-WACC*. So wird das Szenario mit PV im Jahr 2030 mit positiven Entwicklungen der Investitionsbedingungen mit *PV-2030-pos* bezeichnet.

#### 1.3.1 Art der EE-Technologie

Es werden drei verschiedene EE-Anlagentechnologien betrachtet: PV, CSP und Wind. Dabei wurden jeweils ausgereifte und etablierte Anlagenvarianten ausgewählt. Bei PV handelt es sich um eine Anlage mit fest verbauten PV-Modulen. Bei CSP handelt es sich um ein Parabolrinnen-Kraftwerk mit Flüssigsalzspeicher und bei Wind handelt es sich um eine Onshore Windenergieanlage.

### 1.3.2 Zeithorizont

Ein weiterer Aspekt des Szenarios ist der Zeithorizont. Für ein breites Spektrum werden ein kurzfristiger, ein mittelfristiger und ein langfristiger Zeithorizont gewählt. Die Szenariojahre sind: 2030, 2040 und 2050.

Der Zeithorizont wird maßgeblich durch Variation der techno-ökonomische Annahmen der Systemkomponenten und Rohstoffe sowie der Länderrisiken berücksichtigt. Für einige Technologien werden mit der Verbesserung des Technologie-Reifegrades beispielsweise niedrigere Kosten und höhere Wirkungsgrade angenommen. Der Aspekt des Zeithorizonts gibt somit auch einen Einblick in das Ergebnisspektrum bei Varianz der techno-ökonomischen Annahmen.

### 1.3.3 Entwicklung der Länderrisiken

Die Entwicklung der Länderrisiken bzw. Investitionsbedingungen wird mithilfe von Kapitalkostenaufschlägen bzw. Weighted Average Cost of Capital (WACC) abgebildet. Diese Dimension umfasst folgende Szenarien:

- *ref*: Referenz-WACC von 6 % für alle Länder
- *bau*: länderspezifischer WACC bei „business-as-usual“ Entwicklung
- *pos*: länderspezifischer WACC bei positiver Entwicklung
- *neg*: länderspezifischer WACC bei negativer Entwicklung

Im Szenario *ref* wird für alle MENA-Länder der gleiche Referenz-WACC von 6 % angenommen. Das Szenario berücksichtigt nicht die länderspezifischen Investitionsrisiken. Es dient zur Analyse der Schwankungen durch EE-Ressourcen unabhängig der Risikoschwankungen zwischen den Ländern. Somit wird der Einfluss der lokalen meteorologischen Bedingungen auf Gestehungskosten sichtbar gemacht.

Die Szenarien *bau*, *pos* und *neg* stellen die in → *Teilbericht 8* entwickelten Szenariornarrative dar und greifen auf die dort ermittelten länderspezifischen WACCs zurück. Diese Szenarien berücksichtigen die länderspezifischen Investitionsrisiken.

## 2 Ermittlung von EE-Potenzialen

### 2.1 Einführung

Die EE-Potenziale dienen als Input für die weitere Kosten-Potenzial-Analyse und darüber hinaus für die Energieszenarienanalyse (→ *Teilbericht 9*), die Energieversorgungsanalyse (→ *Teilberichte 6 und 7*) und die Marktanalyse mithilfe des Handelsmodells (→ *Teilbericht 12*) innerhalb des MENA-Fuels-Projektes. Dabei umfassen EE-Potenziale folgende Aspekte:

- Installierbare Kapazitäten für EE-Anlagen
- Zeitreihen stündlicher Strom- bzw. Wärmeerzeugung
- Jährliche Erzeugungspotenziale für Strom bzw. Wärme

Die EE-Potenziale werden für unterschiedliche Arten von EE-Technologien ermittelt. Die resultierende Energieform der Erzeugung ist abhängig von der EE-Technologie. Im Falle von PV ist es beispielsweise elektrische Energie (Strom), im Falle eines solarthermischen Kraftwerks ist es Wärme.

Die Ermittlung der EE-Potenziale findet in einem weiten Untersuchungsgebiet mit hoher Auflösung statt.

### 2.2 Methodik

Die Berechnung installierbarer Kapazitäten und Zeitreihen stündlicher Strom- bzw. Wärmeerzeugung von PV-, Windenergie- und CSP-Anlagen findet im Energie-Daten-Analyse-Tool (EnDAT) des DLR in drei Schritten statt:

- 1 | Analyse der EE-Ressourcen
- 2 | Analyse der verfügbaren Landflächen
- 3 | Anwendung eines Kraftwerksmodells

Es handelt sich um eine Bottom-up-Analyse, welche mit Hilfe eines geografischen Informationssystems (GIS) und Datenverarbeitung in der Sprache C in einem gerasterten Untersuchungsgebiet durchgeführt wird. Die Vorgehensweise wurde für Europa entwickelt von Scholz (2012) und global erweitert von Stetter (2014).

Im ersten Schritt zur **Analyse der Ressourcen** werden als Input meteorologische Daten (Solarstrahlung, Windgeschwindigkeiten) gesammelt und für die Verarbeitung vorprozessiert. Die hier verwendeten Daten und das Vorprozessieren sind beschrieben in Stetter (2014).

Im zweiten Schritt zur **Analyse der verfügbaren Landflächen** werden als Input Flächenausschlusskriterien, Landbedeckungsdaten und Flächennutzungsfaktoren, welche die Konkurrenz mit anderen Nutzungsformen berücksichtigen, benötigt. Für die Berechnung urbaner PV-Potenziale werden außerdem Annahmen zur Ausrichtungsverteilung der Anlagen auf Dächern, Fassaden und anderen bebauten Flächen getroffen. Das Vorgehen ist detailliert beschrieben in Stetter (2014). Aus der Landflächenanalyse resultieren installierbare Kapazitäten für EE-Anlagen.

Im dritten Schritt wird das **Kraftwerksmodell** angewendet und daraus stündlich aufgelöste Zeitreihen der Strom- bzw. Wärmeerzeugung generiert.

Die erläuterten Schritte werden in einer definierten räumlichen Rasterzellen-Auflösung von  $0,045^\circ$  (ca. 5 km) angewendet.

Abb. 2-1 zeigt das Ablaufschema zur Ermittlung von EE-Potenzialen.

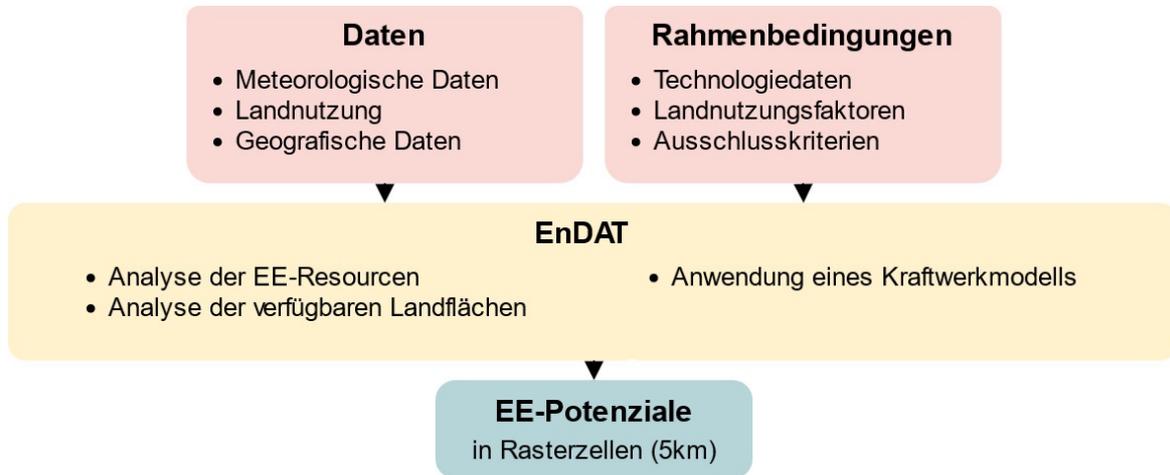


Abb. 2-1 Ablaufschema zur Ermittlung von EE-Potenzialen

### 2.3 Untersuchungsgebiet

Für die Kosten-Potenzial-, Energieszenarien-, Energieversorgungs- und Marktanalyse unterscheidet sich das betrachtete Untersuchungsgebiet: Während sich die Kosten-Potenzial-Analyse auf die MENA-Region konzentriert, berücksichtigt die Energieversorgungsanalyse auch Erzeugungspotenziale in europäischen Staaten. Die Marktanalyse umfasst darüber hinaus 88 weltweit ausgewählte Länder (siehe Abb. 2-2):

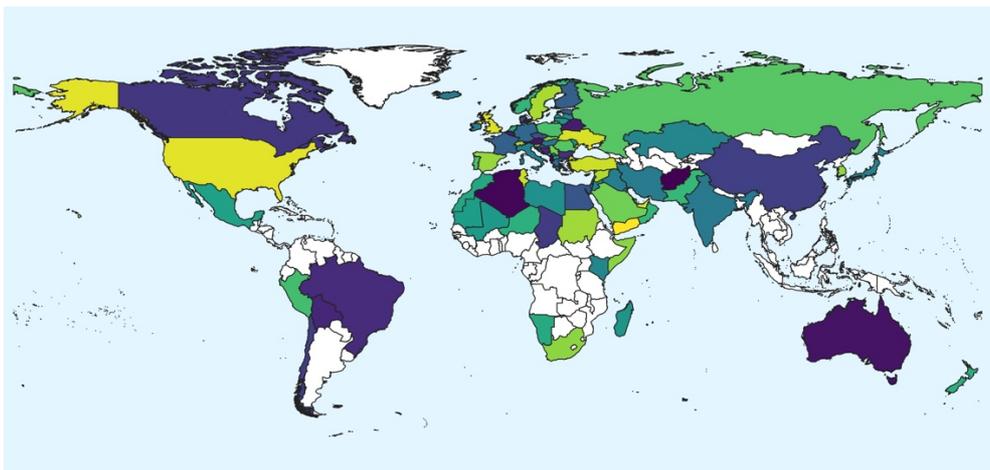


Abb. 2-2 Untersuchungsgebiet mit 88 Ländern

Afghanistan, Albanien, Algerien, Australien, Österreich, Bahrain, Belarus, Belgien, Bolivien, Bosnien und Herzegowina, Brasilien, Bulgarien, Kanada, Tschad, Chile, China, Kroatien, Zypern, Tschechische Republik, Dänemark, Ägypten, Estland, Finnland, Frankreich, Deutschland, Griechenland, Ungarn, Island, Indien, Iran, Irak, Irland, Israel, Italien, Japan, Jordanien, Kasachstan, Kenia, Kosovo, Kuwait, Lettland, Libanon, Libyen, Litauen, Luxemburg, Mazedonien, Madagaskar, Mali, Malta,

Mauretanien, Mexiko, Moldawien, Montenegro, Marokko, Namibia, Niederlande, Neuseeland, Niger, Norwegen, Oman, Pakistan, Palästina, Peru, Polen, Portugal, Katar, Rumänien, Russland, Saudi Arabien, Serbien, Slowakei, Slowenien, Somalia, Südafrika, Süd-Korea, Spanien, Sudan, Schweden, Schweiz, Syrien, Tunesien, Türkei, Ukraine, Vereinigte Arabische Emirate, Großbritannien, USA und Jemen.

## 2.4 Inputdaten und Annahmen

### 2.4.1 Meteorologische Daten

Die verwendeten Wetterdaten basieren auf einem repräsentativen meteorologischen Jahr des MERRA-2 Datensatzes. Entsprechend Stetter (2014) wird als für die MENA-Region repräsentatives Jahr das Jahr 2002 gewählt.

Aus dem Datensatz werden folgende meteorologische Daten zur Ermittlung der EE-Potenziale für PV, CSP und Wind verwendet oder ggf. abgeleitet:

- Global-Horizontal-Strahlung (GHI) in W/m<sup>2</sup>
- Direkt-Normal-Strahlung (DNI) in W/m<sup>2</sup> (abgeleitet nach Stetter (2014))
- Temperatur 2 m oberhalb der Erdoberfläche in K
- Absolute Windgeschwindigkeit in m/s

Die meteorologischen Daten liegen in einer räumlichen Auflösung von ca. 0,5 ° und einer zeitlichen Auflösung von 1 h vor.

### 2.4.2 Geografische und meteorologische Ausschlusskriterien

Von manchen Flächen wird angenommen, dass sie für eine Nutzung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern nicht zur Verfügung stehen. Dafür werden die in Tab. 2-1 definierten Ausschlusskriterien verwendet.

**Tab. 2-1 Geografische und meteorologische Ausschlusskriterien**

Kenngroße	PV	CSP	Wind Onshore	Wind Offshore
Hangneigung	> 45 °	> 2,1 °	> 15 °	-
Höhe über Normalnull	> 3.000 m	> 3.000 m	> 3.000 m	-
Durchschnittliche Windgeschwindigkeit*	-	-	< 4 m/s	< 4 m/s
Durchschnittliche Direktnormalstrahlung (DNI)*	-	< 1.800 W/m <sup>2</sup>	-	-
Meerestiefe	-	-	-	> 40m
Distanz von der Küste	-	-	-	< 5 km; >40km

\*berechnet aus den in MERRA2 verfügbaren Jahren (1984 - 2005)

### 2.4.3 Nutzungsfaktoren nach Landbedeckungstyp und Flächenausrichtung

Mit der Landbedeckungsanalyse ist die Landbedeckung in unterschiedliche Typen eingeteilt wie z. B. Grasland, Buschland etc. Die Daten zur Landbedeckung basieren auf der Global Land Cover Database. Die verfügbaren Flächen sollen nur zu einem definierten Anteil für den Ausbau von EE-Anlagen genutzt werden können. Der Anteil der

Nutzung wird durch Nutzungsfaktoren definiert. Die hier angenommenen Nutzungsfaktoren nach Landbedeckungstyp sind in Tab. 2-2 aufgeführt.

**Tab. 2-2 Nutzungsfaktoren nach Landbedeckungstyp**

EE-Technologie	Landbedeckungstyp	2030	2040	2050
PV, CSP, Wind Onshore	Kahles Land	0,33	0,33	0,33
	Grasland	0,33	0,33	0,33
	Buschland	0,33	0,33	0,33
	Vegetationsarmes Land	0,33	0,33	0,33
Wind Offshore	Geeignete maritime Gebiete	0,75	0,75	0,75

Für dezentrale PV-Anlagen werden zudem Nutzungsfaktoren in Abhängigkeit der Ausrichtung urbaner Flächen festgelegt (siehe Tab. 2-3).

**Tab. 2-3 Nutzungsfaktoren nach Flächenausrichtung**

EE-Technologie	Flächenausrichtung	2030	2040	2050
PV	Dachflächen in urbanen Gebieten	0,6	0,6	0,6
	Fassadenflächen in urbanen Gebieten	0,15	0,15	0,15
	Sonstige urbane Flächen	0,25	0,25	0,25
	Dachflächen nach Osten <sup>1</sup> ausgerichtet	0,25	0,25	0,25
	Fassadenflächen nach Osten <sup>1</sup> ausgerichtet	0,25	0,25	0,25
	Sonstige urbane Flächen nach Osten <sup>1</sup> ausgerichtet	0,25	0,25	0,25
	Offene Flächen nach Osten <sup>1</sup> ausgerichtet	0	0	0
	Dachflächen nach Süden ausgerichtet	0,5	0,5	0,5
	Fassadenflächen nach Süden ausgerichtet	0,5	0,5	0,5
	Sonstige urbane Flächen nach Süden ausgerichtet	0,5	0,5	0,5
	Offene Flächen nach Süden ausgerichtet	1	1	1
	Dachflächen nach Westen <sup>2</sup> ausgerichtet	0,25	0,25	0,25
	Fassadenflächen nach Westen <sup>2</sup> ausgerichtet	0,25	0,25	0,25
	Sonstige urbane Flächen nach Westen <sup>2</sup> ausgerichtet	0,25	0,25	0,25
	Offene Flächen nach Westen <sup>2</sup> ausgerichtet	0	0	0

<sup>1</sup> 60 ° nach Osten (Süden entspricht 0 °)

<sup>2</sup> 60 ° nach Westen (Süden entspricht 0 °)

#### 2.4.4 Techno-ökonomische Annahmen

Die Anwendung des Kraftwerksmodells benötigt als Input technische Kraftwerksparemeter (z. B. Wirkungsgrade, Leistungskennlinien, Investitionskosten oder fixe Betriebskosten). Die Daten stammen zum Teil aus Stetter (2014) und zum Teil wurden sie im Projekt MENA-Fuels erhoben. Für die weitere Kosten-Potenzial-Analyse werden zudem ökonomische Annahmen getroffen, die zusammen mit den technischen Annahmen in Tab. 2-4 bis Tab. 2-7 aufgeführt sind.

**Tab. 2-4 Annahmen für eine PV-Anlage**

<b>Kenngroße</b>	<b>Einheit</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Temperaturabhängige Leistungsminderung gegenüber Standard Testbedingungen	1/ °C	- 0,0045	- 0,004	- 0,004
Wirkungsgrad Modul	%	19,0	19,5	20,0
Wirkungsgrad weiterer Komponenten (z. B. Wechselrichter)	%	80,0	80,0	80,0
Verfügbarkeitsfaktor	-	0,98	0,98	0,98
spez. CAPEX	€/kW	613	514	423
spez. OPEX fix	% CAPEX/a	1,6	1,6	1,7
Lebensdauer	a	30	30	35

**Tab. 2-5 Annahmen für eine CSP-Anlage**

<b>Kategorie</b>	<b>Kenngroße</b>	<b>Einheit</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Gesamtanlage	Verfügbarkeitsfaktor	-	0,970	0,975	0,980
	Solar Multiple	-	2	2	2
	Faktor der Kapazität des TES zur Eingangskapazität der Dampfturbine	h	8	8	8
Solarfeld	Flächenspezifische installierbare thermische Kapazität definiert für 800 W/m <sup>2</sup> DNI	kW_th/km <sup>2</sup>	137.000	137.000	137.000
	Spez. CAPEX Solarfeld	€/kW_th	287,8	244,2	215,5
	Spez. OPEX Solarfeld	% CAPEX/a	2,3	2,3	2,3
	Lebensdauer	a	25	30	30
Powerblock	Wirkungsgrad Dampfturbine	%	42,6	43,0	43,4
	Spez. CAPEX Dampfturbine	€/kW_el	947,1	887,7	834,9
	Spez. OPEX Dampfturbine	% CAPEX/a	2,3	2,3	2,3
	Lebensdauer	a	25	30	30
Thermischer Energiespeicher (TES)	Wirkungsgrad Laden	%	99,0	99,0	99,0
	Wirkungsgrad Entladen	%	99,0	99,0	99,0
	Kombinierter Wirkungsgrad (Laden, Entladen, Selbstentladung)	%	95,0	95,0	95,0
	Spez. CAPEX TES	€/kW_th	31,3	28,2	25,4
	Spez. CAPEX Power	€/kW_th	0	0	0
	Spez. OPEX TES	% CAPEX/a	2,3	2,3	2,3
	Lebensdauer	a	25	30	30

**Tab. 2-6 Annahmen für eine Onshore-Windenergieanlage**

<b>Kenngroße</b>	<b>Einheit</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Nominale Kapazität	kW	4.400	5.000	5.500
Nabenhöhe	m	127	131	132
Rotordurchmesser	m	116	124	130
Distanzfaktor	-	6	6	6
Flächenspezifische installierbare Kapazität	kW/km <sup>2</sup>	10.422	10.422	10.423
Verluste (z. B. Verschattung und alle weiteren)	-	15,0	15,0	15,0
Verfügbarkeitsfaktor	-	0,962	0,962	0,962
Spez. CAPEX	€/kW	1.048,3	959,0	914,6
Spez. OPEX fix	% CAPEX/a	2,9	2,9	2,8
Lebensdauer	a	22	22	22

**Tab. 2-7 Annahmen für eine Offshore-Windenergieanlage**

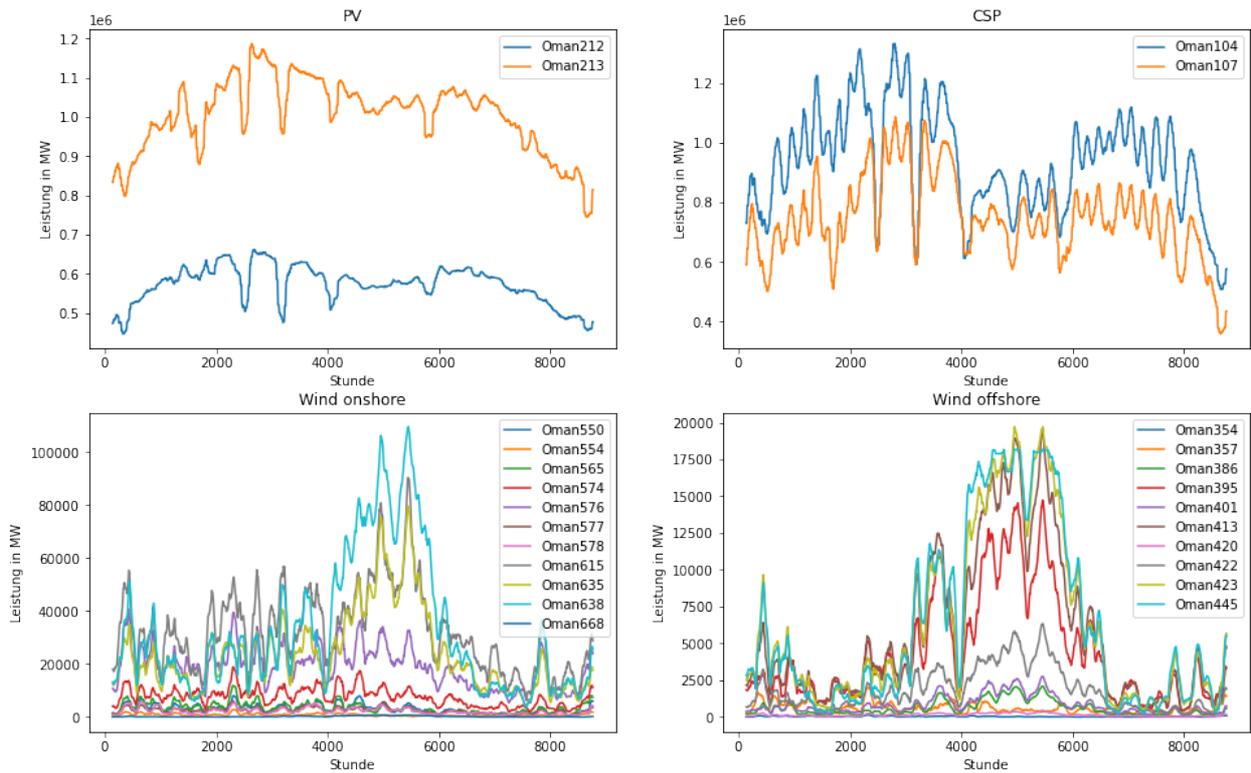
<b>Kenngroße</b>	<b>Einheit</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Nominale Kapazität	kW	8.000	10.000	12.000
Nabenhöhe	m	116	128	140
Rotordurchmesser	m	157	175	192
Flächenspezifische installierbare Kapazität	kW/km <sup>2</sup>	10.422	10.422	10.423
Verlustfaktor (z. B. Verschattung und alle weiteren)	-	15,0	15,0	15,0
Verfügbarkeitsfaktor	-	0,95	0,95	0,95
Spez. CAPEX	€/kW	1.800	1.500	1.300
Spez. OPEX	% CAPEX/a	10,0	10,0	10,0
Lebensdauer	a	18	18	18

## 2.5 Ergebnisse

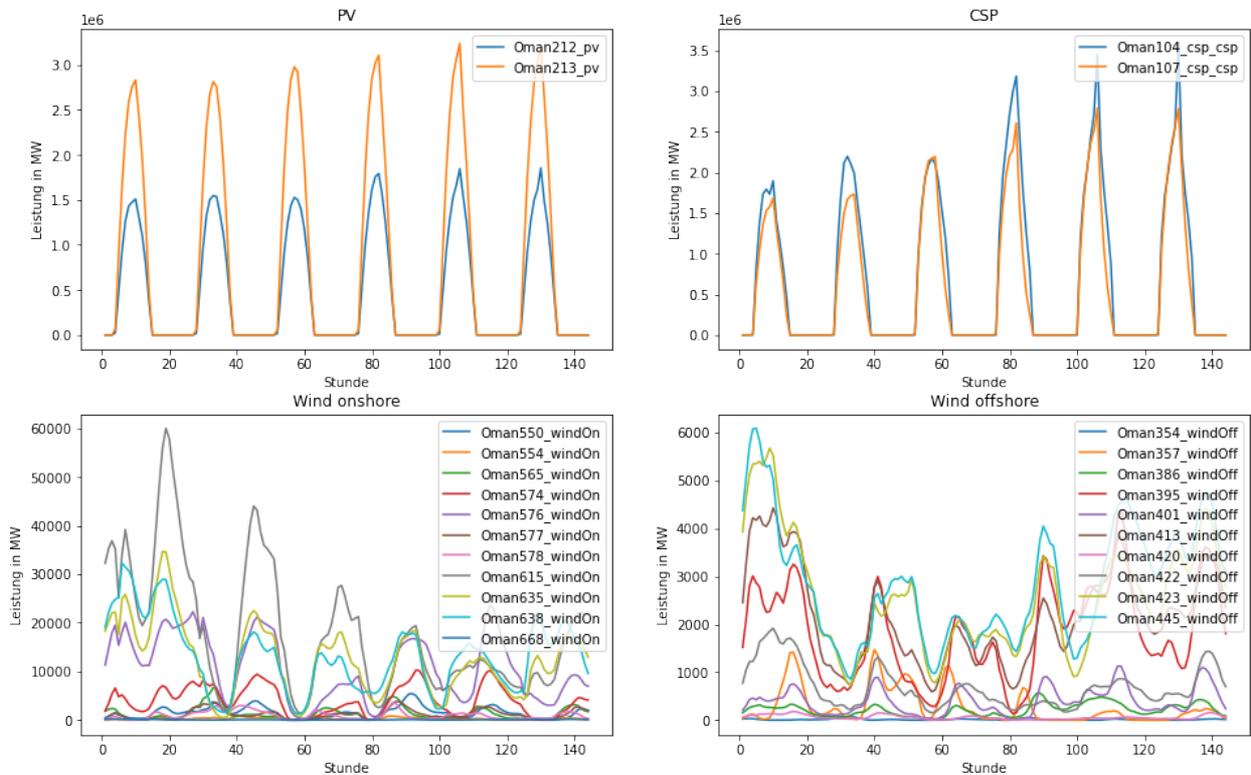
Ergebnisse sind stündlich aufgelöste Zeitreihen der Stromerzeugung, installierbare Kapazitäten für EE-Anlagen, jährliche Erzeugungspotenzial, jährliche Kosten sowie daraus abgeleitete Gestehungskosten vorliegend in der jeweils aggregierten räumlichen Auflösung. Die Daten dienen lediglich als Input für weitere Modelle und Berechnungen und werden hier nur beispielhaft für die Strom- und Wärmeerzeugung dargestellt.

### Zeitreihen der Strom- bzw. Wärmeerzeugung

Die Zeitreihen der Erzeugungspotenziale sind nachfolgend beispielhaft für Oman abgebildet. Abb. 2-3 zeigt einen gleitenden wöchentlichen Mittelwert des Potenzials für das ganze Jahr. Abb. 2-4 zeigt stündliche Mittelwerte in einer Winterwoche und Abb. 2-5 in einer Sommerwoche. Die Abbildungen zeigen Zeitreihen, die in einem späteren Schritt in Kapitel 3 aus Kosten-Regionen aggregiert wurden. Die Beschriftungen der Zeitreihen setzen sich zusammen aus dem Ländernamen und der Kennzahl der Kosten-Regionen der jeweiligen Technologie. Die Kennzahl dient der eindeutigen Identifizierung der Region und enthält keine Information über die Stromgestehungskosten.



**Abb. 2-3 Gleitender wöchentlicher Mittelwert der EE-Stromerzeugung am Beispiel Oman**



**Abb. 2-4 Stundenmittel der EE-Stromerzeugung in einer Winterwoche am Beispiel Oman**

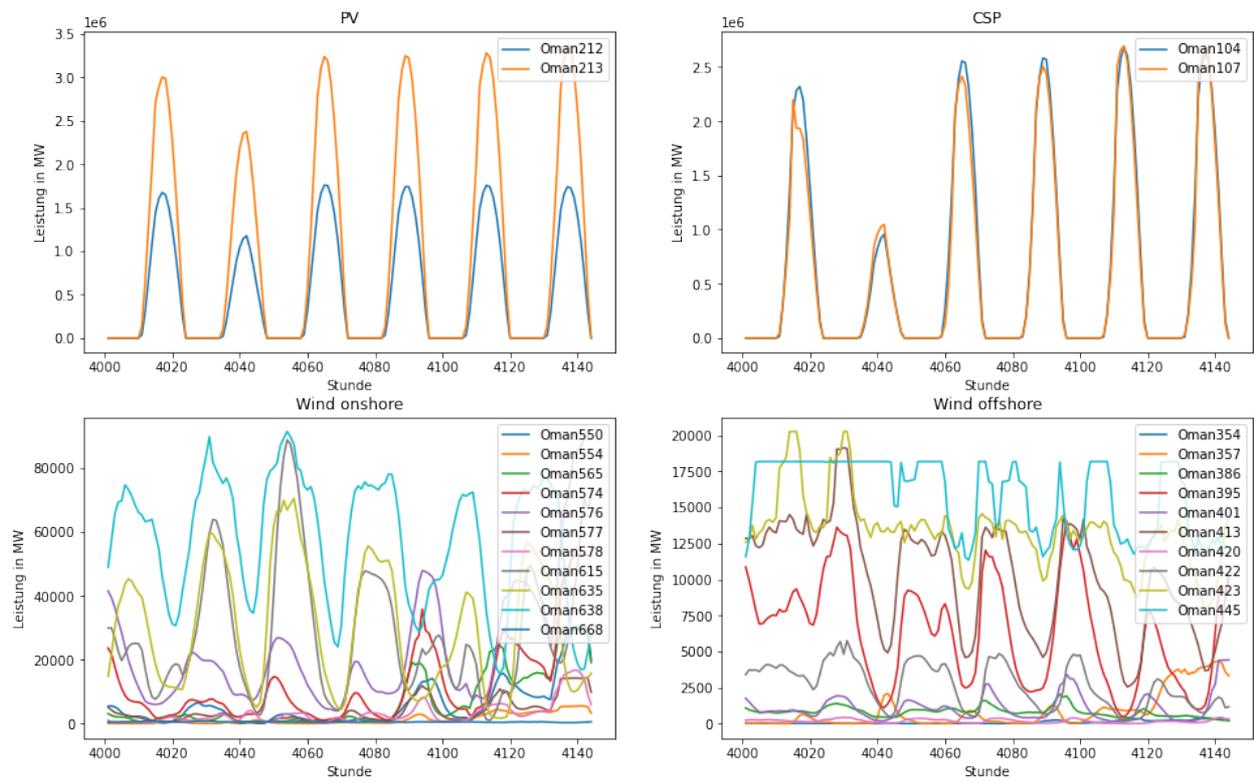


Abb. 2-5 Stundenmittel der EE-Stromerzeugung in einer Sommerwoche am Beispiel Oman

### 3 Kosten-Potenzial-Analyse für EE-Strom

#### 3.1 Einleitung

Mit der Kosten-Potenziale-Analyse sollen sowohl Erzeugungspotenziale also auch Exportpotenziale sowie Gestehungskosten für EE-Strom in der MENA-Region durch KPs unter Berücksichtigung unterschiedlicher Szenarien gezeigt werden.

Des Weiteren werden KPs als Input für das Energieversorgungsmodell und Handelsmodell ( $\rightarrow$  Teilbericht 12) ermittelt. Diese werden je nach Anwendung weiter diskretisiert.

#### 3.2 Methodik

Zunächst werden die jährlichen Erzeugungspotenziale für Wärme im Falle von CSP in jährliche Erzeugungspotenziale für Strom überführt. Anschließend werden aus den ermittelten Erzeugungspotenzialen für Strom und den in Kapitel 2 ermittelten installierbaren Kapazitäten sowie ökonomischen Annahmen Stromgestehungskosten ermittelt. Aus den resultierenden Erzeugungspotenzialen und den zugehörigen Stromgestehungskosten werden dann KPs für unterschiedliche WACC-Szenarien abgeleitet.

##### 3.2.1 Überführung der Wärme zu Strom (CSP)

Im Falle der CSP-Anlage müssen die jährlichen Erzeugungspotenziale für Wärme in Erzeugungspotenziale für Strom überführt werden. Dabei wird die jährliche Stromerzeugung aus der jährlichen Wärmeerzeugung des Solarfeldes und dem Powerblock-Wirkungsgrad unter der Annahme berechnet, dass 50 % der Wärme direkt in der Turbine verstromt und 50 % zunächst gespeichert werden (Formel 3-1). Für letztere 50 % wird der Wirkungsgrad zur Ladung, Entladung und Selbstentladung aus Tab. 2-5 angenommen.

---

#### Formel 3-1 Ermittlung des Stromerzeugungspotenzials von CSP-Anlagen

$$E_{power} = E_{heat} \cdot \eta_{PB} \cdot (0,5 + 0,5 \cdot \eta_{storage})$$

worin	$E_{power}$	Erzeugungspotenzial Strom
	$E_{heat}$	Erzeugungspotenzial Wärme
	$\eta_{PB}$	Mittlerer Wirkungsgrad des Powerblocks
	$\eta_{storage}$	Kombinierter Wirkungsgrad des Speichers

##### 3.2.2 Ermittlung von Stromgestehungskosten

Im Falle einer PV- oder Windenergieanlage werden die jährlichen Kosten der EE-Anlage mithilfe der Annuitätenmethode nach Formel 3-2 berechnet. Es werden spezifische Investitionskosten sowie fixe Betriebskosten berücksichtigt. Variable Betriebskosten werden dabei vernachlässigt.

**Formel 3-2 Annuitätenmethode PV- oder Windenergieanlage**

$$C_{annual} = c_{inv} \cdot P_{inst_{max}} \cdot (f_{ann} + f_{fixop})$$

worin	$C_{annual}$	Jährliche Kosten der EE-Anlage
	$c_{inv}$	Spezifische Investitionskosten
	$P_{inst_{max}}$	Maximal installierbare Kapazität
	$f_{ann}$	Annuitätenfaktor
	$f_{fixop}$	Fixe Betriebskosten als Verhältnis zu Investitionskosten

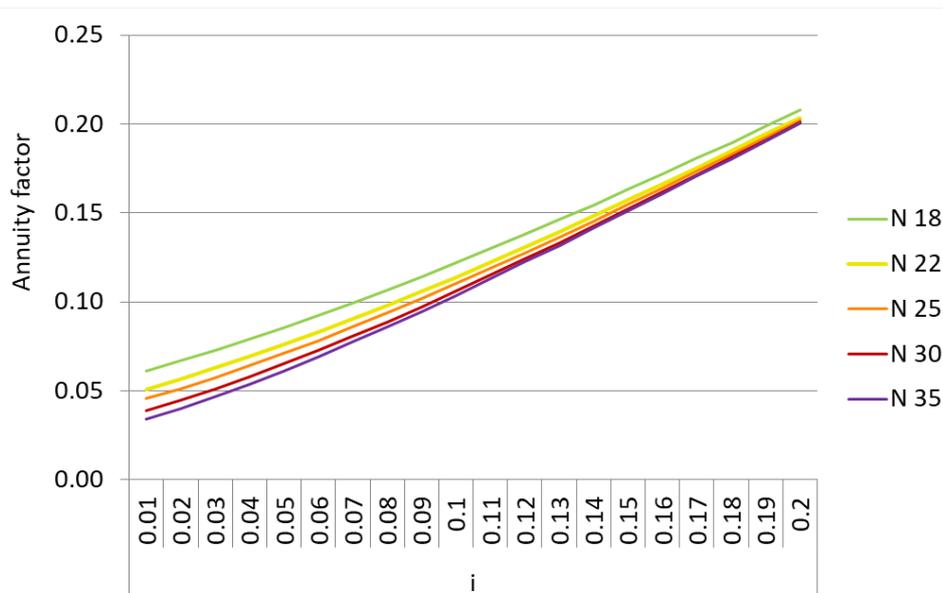
Der Annuitätenfaktor  $f_{ann}$  dient der Umrechnung der Investitionskosten während einer definierten Laufzeit bzw. Amortisationszeit in gleichbleibende jährliche Zahlungen unter Berücksichtigung einer Verzinsung. Der Annuitätenfaktor wird nach Formel 3-3 berechnet. Dabei wird der im WACC-Szenario *ref* definierte Referenz-WACC von 6 % angenommen. Außerdem wird angenommen, dass die Amortisationszeit der technologiespezifischen Anlagenlebensdauer (Annahmen in Kapitel 2.4.4) entspricht.

**Formel 3-3 Annuitätenfaktor**

$$f_{ann} = \frac{(1+i)^N \cdot i}{(1+i)^N - 1}$$

worin	$i$	WACC
	$N$	Amortisationszeit

Der Einfluss des WACCs auf den Annuitätenfaktor ist für mehrere Anlagenlebensdauern in Abb. 3-1 dargestellt.



**Abb. 3-1 Einfluss des WACCs  $i$  auf den Annuitätenfaktor für unterschiedliche Anlagenlebensdauer  $N$  in Jahren**

Im Falle einer CSP-Anlage müssen zur Berechnung der jährlichen Kosten die Kosten für Solarfeld, Speicher und Turbine nach Formel 3-4 berücksichtigt werden.

---

#### Formel 3-4 Berechnung der jährlichen Kosten von CSP-Anlagen

$$C_{annual,CSP} = C_{annual,SF} + C_{annual,S} + C_{annual,PB}$$

worin  $C_{annual,SF}$  Jährliche Kosten des Solarfelds  
 $C_{annual,S}$  Jährliche Kosten des Speichers  
 $C_{annual,PB}$  Jährliche Kosten des Powerblocks

Die Kosten werden jeweils entsprechend Formel 3-2 ermittelt. Beim Powerblock (Turbine und Generator) und beim Speicher ist eine Annahme zum Solar Multiple erforderlich (siehe Formel 3-5 und Formel 3-6), um die installierte Leistung zu berechnen. Der Solar Multiple ist der Faktor zwischen der Ausgangskapazität des Solarfeldes und der Eingangskapazität der Dampfturbine. Für den Speicher wird zusätzlich eine Annahme zum Verhältnis der Speicherkapazität zur stündlichen Wärmeaufnahme der Turbine bei Nennleistung benötigt. Hier wird von einem Solar Multiple von 2 und einem Faktor der Speicherkapazität von 8 Stunden ausgegangen.

---

#### Formel 3-5 Installierte Leistung eines CSP-Powerblocks in Abhängigkeit vom Solar Multiple

$$P_{inst,PB} = \frac{P_{inst,SFmax}}{SM} * \eta_{PB}$$

worin  $P_{inst,PB}$  Installierte Leistung des Powerblocks  
 $P_{inst,SFmax}$  Maximal installierbare Leistung des Solarfelds  
 $SM$  Solar Multiple  
 $\eta_{PB}$  Mittlerer Wirkungsgrad des Powerblocks

---

#### Formel 3-6 Installierte Leistung eines CSP-Speichers in Abhängigkeit vom Solar Multiple

$$P_{inst,S} = \frac{P_{inst,PB}}{\eta_{PB}} * f_S = \frac{P_{inst,SFmax}}{SM} * f_S$$

worin  $P_{inst,S}$  Installierte Leistung des Speichers  
 $f_S$  Faktor für Speicherkapazität in h

Die Stromgestehungskosten  $LCOE$  (engl. Levelized Costs Of Electricity) werden nach Formel 3-7 berechnet.

---

#### Formel 3-7 Stromgestehungskosten LCOE

$$LCOE = \frac{C_{annual}}{E_{elannual}}$$

worin  $LCOE$  Stromgestehungskosten  
 $C_{annual}$  Jährliche Kosten der EE-Anlage  
 $E_{elannual}$  Jährliches Erzeugungspotenzial für Strom

### 3.2.3 Ableitung der Kosten-Potenziale

Aus den Erzeugungspotenzialen für Strom und zugehörigen Stromgestehungskosten werden Referenz-KPs gebildet. Die KPs der Szenarien *bau*, *pos* und *neg* werden für die MENA-Region und Europa aus den Referenz-KPs abgeleitet. Die Ableitungsmethode basiert darauf, dass sich eine Änderung des WACCs bei der Berechnung der EE-Potenziale und deren Kosten nur auf die Annuitätenfaktoren auswirkt.

Faktoren zur länderweisen Skalierung der Kosten können abgeleitet werden, indem nach Formel 3-2 Kosten für den Referenz-WACC und für den landesspezifischen risikobewerteten WACC berechnet und ins Verhältnis gesetzt werden. Dabei sind die technologiespezifischen Anlagenlebensdauern und fixen Betriebskosten zu berücksichtigen. Da keine variablen Kosten berücksichtigt werden müssen, reduziert sich die Gleichung wie in Formel 3-8 dargestellt.

---

#### Formel 3-8 Ermittlung des Kosten-Skalierungsfaktors

$$f_{r2z} = \frac{C_z}{C_r} = \frac{f_{ann_z} + f_{fixop_z}}{f_{ann_r} + f_{fixop_r}}$$

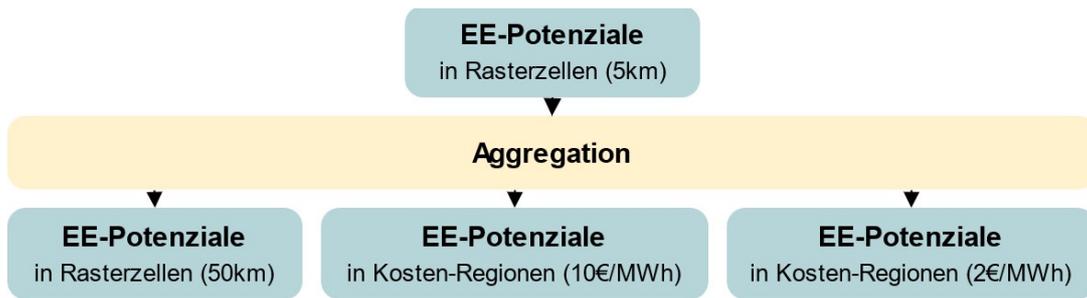
worin	$f_{r2z}$	Skalierungsfaktor
	$r$	Referenz
	$z$	Ziel

Für jeden länderspezifischen WACC für erneuerbare Energien (EE) aus den Szenarien *bau*, *pos* und *neg* wird ein Skalierungsfaktor mit der Formel 3-8 berechnet und somit die Referenz-KPs skaliert.

### 3.2.4 Aggregation auf Regionen

Für die weitere Kosten-Potenzial-Analyse für FT-Kraftstoff werden die EE-Potenziale zu 0,45° (ca. 50 km) Rasterzellen aggregiert. Für die Energieversorgungs-, Markt- sowie Energieszenarienanalyse werden die EE-Potenziale in Kostenkategorien der Stromgestehungskosten diskretisiert. Dabei werden alle innerhalb einer Kostenkategorie liegenden Erzeugungspotenziale und installierbaren Leistungen innerhalb eines Landes bzw. Region zusammengefasst. Daraus entstehen sogenannte Kosten-Regionen. Die resultierenden gröberen Auflösungen (siehe Abb. 3-2) ermöglichen eine vertretbare Rechenlaufzeit der für die weiteren Analysen benötigten Modelle.

Für die Energieversorgungs- und die Marktanalyse werden Kosten-Regionen gebildet, deren Kostenkategorien eine Spanne von 10 €/MWh haben. Für die Energieszenarienanalyse werden Kosten-Regionen mit einer Kostenkategorie-Spanne von 2 €/MWh gebildet. Die Kosten-Regionen werden für das Jahr 2050 festgelegt und dann für die Analysen in den Jahren 2030 und 2040 beibehalten.



---

**Abb. 3-2** Aggregation der EE-Potenziale auf unterschiedliche Auflösungen

### 3.3 Ergebnisse

In den nachfolgenden Kapiteln werden Ergebnisse zu Gesamtpotenzialen, lokalen und minimalen Gestehungskosten sowie Kosten-Potenzialen des Exports gezeigt.

#### 3.3.1 Gesamtpotenziale

Nachfolgend werden die gesamten Erzeugungs- sowie Exportpotenziale für EE-Strom abhängig von der EE-Technologie und dem betrachteten Jahr für die untersuchten Länder und Regionen sowie Cluster und der gesamten MENA-Region gezeigt.

Tab. 3-1 zeigt die ermittelten Erzeugungspotenziale. Aufgrund der hohen Solarstrahlung sind vor allem die Potenziale für PV- und CSP-Strom sehr hoch. Das Erzeugungspotenzial nimmt langfristig leicht zu. So sind im Jahr 2050 die Erzeugungspotenziale durchschnittlich um 3 % höher als noch im Jahr 2030. Dies lässt sich durch höhere technologische Effizienzen bei gleichem Flächenbedarf erklären.

**Tab. 3-1 Erzeugungspotenziale für EE-Strom**

Potenzial [TWH/a]	PV			CSP			Wind Onshore		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
AE	1.500	1.500	1.500	740	760	780	120	120	120
BH	15	16	16	5	5	5	2	2	2
DZ	76.000	78.000	78.000	39.000	40.000	41.000	9.100	9.200	9.200
EG	36.000	36.000	36.000	18.000	19.000	20.000	4.000	4.000	4.000
IQ	18.000	18.000	18.000	7.600	7.800	8.000	2.100	2.100	2.100
IR	59.000	60.000	60.000	7.400	7.600	7.800	6.000	6.100	6.100
JO	3.900	4.000	4.000	1.400	1.400	1.500	430	430	430
KW	780	790	790	400	410	430	110	110	110
LB	110	110	110	0	0	0	9	9	9
LY	62.000	63.000	63.000	34.000	35.000	36.000	7.000	7.100	7.100
MA	24.000	24.000	24.000	9.000	9.200	9.500	3.600	3.600	3.600
OM	14.000	14.000	14.000	6.200	6.400	6.500	1.100	1.100	1.100
QA	550	560	560	94	96	99	59	59	59
SA	73.000	75.000	75.000	35.000	36.000	37.000	7.100	7.200	7.200
SY	6.600	6.700	6.700	1.700	1.800	1.800	800	800	810
TN	4.000	4.000	4.000	640	660	670	570	570	570
YE	26.000	26.000	26.000	6.500	6.700	6.900	1.600	1.600	1.600
ME	200.000	210.000	210.000	67.000	69.000	71.000	19.000	20.000	20.000
NA	200.000	210.000	210.000	100.000	100.000	110.000	24.000	24.000	24.000
MENA	410.000	410.000	410.000	170.000	170.000	180.000	44.000	44.000	44.000

Tab. 3-2 zeigt die ermittelten Exportpotenziale. Es wird deutlich, dass vor allem große Flächenländer hohe Exportpotenziale aufweisen. Dahingegen brauchen kleine Länder das ermittelte Erzeugungspotenzial teilweise komplett selbst auf. Tendenziell wird das Exportpotenzial bei kleinen Ländern in langfristiger Zukunft geringer. Dies ist dadurch zu begründen, dass der Eigenbedarf verhältnismäßig stärker ansteigt als das durch höhere technologische Effizienzen erzielte zusätzliche Potenzial. Des Weiteren kann festgehalten werden, dass Nordafrika im Gegensatz zum Nahen Osten höhere Potenziale für CSP-Strom hat.

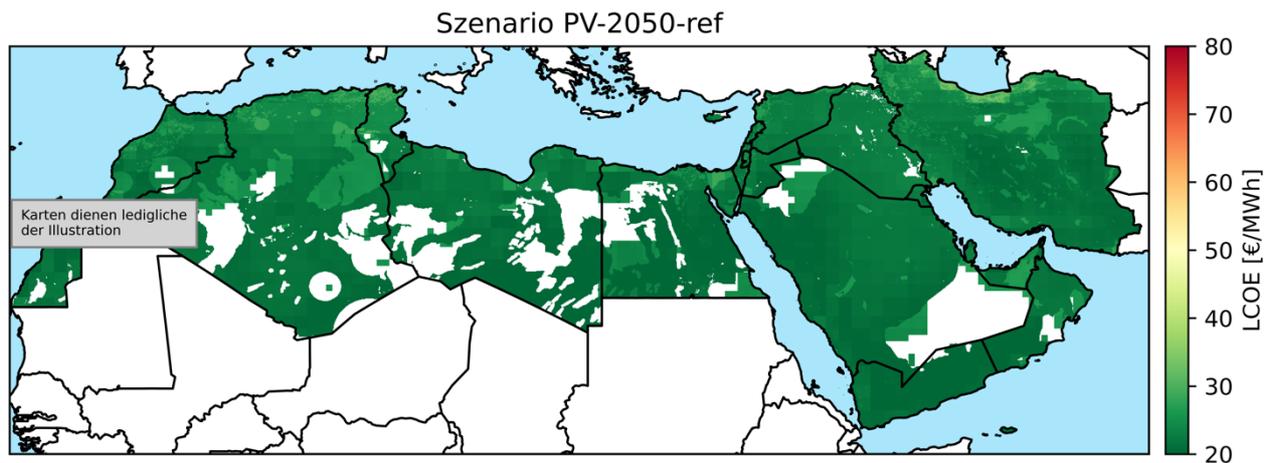
**Tab. 3-2 Exportpotenziale für EE-Strom**

Potenzial [TWH/a]	PV			CSP			Wind Onshore		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
AE	1.200	520	0	480	0	0	0	0	0
BH	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DZ	76.300	77.000	76.000	39.000	39.000	39.000	9.000	8.600	7.800
EG	35.500	35.000	34.000	18.000	18.000	17.000	3.600	3.100	1.900
IQ	17.700	18.000	17.000	7.500	7.400	7.000	1.900	1.600	1.000
IR	58.700	58.000	56.000	6.800	5.500	3.600	5.500	4.000	1.900
JO	3.900	3.900	3.800	1.400	1.400	1.300	400	340	240
KW	669	510	140	290	130	0	0	0	0
LB	73	23	0	0	0	0	0	0	0
LY	62.400	63.000	63.000	34.000	35.000	36.000	6.900	6.900	6.600
MA	23.800	24.000	23.000	8.900	9.000	8.800	3.500	3.400	3.000
OM	13.500	14.000	13.000	6.100	6.100	6.100	1.000	880	640
QA	466	300	0	12	0	0	0	0	0
SA	72.800	73.000	71.000	34.000	34.000	33.000	6.500	5.500	3.300
SY	6.570	6.500	5.900	1.700	1.600	1.000	750	600	2
TN	3.910	3.900	3.600	590	520	330	520	430	220
YE	25.700	26.000	26.000	6.500	6.600	6.600	1.600	1.500	1.300
ME	201.000	200.000	190.000	65.000	63.000	59.000	18.000	14.000	8.400
NA	202.000	200.000	200.000	100.000	100.000	100.000	24.000	22.000	19.000
MENA	403.000	400.000	390.000	170.000	160.000	160.000	41.000	37.000	28.000

### 3.3.2 Lokale Gesteungskosten

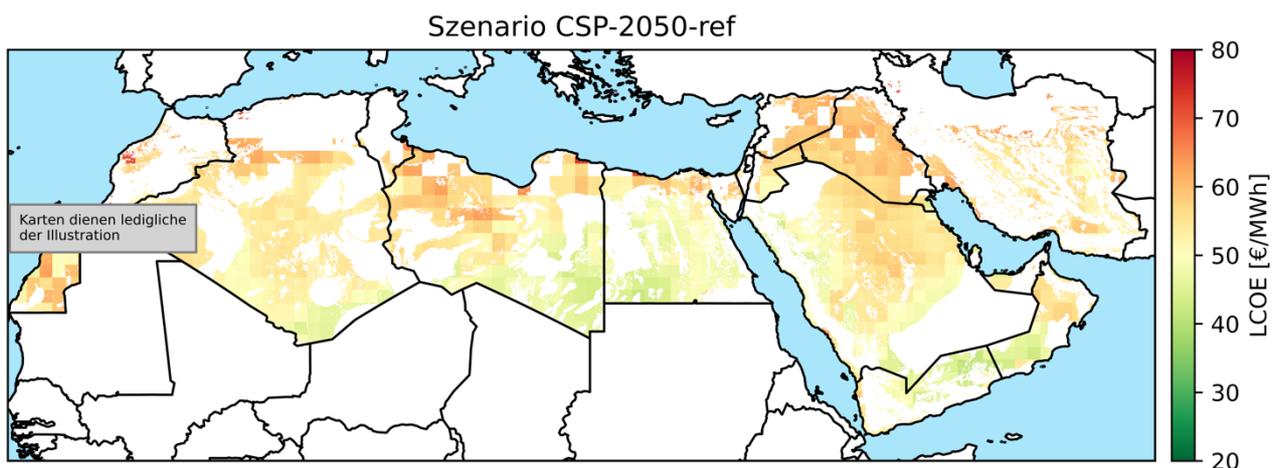
Die in Abb. 3-3 bis Abb. 3-5 dargestellten Karten zeigen die Stromgestehungskosten von PV-, CSP-, Onshore-Windenergieanlagen für das Jahr 2050 im WACC-Szenario *ref* für die MENA-Region.

Abb. 3-3 zeigt die Gesteungskosten für PV-Strom. Es wird deutlich, dass ohne Berücksichtigung von Investitionsrisiken die gesamte MENA-Region günstig EE-Strom mit PV erzeugen werden kann.



**Abb. 3-3** Stromgestehungskosten im Szenario *PV-2050-ref*

Abb. 3-4 zeigt die Gesteungskosten für CSP-Strom. Es ist zu erkennen, dass CSP-Strom vor allem in den südlichen Gebieten der MENA-Region günstig ist.



**Abb. 3-4** Stromgestehungskosten im Szenario *CSP-2050-ref*

Abb. 3-5 zeigt die Gestehungskosten für Windstrom. Regionen mit günstigen Gestehungskosten sind hier vor allem rund um die Stadt In Salah im Zentrum Algeriens und an der Atlantikküste südlich der Stadt El Aaiún.

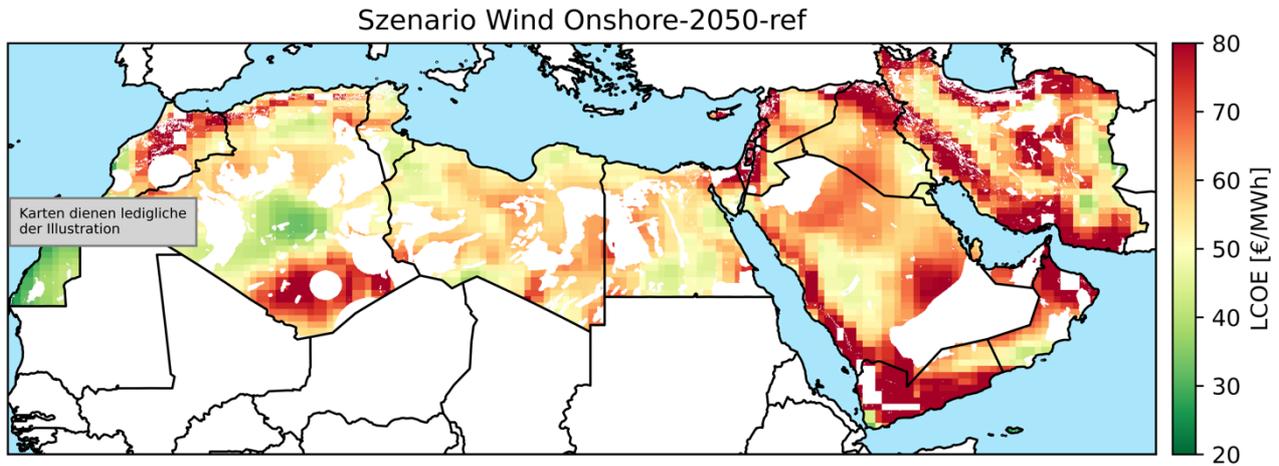


Abb. 3-5 Stromgestehungskosten im Szenario *WindOnshore-2050-ref*

### 3.3.3 Minimale Gestehungskosten

Nachfolgend werden minimale Gestehungskosten für die aggregierten Länder, Regionen und Cluster in unterschiedlichen Szenarien gezeigt. Dabei wird jeweils das Minimum aus den Gestehungskosten für PV-, CSP- und Windstrom gewählt.

Tab. 3-3 zeigt minimale Gestehungskosten der *Erzeugungspotenziale* für EE-Strom. Hier sind im Szenario *ohne* Berücksichtigung der länderspezifischen Investitionsrisiken die günstigsten Gestehungskosten für EE-Strom vor allem in Ägypten, Libyen, Maghreb ohne Tun/Alg, Oman, Saudi-Arabien und Jemen zu finden. Die absolut günstigsten Gestehungskosten bietet in diesem Falle Saudi-Arabien mit 28 €/MWh. In den Szenarien *mit* Berücksichtigung der länderspezifischen Investitionsrisiken zeigen vor allem die Vereinigten Arabischen Emirate, Kuwait, Katar und Saudi-Arabien die geringsten minimalen Gestehungskosten.

**Tab. 3-3 Minimale Gestehungskosten für EE-Strom der Erzeugung aus allen untersuchten EE-Technologien**

LCOE [€/MWh]	2030				2040				2050			
	ref	bau	pos	neg	ref	bau	pos	neg	ref	bau	pos	neg
AE	29	25	25	26	24	21	20	22	19	17	16	18
BH	32	57	53	62	26	47	40	55	21	37	30	49
DZ	30	59	54	62	25	49	41	54	20	39	30	46
EG	28	50	45	52	23	41	34	45	18	33	24	39
IQ	33	71	65	74	27	59	49	64	22	47	36	55
IR	29	57	53	60	24	47	40	52	19	38	30	45
JO	30	47	45	52	25	39	35	47	20	31	27	43
KW	31	27	27	28	26	23	22	23	20	18	17	19
LB	31	84	76	91	26	70	57	82	21	56	41	73
LY	29	75	68	77	24	62	50	66	19	49	36	56
MA	28	34	32	36	24	29	26	33	19	23	20	28
OM	28	36	35	40	23	30	27	36	18	24	21	32
QA	29	26	26	27	24	22	21	23	19	17	17	18
SA	27	25	25	26	23	21	20	22	18	17	16	18
SY	31	92	82	94	26	76	61	79	20	61	43	66
TN	31	54	50	58	25	45	38	51	20	36	28	45
YE	28	83	75	85	23	68	56	73	18	55	41	62
ME	27	25	25	26	23	21	20	22	18	17	16	18
NA	28	34	32	36	23	29	26	33	18	23	20	28
MENA	27	25	25	26	23	21	20	22	18	17	16	18

Tab. 3-4 zeigt minimale Gestehungskosten der *Exportpotenziale* für EE-Strom. Im Vergleich zu den minimalen Gestehungskosten der Erzeugungspotenziale sind diese für die meisten Länder und Regionen um 0-3 €/MWh höher. Im Libanon und Syrien ist die Differenz aufgrund der geringen günstigen Erzeugungspotenziale teilweise deutlich größer (bis 14 €/MWh).

Im Szenario *ohne* Berücksichtigung der länderspezifischen Investitionsrisiken sind die günstigsten Gestehungskosten für EE-Strom wie bei den Erzeugungspotenzialen vor allem in Ägypten, Libyen, Maghreb ohne Tun/Alg, Oman, Saudi-Arabien und Jemen zu finden. Die absolut günstigsten Gestehungskosten bietet Jemen mit 28 €/MWh. In den Szenarien *mit* Berücksichtigung der länderspezifischen Investitionsrisiken zeigen ebenfalls wie bei den Erzeugungspotenzialen vor allem die Vereinigten Arabischen Emirate, Kuwait, Katar und Saudi-Arabien die geringsten minimalen Gestehungskosten.

**Tab. 3-4 Minimale Gesteungskosten für EE-Strom des Exports aus allen untersuchten EE-Technologien**

LCOE [€/MWh]	2030				2040				2050			
	ref	bau	pos	neg	ref	bau	pos	neg	ref	bau	pos	neg
AE	32	28	28	29	27	24	23	25	-	-	-	-
BH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DZ	30	59	54	62	25	49	41	54	20	40	31	47
EG	29	51	46	53	24	43	35	47	19	34	25	41
IQ	33	71	65	74	27	59	49	65	22	48	37	56
IR	30	60	55	63	25	50	43	55	20	40	32	48
JO	30	47	45	52	25	39	35	47	20	32	27	43
KW	31	28	27	28	28	25	24	26	24	21	20	22
LB	35	96	87	105	30	81	66	96	-	-	-	-
LY	29	75	68	77	24	62	50	66	19	50	37	56
MA	29	35	33	37	24	30	27	34	20	24	21	30
OM	29	38	36	42	24	31	29	38	19	25	22	34
QA	30	27	27	28	28	26	25	27	-	-	-	-
SA	29	26	26	27	24	22	22	23	20	18	17	19
SY	32	96	86	98	28	82	65	85	22	67	47	72
TN	31	55	50	58	26	47	39	53	22	38	30	48
YE	28	83	76	86	24	71	58	75	19	56	43	64
ME	28	26	26	27	24	22	22	23	19	18	17	19
NA	29	35	33	37	24	30	27	34	19	24	21	30
MENA	28	26	26	27	24	22	22	23	19	18	17	19

Für alle EE-Technologien ist über die Jahre eine deutliche Kostenreduktion erkennbar. Gründe hierfür sind technische Entwicklung, Verbesserungen der Wirkungsgrade, Lerneffekte etc.

### 3.3.4 Kosten-Potenziale des Exports

Nachfolgend werden die Kosten-Potenziale des Exports von EE-Strom anhand von KP-Kurven für das Cluster Naher Osten, Nordafrika und der gesamten MENA-Region und KP-Balken für die untersuchten Länder und Regionen dargestellt.

#### Kosten-Potenziale der Cluster

In Folgendem werden in Abb. 3-6 bis Abb. 3-8 die Kosten-Potenziale des Exports für EE-Strom aus PV-, CSP- und Windenergieanlagen für das Jahr 2030 vergleichend für die vier WACC-Szenarien *ref*, *bau*, *pos* und *neg* in der gesamten MENA-Region und getrennt für die Cluster Naher Osten und Nordafrika dargestellt.

Abb. 3-6 zeigt die Kosten-Potenziale mit PV im Jahr 2030. Es wird deutlich, dass für PV-Strom in allen WACC-Szenarien bereits Potenziale für die gesamte MENA-Region von ca. 75.000 TWh/a für unter ca. 32 €/MWh vorhanden sind. Diese Potenziale

stammen dabei in den Szenarien mit Berücksichtigung der Investitionsrisiken aus dem Nahen Osten. Für weiteres Potenzial steigen die Gestehungskosten sprunghaft an.

Abb. 3-7 zeigt die Kosten-Potenziale mit CSP im Jahr 2030. Es wird sichtbar, dass für CSP-Strom in allen WACC-Szenarien für die gesamte MENA-Region ein Potenzial von ca. 32.000 TWh/a für unter ca. 73 €/MWh besteht. Dieses Potenzial stammt für die Szenarien mit Berücksichtigung der Investitionsrisiken ausschließlich aus dem Nahen Osten. Für weiteres Potenzial steigen die Gestehungskosten steiler an.

Abb. 3-8 zeigt die Kosten-Potenziale mit Onshore-Windenergie im Jahr. Für die Szenarien mit Berücksichtigung der Investitionsrisiken gibt es die günstigsten Potenziale von ca. 2.500 TWh/a für unter ca. 60 €/MWh in Nordafrika. Weitere Potenziale von ca. 4.000 TWh/a gibt es für unter ca. 95 €/MWh im Nahen Osten. Die Gestehungskosten der gesamten MENA-Region für Windstrom zeigen mit dem Anstieg der Potenziale bis ca. 38.000 TWh/a einen linearen und nicht sprunghaften Anstieg.

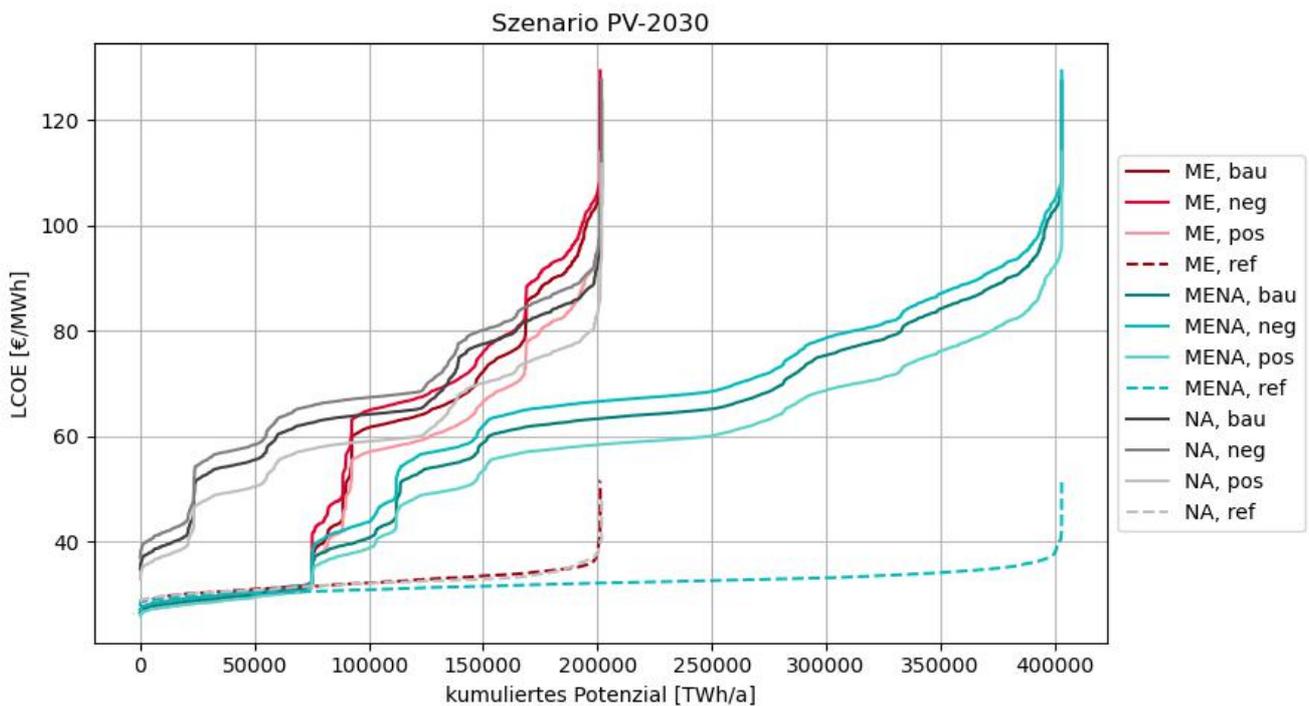
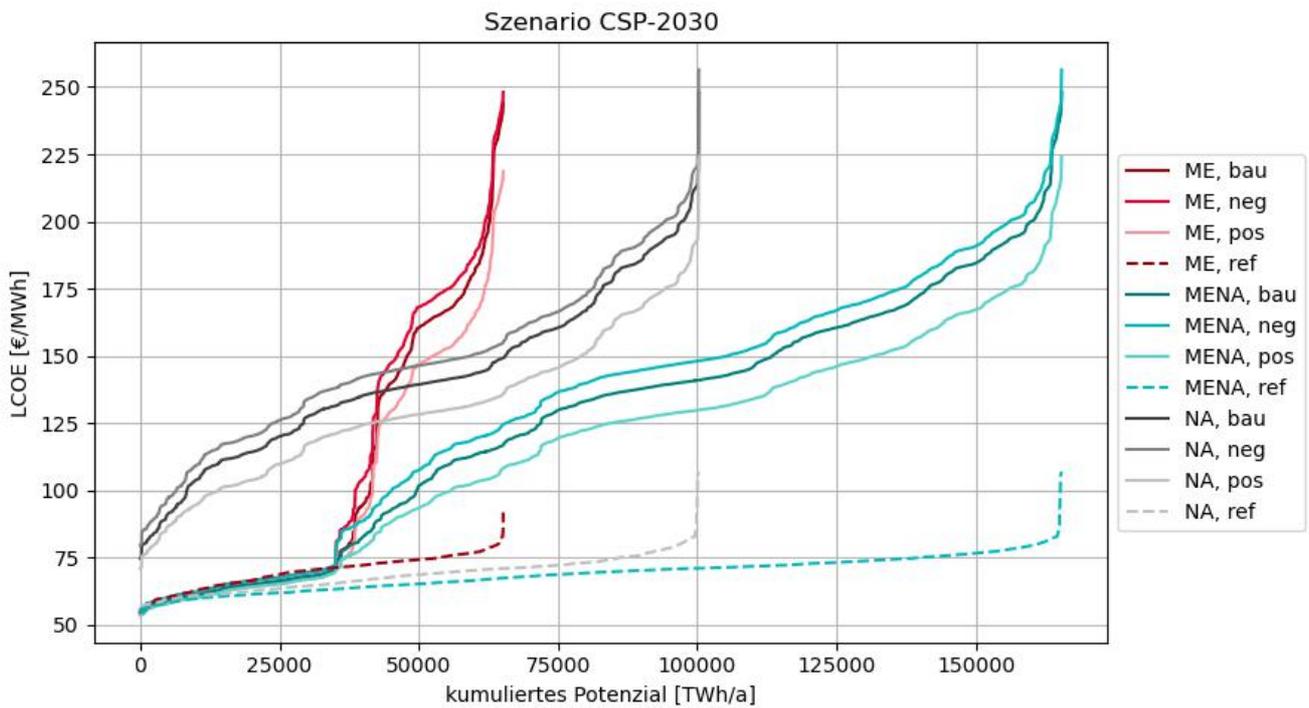
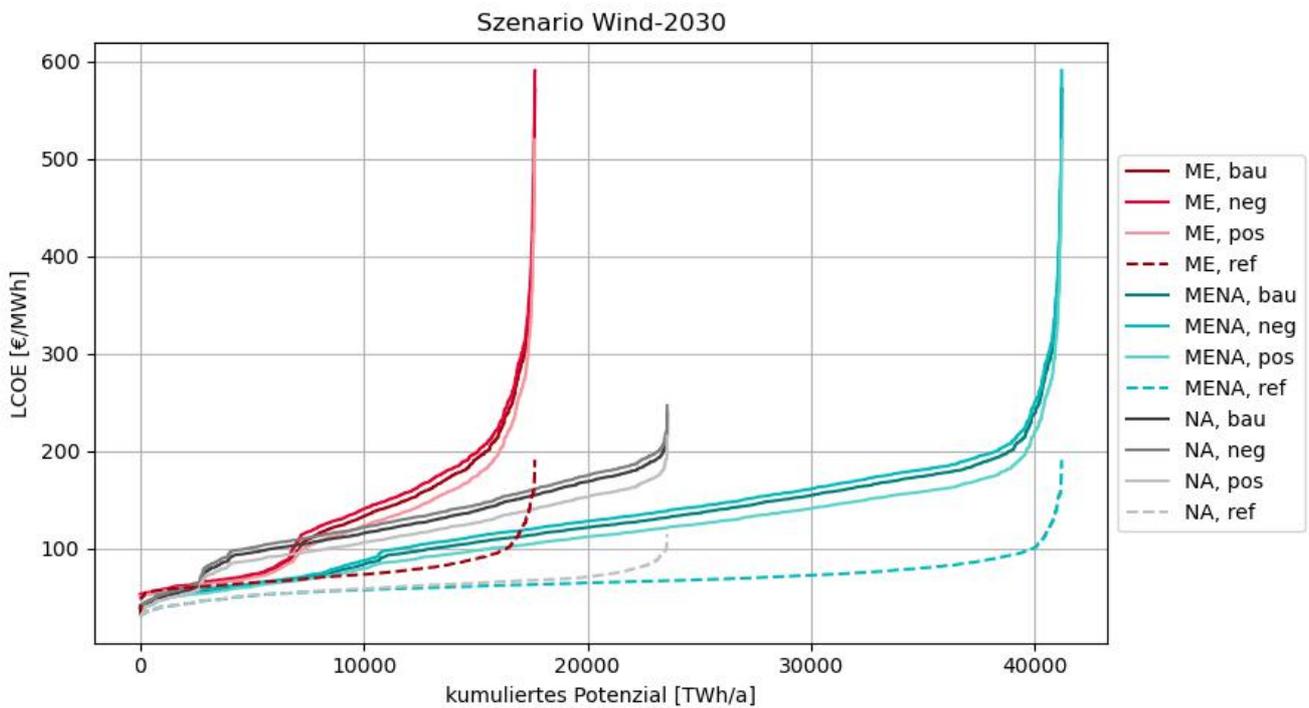


Abb. 3-6 KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario PV-2030



**Abb. 3-7** KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario *CSP-2030*



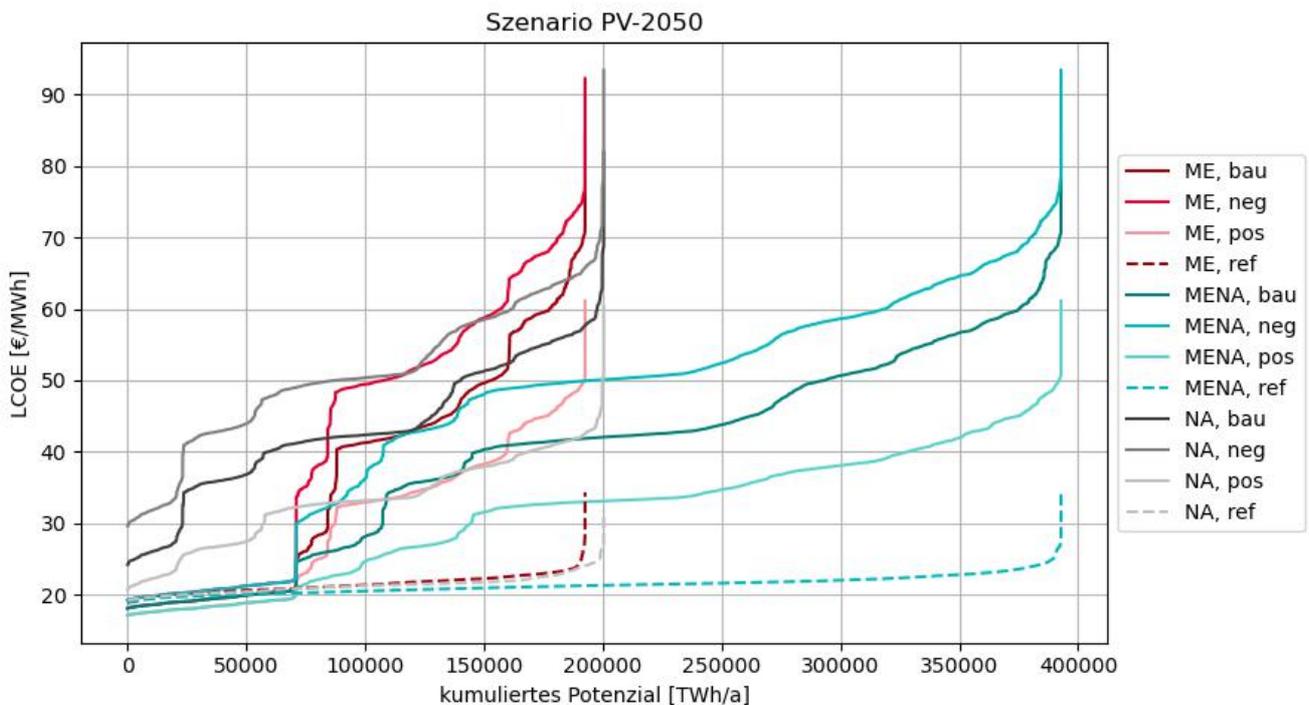
**Abb. 3-8** KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario *Wind-2030*

Im Folgenden werden in Abb. 3-9 bis Abb. 3-11 die Kosten-Potenziale für EE-Strom aus PV-, CSP- und Windenergieanlagen für das Jahr 2050 vergleichend für die vier WACC-Szenarien *ref*, *bau*, *pos* und *neg* in der gesamten MENA-Region und für die Cluster Naher Osten und Nordafrika dargestellt.

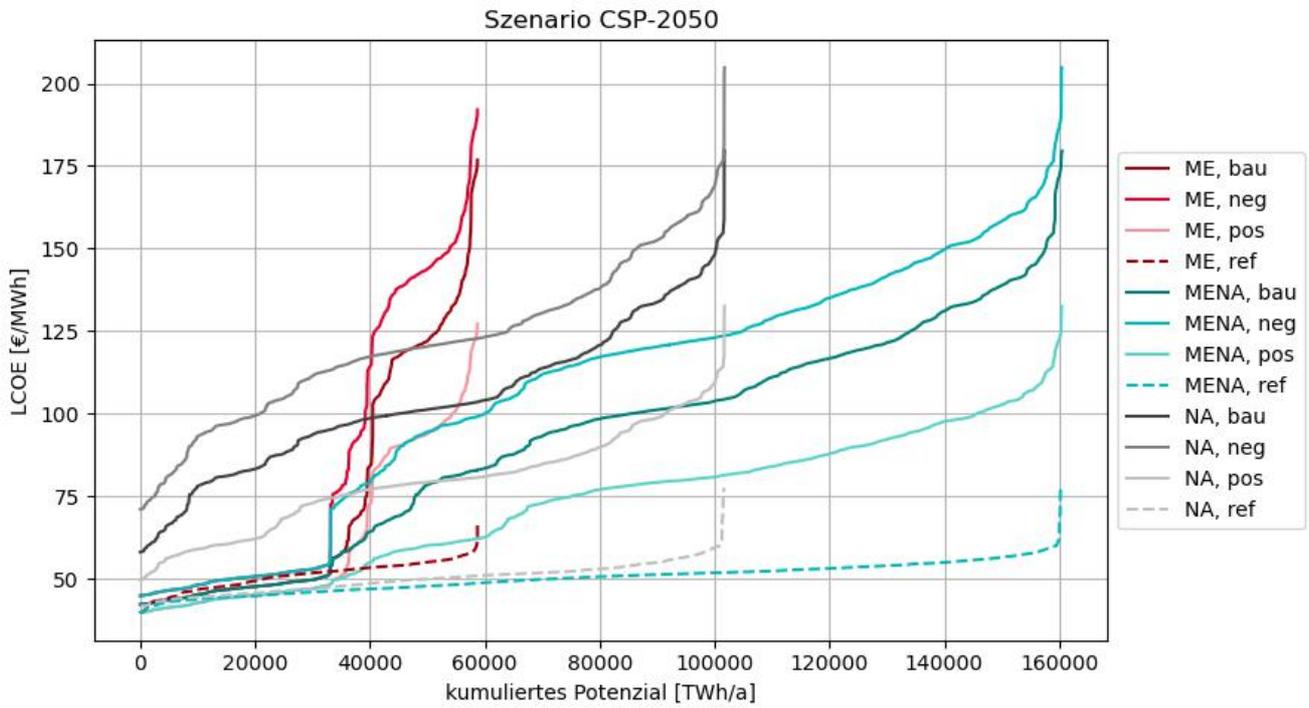
Abb. 3-9 zeigt die Kosten-Potenziale mit PV im Jahr 2050. Hier gibt es in den Szenarien mit Berücksichtigung der Investitionsrisiken Potenziale von ca. 70.000 TWh/a für unter ca. 22 €/MWh. Diese Potenziale stammen ausschließlich aus dem Nahen Osten. Die Gestehungskosten steigen für weiteres Potenzial steil an.

Abb. 3-10 zeigt die Kosten-Potenziale mit CSP im Jahr 2050. Es wird sichtbar, dass für CSP-Strom in allen WACC-Szenarien für die gesamte MENA-Region ein Potenzial von ca. 33.000 TWh/a für unter ca. 53 €/MWh besteht. Dieses Potenzial stammt für die Szenarien mit Berücksichtigung der Investitionsrisiken ausschließlich aus dem Nahen Osten. Für weiteres Potenzial steigen die Gestehungskosten vor allem für das WACC-Szenario *neg* steiler an.

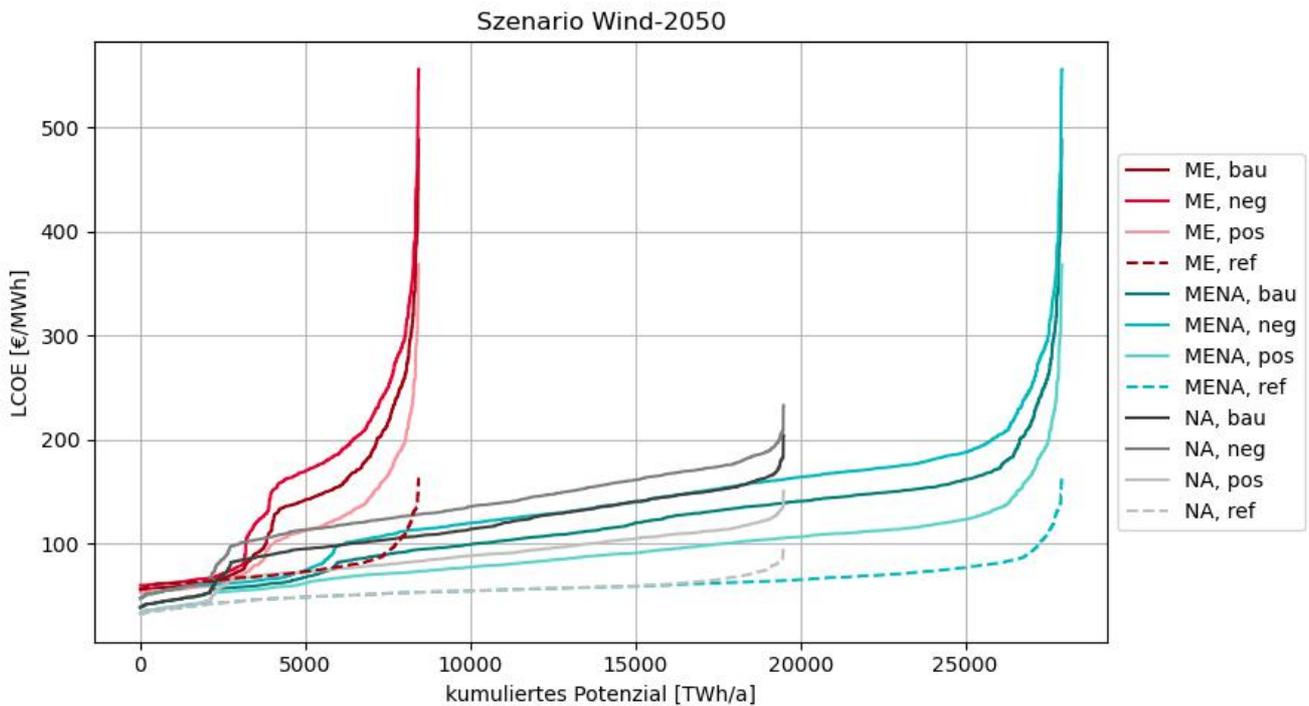
Abb. 3-11 zeigt die Kosten-Potenziale mit Onshore-Windenergie im Jahr 2050. Für die Szenarien mit Berücksichtigung der Investitionsrisiken stammen die günstigsten Potenziale von ca. 2.300 TWh/a für unter ca. 60 €/MWh aus Nordafrika. Die Gestehungskosten der gesamten MENA-Region für Windstrom zeigen mit dem Anstieg der Potenziale bis ca. 26.000 TWh/a einen nahezu linearen und wenig sprunghaften Anstieg.



**Abb. 3-9** KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario PV-2050



**Abb. 3-10** KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario *CSP-2050*



**Abb. 3-11** KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario *Wind-2050*

Allgemein wird deutlich, dass die Kurven des WACC-Szenarios *ref*, bei dem für alle Länder der Referenz-WACC von 6 % angenommen wird, in den Clustern ähnlich verlaufen und nur geringere Unterschiede aufweisen. Die WACC-Szenarien *bau*, *pos* und *neg* berücksichtigen länderspezifische Investitionsrisiken, die u. a. das politische und strategische Risiko individuell pro Land widerspiegeln. Aus diesem Grund weisen die Kurven eine größere Spannbreite der Kosten auf.

Im WACC-Szenario *ref* liegen die günstigsten Potenziale für Solarstrom in Nordafrika, wobei es in den anderen WACC-Szenarien umgekehrt ist und die günstigsten Potenziale für Solarstrom im Nahen Osten liegen. Für Wind-Strom liegen die günstigsten Potenziale für alle WACC-Szenarien in Nordafrika, aufgrund der geeigneteren Windgeschwindigkeiten.

### **Kosten-Potenziale der Länder und Regionen**

Im Folgenden werden die Kosten-Potenziale des Exports für EE-Strom aus PV, CSP und Windenergie der untersuchten Länder und Regionen vergleichend für die vier WACC-Szenarien *ref*, *bau*, *pos* und *neg* gezeigt.

Abb. 3-12 zeigt die Kosten-Potenziale aus PV im Jahr 2030. Im WACC-Szenario *ref* fallen alle Potenziale in die Kostenkategorie 25-50 €/MWh. Im WACC-Szenario *neg* gibt es in dieser Kostenkategorie große Potenziale in Maghreb ohne Tun/Alg, Oman und Saudi-Arabien sowie geringe Potenziale in den Vereinigen Arabischen Emiraten, Kuwait und Katar. Im WACC-Szenario *bau* gibt es zusätzlich kleinere Potenziale in Jordanien. Zu diesen Potenzialen kommen im WACC-Szenario *pos* große Potenziale in Ägypten hinzu.

Abb. 3-13 zeigt die Kosten-Potenziale aus CSP im Jahr 2030. Im WACC-Szenario *ref* fällt ein Großteil der Potenziale in die Kostenkategorie 50-75 €/MWh. Im WACC-Szenario *neg* gibt es in dieser Kostenkategorie große Potenziale in Saudi-Arabien sowie kleinere Potenziale in den Vereinigen Arabischen Emiraten, Kuwait und Katar. Zu diesen Potenzialen kommen im WACC-Szenario *bau* und *pos* kleinere Potenziale in Maghreb ohne Tun/Alg und Oman hinzu.

Abb. 3-14 zeigt die Kosten-Potenziale aus Wind im Jahr 2030. Im WACC-Szenario *ref* weisen in der Kostenkategorie 25-50 €/MWh einzig Maghreb ohne Tun/Alg und Algerien Potenziale auf. Im WACC-Szenario *neg* gibt es in dieser Kostenkategorie lediglich in Maghreb ohne Tun/Alg Potenziale, die im WACC-Szenario *bau* und *pos* weiter steigen.

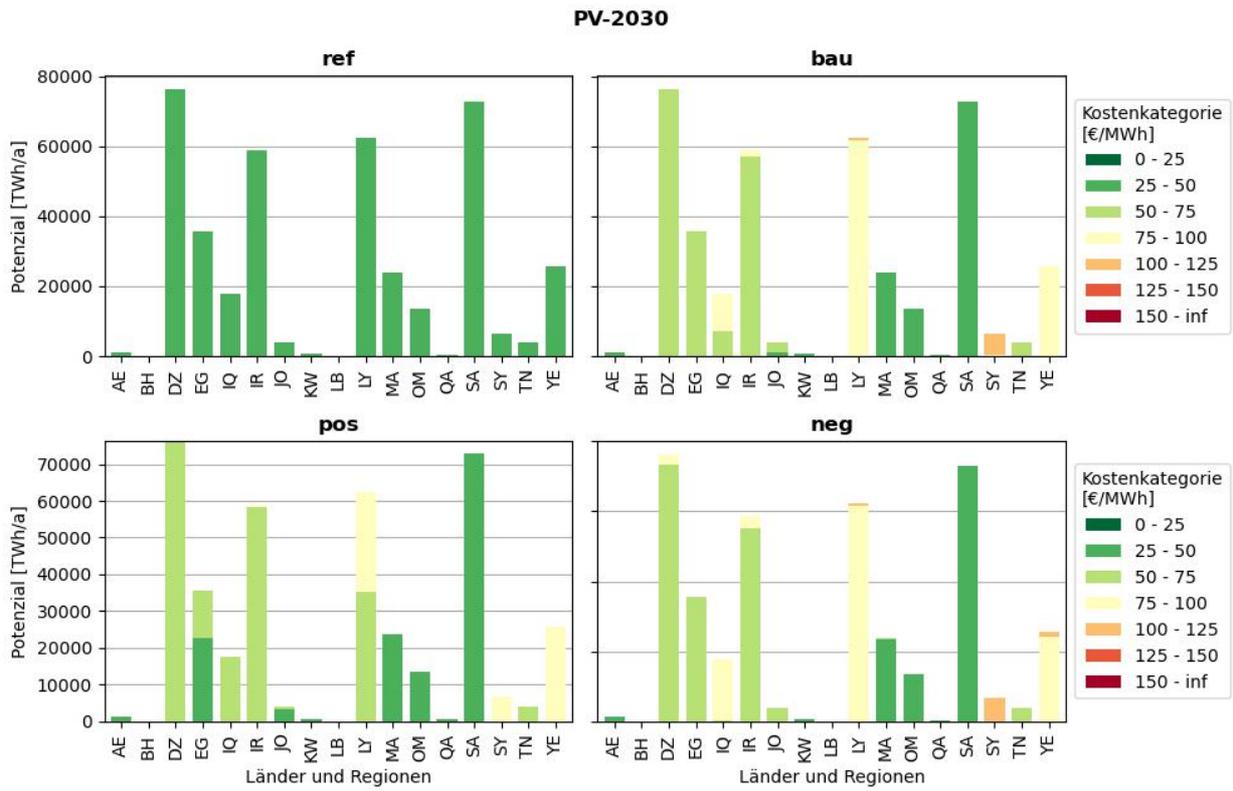


Abb. 3-12 KP-Balken des Exports für EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario PV-2030

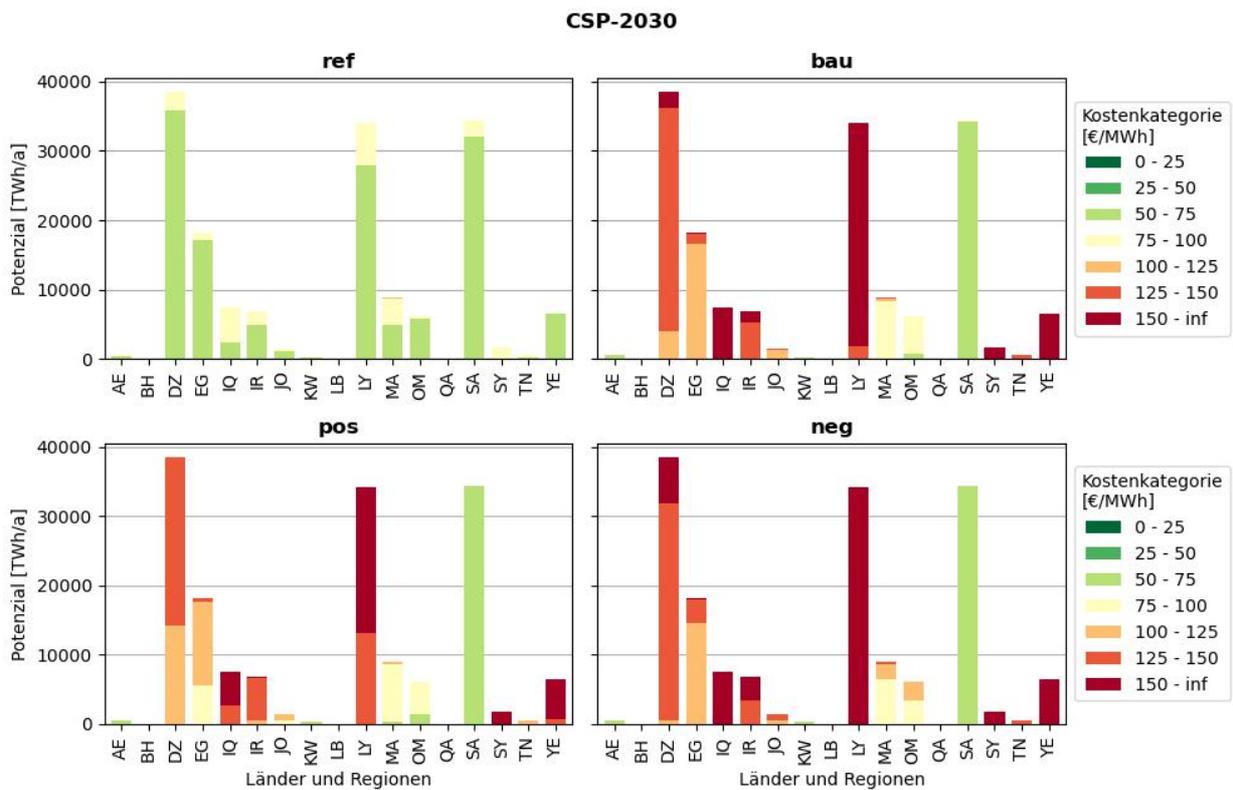
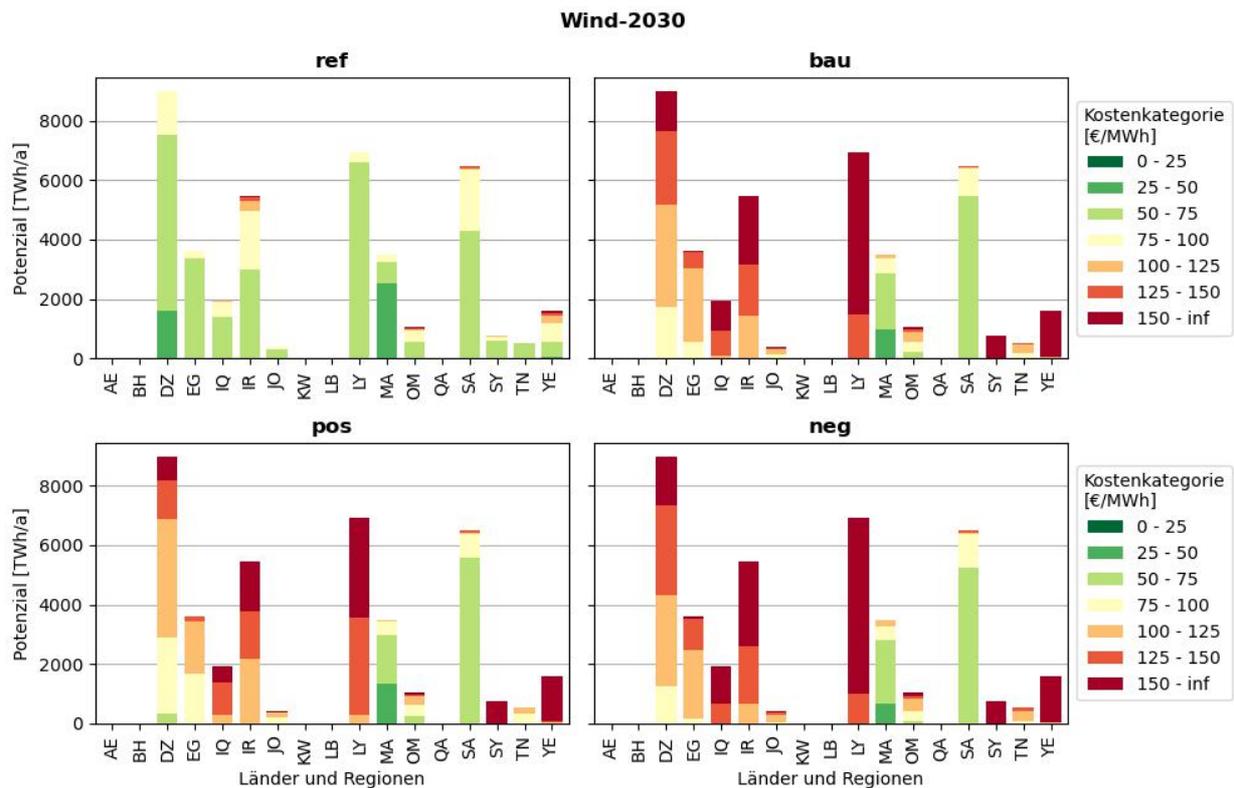


Abb. 3-13 KP-Balken des Exports für EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario CSP-2030



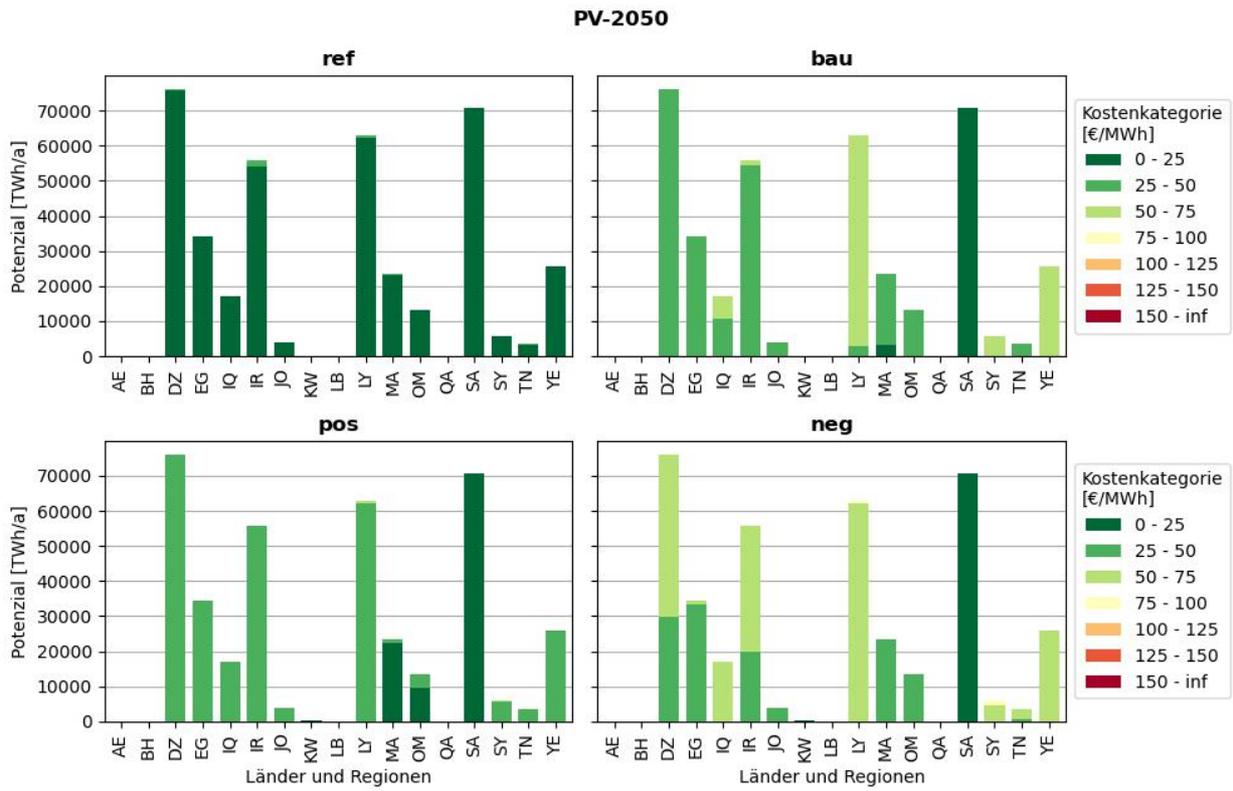
**Abb. 3-14 KP-Balken des Exports für EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario *Wind-2030***

Nachfolgend werden in Abb. 3-15 bis Abb. 3-17 die Kosten-Potenziale des gleichen Typs für das Jahr 2050 veranschaulicht.

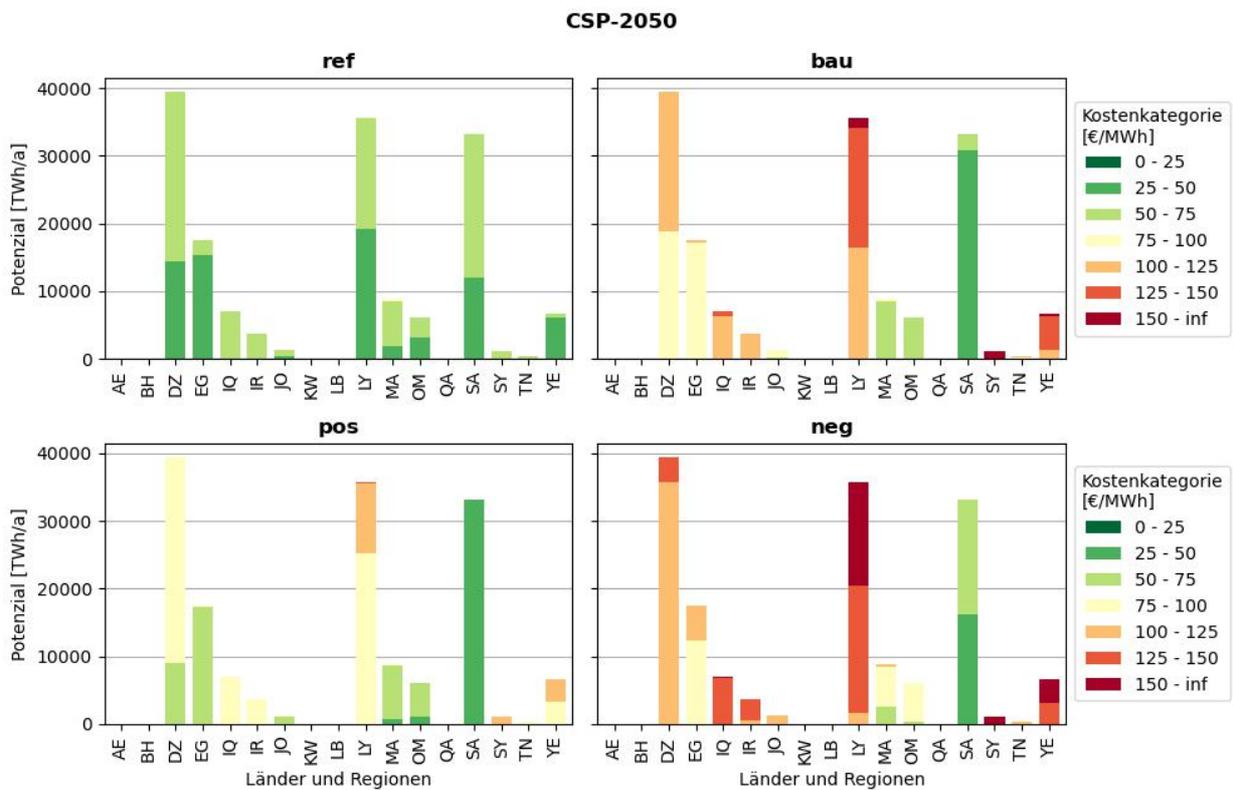
Abb. 3-15 zeigt die Kosten-Potenziale aus PV im Jahr 2050. Im WACC-Szenario *ref* fallen fast die gesamten Potenziale in die Kostenkategorie 0-25 €/MWh. Im WACC-Szenario *neg* gibt es in dieser Kostenkategorie große Potenziale in Saudi-Arabien und kleinere Potenziale in Kuwait. Zu diesen Potenzialen kommen im WACC-Szenario *bau* und *pos* große Potenziale in Maghreb ohne Tun/Alg und Oman hinzu.

Abb. 3-16 zeigt die Kosten-Potenziale aus CSP im Jahr 2030. Im WACC-Szenario *ref* gibt es in der Kostenkategorie 25-50 €/MWh große Potenziale in Algerien, Ägypten, Libyen, Saudi-Arabien und Jemen sowie kleinere Potenziale in Jordanien, Maghreb ohne Tun/Alg und Oman. Im WACC-Szenario *neg* und *bau* gibt es in dieser Kostenkategorie große Potenziale in Saudi-Arabien. Zu diesen Potenzialen kommen im WACC-Szenario *pos* kleinere Potenziale in Maghreb ohne Tun/Alg und Oman hinzu.

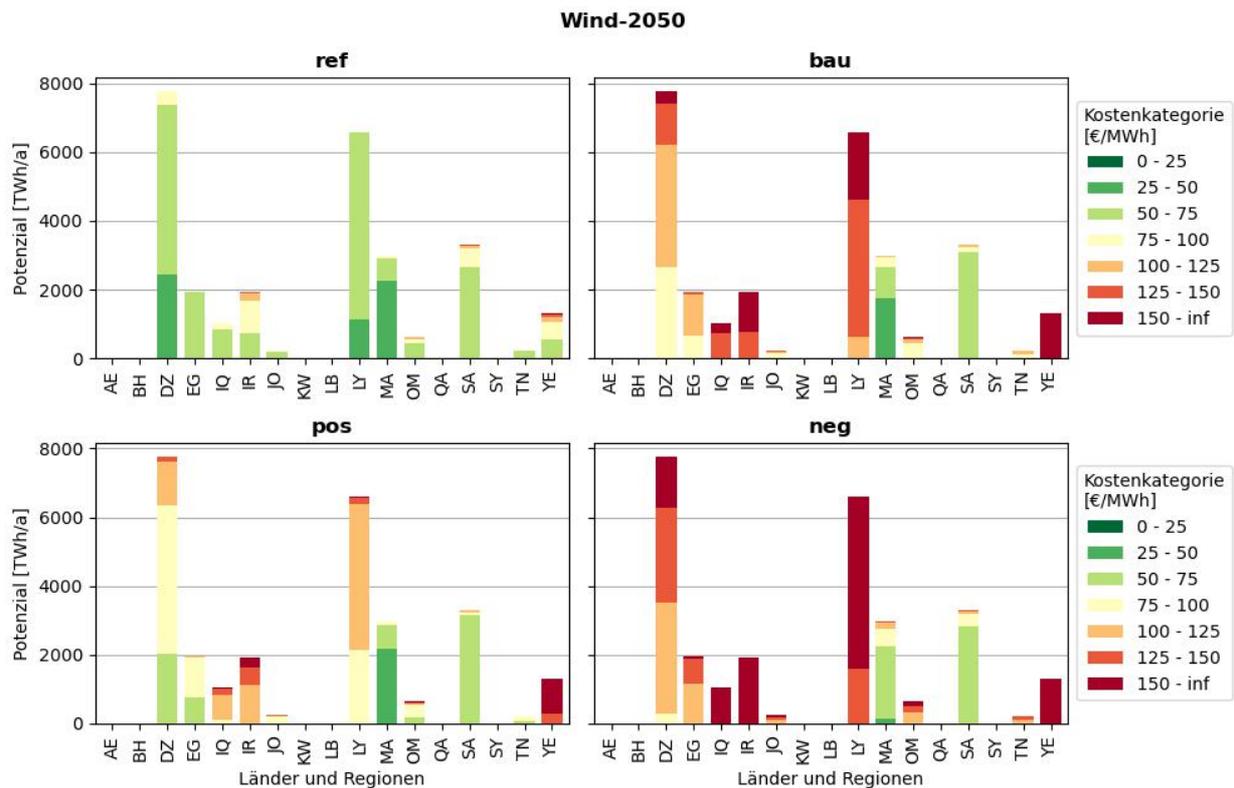
Abb. 3-17 zeigt die Kosten-Potenziale aus Wind im Jahr 2050. Im WACC-Szenario *ref* weisen in der Kostenkategorie 25-50 €/MWh einzig Algerien, Libyen und Maghreb ohne Tun/Alg Potenziale auf. Im WACC-Szenario *neg* gibt es in dieser Kostenkategorie lediglich in Maghreb ohne Tun/Alg Potenziale, die im WACC-Szenario *bau* und *pos* weiter steigen.



**Abb. 3-15 KP-Balken des Exports für EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario PV-2050**



**Abb. 3-16 KP-Balken des Exports für EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario CSP-2050**



**Abb. 3-17 KP-Balken des Exports für EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario Wind-2050**

Die Ergebnisse zeigen, dass für Solarstrom über alle WACC-Szenarien vor allem Saudi-Arabien große Potenziale mit geringen Gestehungskosten aufweist. Aber auch weitere Länder des Nahen Ostens wie die Arabischen Emirate, Katar und Kuwait verfügen über vergleichsweise kostengünstige Potenziale an Solarstrom. Die Potenziale in Maghreb ohne Tun/Alg und Oman liegen ebenfalls im günstigen bis mittleren Bereich, wohingegen die Potenziale in Jordanien, Ägypten und Algerien vergleichsweise eher in den mittleren bis höheren Kostenkategorien liegen.

Für Windstrom hat Maghreb ohne Tun/Alg in allen WACC-Szenarien mit Abstand die niedrigsten Stromgestehungskosten. Ohne Berücksichtigung der länderspezifischen Risikobewertung weisen auch Algerien und Libyen günstige Potenziale für Windstrom auf.

Die Kosten-Potenziale für das Jahr 2040 sind im Anhang in Kapitel 6.2 grafisch dargestellt.

## 4 Kosten-Potenzial-Analyse für FT-Kraftstoff

### 4.1 Einführung

Mit der Kosten-Potenzial-Analyse sollen sowohl Erzeugungspotenziale also auch Exportpotenziale sowie Gestehungskosten für FT-Kraftstoff durch KPs unter Berücksichtigung unterschiedlicher Szenarien ermittelt werden. Zudem ermöglicht die Analyse, relevante Einflussgrößen zu identifizieren, und gibt so einen detaillierteren Einblick in die Zusammensetzung der Gestehungskosten.

Zur Ermittlung der KPs wird eine beispielhafte PtL-Route modelliert. Das Modell legt kostenoptimierte Erzeugungsanlagen aus, woraus das Potenzial für den FT-Kraftstoff und deren zugehörige minimale Gestehungskosten abgeleitet werden.

Mit der Analyse werden mögliche Quellen für Rohstoffe analysiert, die für die Erzeugung des FT-Kraftstoffs essentiell sind. Zudem werden Strategien für den Standort einzelner Komponenten gesammelt und eine ausgewählte Strategie implementiert.

### 4.2 Modellierte PtL-Route

Die modellierte PtL-Route besteht aus der Strombereitstellung und der PtL-Anlage. Vereinfacht benötigt die PtL-Anlage Strom aus der Strombereitstellung, Wasser ( $H_2O$ ) und Kohlenstoffdioxid ( $CO_2$ ) und liefert als Endprodukt den FT-Kraftstoff. Die Strombereitstellung ist dabei als Inselsystem verwirklicht. Es wird also kein Strom aus dem vorhandenen Stromnetz bezogen. Für alle untersuchten Szenarien wird eine generische PtL-Route angenommen, die aus folgenden Komponenten besteht:

- EE-Anlage (PV/CSP/Wind)
- Stromübertragung
- Energiespeicher (Batterie/TES)
- PEM-Elektrolyse
- Wasserstoffspeicher
- FT-Synthese

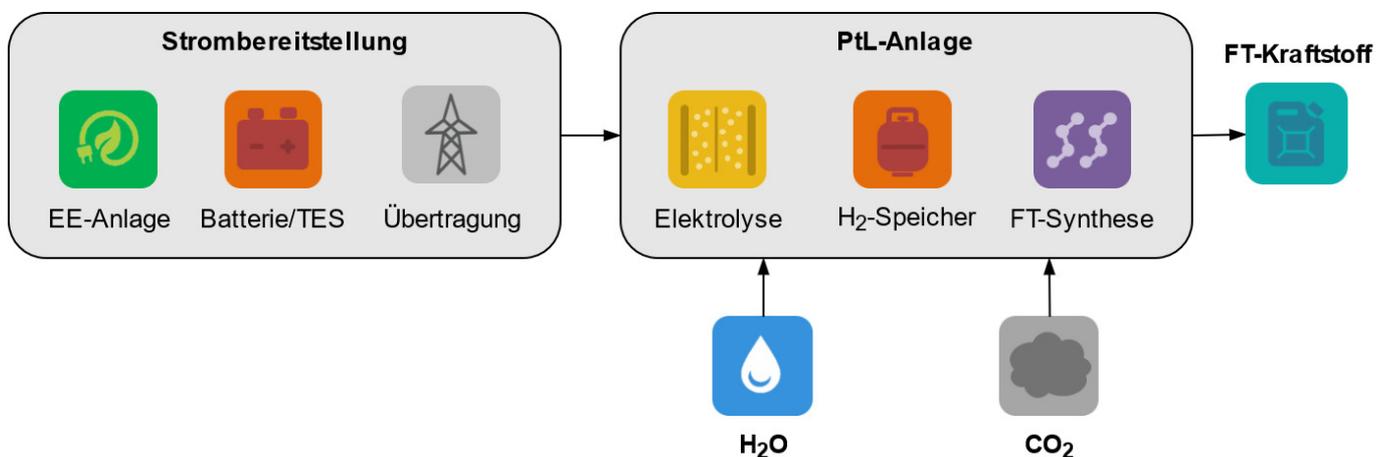


Abb. 4-1 Grobe Struktur der PtL-Route zur Erzeugung von FT-Kraftstoff

Die Strombereitstellung berücksichtigt eine EE-Anlage, die Stromübertragung sowie einen Energiespeicher. Die Hauptkomponenten der PtL-Anlage sind die Wasserelektrolyse, Synthese und Wasserstoffspeicher (auch H<sub>2</sub>-Speicher genannt). Eine detailliertere Beschreibung der Struktur der Strombereitstellung und PtL-Anlage wird in folgenden Abschnitten gegeben.

#### 4.2.1 Strombereitstellung

Die Strombereitstellung besteht aus der EE-Anlage, der Stromübertragung und dem Energiespeicher. Abhängig von der EE-Technologie ändert sich die Anordnung und Art des Energiespeichers. Es werden die EE-Technologien CSP, PV und Wind untersucht. Für eine CSP-Anlage wird ein thermischer Energiespeicher (TES) angenommen, der zwischen Solarfeld und Dampfturbine platziert ist (siehe Abb. 4-2 unten). Für die PV- oder Windenergieanlage wird eine Batterie angenommen, die nach der Stromübertragung platziert ist (siehe Abb. 4-2 oben). Die Stromübertragung erfolgt in beiden Fällen mit einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HVDC). Zur Spannungstransformation wird eine Stromrichterstation jeweils am Anfang und am Ende der HVDC angenommen. Die HVDC-Leitung und die zwei Stromrichterstationen bilden die Stromübertragung.

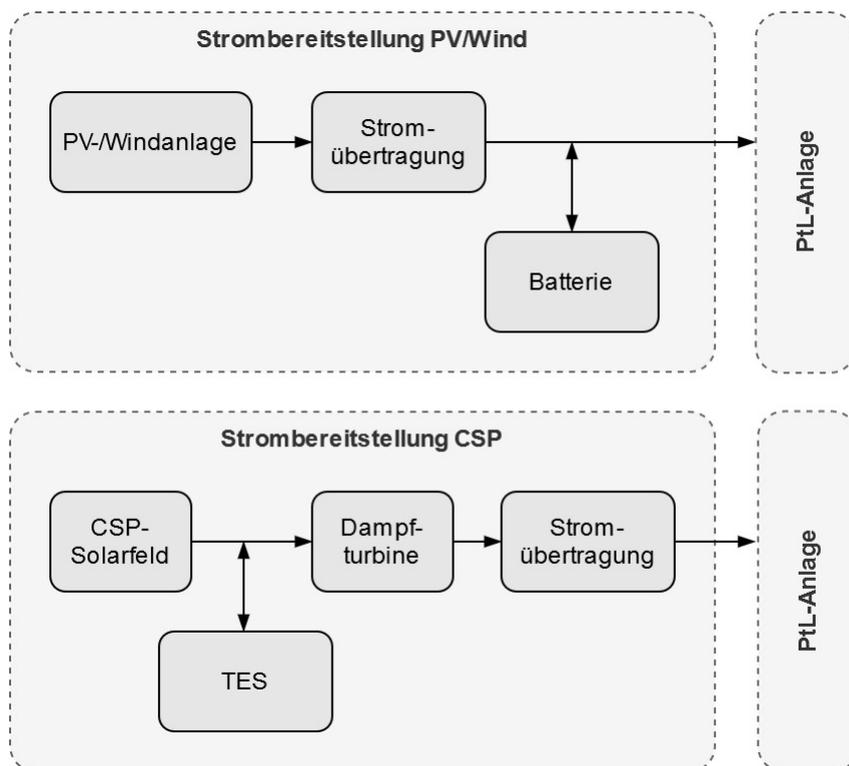


Abb. 4-2 Struktur der Strombereitstellung im Falle PV und Wind (oben) sowie im Falle CSP (unten)

## 4.2.2 PtL-Anlage

Die PtL-Anlage besteht aus einer Polymerelektrolytmembran(PEM)-Elektrolyse, dem Wasserstoffspeicher und der FT-Synthese (siehe Abb. 4-3). Es wird angenommen, dass Elektrolyse und Synthese im Dauerbetrieb laufen und eine bestimmte Mindestlast nicht unterschreiten. Der Wasserstoffspeicher gibt dem Modell die Möglichkeit, die Auslastung der FT-Synthese zu erhöhen und die Mindestlast der FT-Synthese zu gewährleisten. Für die Elektrolyse wird  $\text{H}_2\text{O}$  und für die Synthese  $\text{CO}_2$  benötigt. Die FT-Synthese produziert die FT-Kraftstoffe (wie z. B. Kerosin, Diesel, Benzin), deren Anteile sich abhängig von Betriebsparametern der FT-Synthese unterscheiden. Die Systemgrenze ist der von der jeweiligen Rasterzelle nächstgelegene Hafen. Weitere Kosten für den Export in die EU bzw. nach Deutschland werden in dieser Kosten-Potenzial-Analyse nicht berücksichtigt.

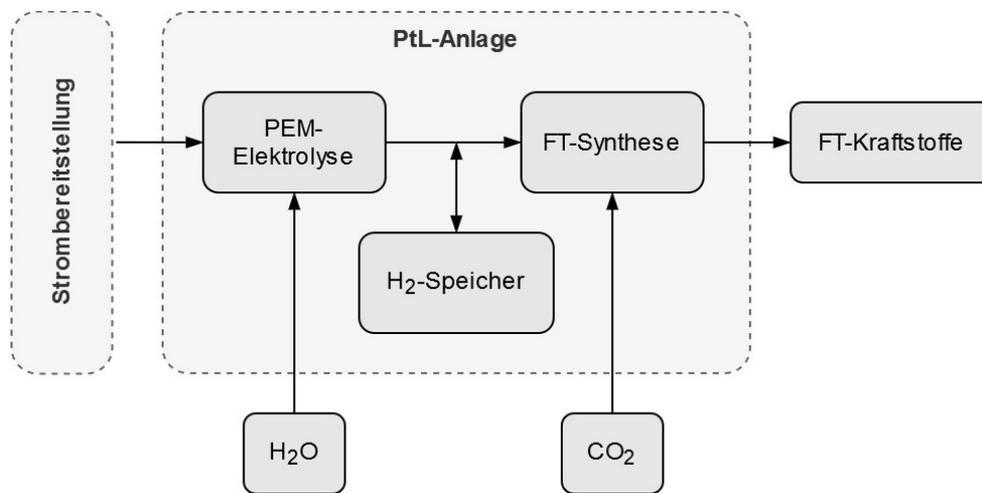


Abb. 4-3 Struktur der PtL-Anlage

## 4.3 Rohstoffquellen

Kohlenstoffdioxid und Wasser stellen die wesentlichen stofflichen Inputs der synthetischen Kraftstoffherstellung dieser Analyse dar. In diesem Kapitel werden mögliche Rohstoffquellen genauer analysiert.

### 4.3.1 Kohlenstoffdioxid

Für die FT-Synthese wird Kohlenmonoxid ( $\text{CO}$ ) benötigt, welches wiederum mithilfe einer umgekehrten Wassergas-Shift Reaktion (RWGS-Reaktion) aus  $\text{CO}_2$  gewonnen wird. Für das in der RWGS-Reaktion benötigte  $\text{CO}_2$  gibt es zwei potentielle Typen von Quellen, die in Betracht gezogen werden: DAC (Direct Air Capture) und CCU (Carbon Capture and Use)

**DAC:**  $\text{CO}_2$  ist fester Bestandteil der Atmosphäre und liegt dort in einer Konzentration von über 400 ppm vor Daza und Kuhn (2016). Verfahren zur direkten Abscheidung aus der Luft ermöglichen theoretisch die weltweite Bereitstellung von  $\text{CO}_2$ .

**CCU:** Ist vor Ort eine Industrieanlage mit geeigneten Prozessen vorhanden, so lässt sich das dort entstehende  $\text{CO}_2$  partiell abscheiden und nutzen. Dazu wurden Industriesparten, die sich besonders gut für die  $\text{CO}_2$ -Abscheidung eignen, identifiziert.

Insgesamt gehen 73 % der globalen industriellen CO<sub>2</sub>-Emissionen auf drei Industriesparten zurück. Die Eisen- und Stahlindustrie trägt mit 30 %, die Zementindustrie mit 26 % und die Chemieindustrie mit 17 % der Emissionen bei. Verbleibende Emissionen teilen sich auf Papierherstellung, Lebensmittelindustrie und weitere Industrien auf Leeson et al. (2017). Gegenüber dezentral verteilten Kraftwerkstandorten sind Industriestandorte oft in eigenen Industriegebieten und -regionen angesiedelt. Ein Beispiel dafür ist das Ruhrgebiet in Deutschland. Diese Bündelung mehrerer Standorte in einem Gebiet bietet die Möglichkeit, ein Verbundnetz für das abgeschiedene CO<sub>2</sub> anzulegen, indem Kosten für Transport und Speicherung des CO<sub>2</sub> durch Synergieeffekte gesenkt werden können. In Zukunftsszenarien mit einer erhöhten Emissionsbegrenzung könnten auch kleinere industrielle Emissionsquellen mit ggf. höheren Abscheidungskosten zur CO<sub>2</sub>-Infrastruktur beitragen. Die Eisen- und Stahlindustrie sowie die Zementindustrie sind relativ homogene Emissionsquellen. Im Vergleich zu anderen Industrien kann mit nur einer Abscheidungstechnologie die Mehrheit der Prozesse abgedeckt werden. Während die Zementproduktion zwei große Haupt-CO<sub>2</sub>-Quellen hat, sind es bei Raffinerieprozessen eine Vielzahl an kleineren CO<sub>2</sub>-Quellen Leeson et al. (2017).

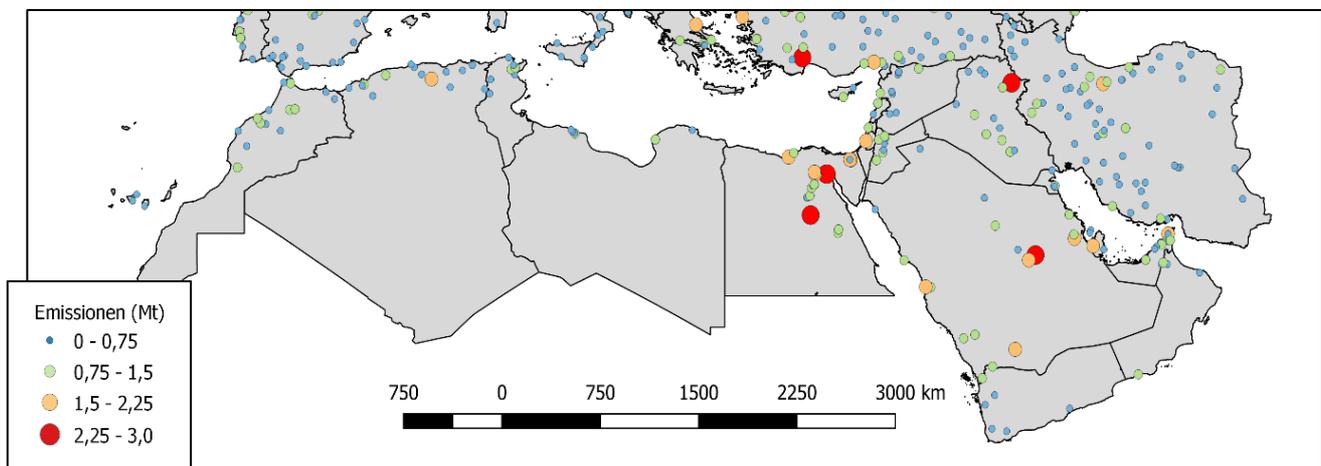
Emissionen, die durch eine Dekarbonisierung des Energiesystems zukünftig vermieden werden, stellen keine langfristige Grundlage für eine umfangreiche Produktion synthetischer Kraftstoffe dar. Soweit die Emissionen durch Wechsel der Prozessrouten jedoch nicht ersetzt werden können, stellen sie auch in Zukunft eine langfristige C-Quelle dar. Die weitere Kosten-Potenzial-Analyse konzentriert sich daher auf CO<sub>2</sub> aus der Zementindustrie, die wie nachfolgend beschrieben eine langfristige C-Quelle darstellt.

Szenarien für die zukünftigen Emissionen der Zementindustrie wurden im Rahmen einer Masterarbeit Hu (2019) zur Quantifizierung der CO<sub>2</sub>-Quellen ermittelt. Die zwei CO<sub>2</sub>-Hauptquellen bei der Zementherstellung sind die Abgase der Kraftstoffverbrennung zur Brennofenerhitzung (ca. 40 %) und der chemische Prozess des Kalzinierens (Brennen) (ca. 60 %). Die beiden Quellen fallen im gleichen Anlagenteil an und lassen sich gemeinsam abscheiden Leeson et al. (2017). Hauptbestandteil des Zementes ist Calciumcarbonat (CaCO<sub>3</sub>). Zusammen mit weiteren Korrekturstoffen, die die gewünschte Zementqualität sicherstellen sollen, wird die Rohmischung getrocknet und gemahlen. Bei der anschließenden Erhitzung auf etwa 1.000 °C wird das Calciumcarbonat zu Calciumoxid (CaO) und Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) reduziert. Weiteres Erhitzen führt zur Sinterung des Gemisches zu Zementklinker Skagestad et al. (2017). Häufigster Brennstoff des Brennofens ist Kohle. Zunehmend werden auch Biomasse oder Müll zur Wärmeerzeugung genutzt. Der Volumenanteil des CO<sub>2</sub> am Rauchgas beträgt bis zu 30 %. In einer Beispielanlage mit einer Produktionsmenge von 1.265.000 t Zement pro Jahr entstehen 630 bis 700 kg CO<sub>2</sub>/t Zement Skagestad et al. (2017).

In der Masterarbeit Hu (2019) wurde zudem die räumliche Verteilung der CO<sub>2</sub>-Quellen ermittelt. Der Standort der Zementwerke und die jährlichen Produktionsdaten wurden von Industry About (2019) extrahiert, einer Website, auf der weltweit Industrieinformationen gesammelt werden. Die darauf aufsetzende Analyse der Produktionsprozesse und Emissionsfaktoren Worrell et al. (2001) führt zu einer räumlichen Verteilung von Punktquellen und Emissionsmengen. Um die künftigen Gesamtpoten-

ziale an CO<sub>2</sub> aus Zement für eine Produktion von synthetischen Kraftstoffen zu identifizieren, wird für die industriellen und brennstoffbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen unterschiedlich verfahren. Während letztere durch eine Dekarbonisierung der Energieversorgung künftig reduziert werden, sind die Emissionen aus der Kalzinierung unvermeidlich. Diese dienen damit als Annäherung an die künftigen Emissionen, die im Jahr 2050 noch anfallen könnten.

Die Kosten der CO<sub>2</sub>-Bereitstellung werden über den Abnahmepreis pro Tonne CO<sub>2</sub> berechnet. Wie in Abb. 4-4 zu sehen ist, befinden sich die Zementherstellungsstätten vorwiegend an der Küste. Mit der angewandten *Harbor-site* Standortstrategie befindet sich die PtL-Anlage ebenfalls an der Küste und häufig in der Nähe eines Hafens, daher werden die Transportkosten des CO<sub>2</sub> vernachlässigt (siehe Kapitel 4.4).



**Abb. 4-4 CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Brennprozess der Zementindustrie 2019**

Quelle: Hu (2019)

Die Gewinnung von CO<sub>2</sub> mithilfe von DAC-Anlagen ist im Vergleich zu CCU die teurere Option. Kosten für CO<sub>2</sub> mit DAC in der PtL-Route werden auf Basis von Kosten mit CCU aus der Zementindustrie ermittelt.

### 4.3.2 Wasser

Das in DLR (2007) vorgestellte Langfristszenario prognostiziert zunehmende Wasserdefizite bis 2050 für die MENA-Region. Dabei wurde ein wachsender Trinkwasserbedarf errechnet, der als Funktion abhängig ist von der wachsenden Bevölkerung und Wirtschaft und darüber hinaus Wassersparmaßnahmen berücksichtigt. Den größten Wasserverbrauch in der MENA-Region verzeichnete 2007 die Landwirtschaft mit einem Anteil von 85 %. Bis 2050 wird der Anteil des industriellen und kommunalen Verbrauchs voraussichtlich von 15 % weiter auf 35 % wachsen. Das errechnete Referenzszenario für 2050 geht von einem jährlichen Wasserverbrauch von 460 Milliarden m<sup>3</sup>, gegenüber 270 Mrd. m<sup>3</sup> in 2010, aus. Bereits 2007 betrug der Anteil von aus Meerwasserentsalzungsanlagen gewonnenem Wasser in der MENA-Region 50 Mrd. m<sup>3</sup>/a. Um Wasserdefizite der Region in zukünftigen Szenarien auszugleichen, könnte dieser bis 2050 bis auf 150 Mrd. m<sup>3</sup>/a wachsen. (DLR 2007)

Meerwasserentsalzungsanlagen könnten dabei einen nachhaltigen Beitrag leisten, Defizite der Region nicht durch Übernutzung der Grundwasserressourcen zu lösen. Mit weiteren Transformationen in verschiedenen Sektoren wie Mobilität und Energie in der MENA-Region, wie die in dieser Arbeit betrachteten PtL-Routen, würde durch neue Technologien der weiter verstärkte Ausbau von unkonventionellen Trinkwasserquellen zusätzlich an Bedeutung gewinnen.

Als Wasserquelle wird daher in MENA-Fuels die Meerwasserentsalzung betrachtet. Detaillierte Kostenangaben zur Errichtung und dem Betrieb von Wasser-Pipelines sind schwer zu finden. Die Kosten für die Errichtung und den Betrieb von Wasser-Pipelines können nicht hinreichend genau ermittelt werden, da diese stark von verschiedenen Faktoren wie der Beschaffenheit des Untergrundes abhängen. Wie in Kapitel 4.4 beschrieben, befindet sich die Elektrolyse in Hafennähe unmittelbar am Meer, daher werden die Transportkosten des Wassers hier vernachlässigt. Angenommen wird die Bereitstellung durch einen Zulieferer, der die Entsalzungsanlage betreibt. Die Kosten der Wasserbereitstellung fließen über den Abnahmepreis pro Kubikmeter H<sub>2</sub>O mit ein (Annahmewert siehe Tab. 4-9).

#### 4.4 Strategien der Produktionsstandorte

Die Strategie der Produktionsstandorte beschreibt die räumliche Verteilung der Anlagenkomponenten der PtL-Routen, die sich je nach Strategie an unterschiedlichen Orten befinden können. Abhängig von deren Anordnung fallen unterschiedliche Transportwege der elektrischen Energie und von Rohstoffen an.

Da die EE-Stromerzeugung regional stattfindet, befindet sich die EE-Anlage stets innerhalb der betrachteten Rasterzelle. Davon ausgehend werden drei unterschiedliche Strategien definiert:

- *Harbor-site*: Die komplette PtL-Anlage befindet sich ausgehend von der aktuellen Rasterzelle beim nächstgelegenen Hafen.
- *RE-site*: Die komplette PtL-Anlage befindet sich direkt an der EE-Anlage.
- *PtL-split*: Die Elektrolyse befindet sich an der EE-Anlage und die FT-Synthese befindet sich ausgehend von der aktuellen Rasterzelle am nächstgelegenen Hafen.

Eine hafennahe FT-Synthese hat vor allem den Vorteil, dass der produzierte FT-Kraftstoff nur einen sehr kurzen Transportweg zum Hafen hat, von dem er nach Deutschland bzw. in die EU exportiert werden kann. Zudem sind Zementwerke meist in Küstennähe, wodurch sich die Transportwege für CO<sub>2</sub> verkürzen.

Eine hafennahe Wasserelektrolyse hat den Vorteil, dass H<sub>2</sub>O aus nahegelegenen Meerwasserentsalzungsanlagen bezogen werden kann.

Kurze Transportwege von Energie oder Rohstoffen werden zur Vereinfachung vernachlässigt. Welche Transportwege bei welcher Standortstrategie berücksichtigt oder vernachlässigt werden, zeigt Tab. 4-1.

**Tab. 4-1 Überblick der berücksichtigten und vernachlässigten Transportkosten für Energien und Rohstoffe bei verschiedenen Strategien der Produktionsstandorte**

Standortstrategie	Transportkosten	
	berücksichtigt	vernachlässigt
<b>Harbor-site</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ EE-Strom</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ H<sub>2</sub>O</li> <li>▪ CO<sub>2</sub></li> <li>▪ FT-Kraftstoff</li> <li>▪ H<sub>2</sub></li> </ul>
<b>RE-site</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ H<sub>2</sub>O</li> <li>▪ CO<sub>2</sub></li> <li>▪ FT-Kraftstoff</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ EE-Strom</li> <li>▪ H<sub>2</sub></li> </ul>
<b>PtL-split</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ H<sub>2</sub>O</li> <li>▪ H<sub>2</sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ EE-Strom</li> <li>▪ FT-Kraftstoff</li> <li>▪ CO<sub>2</sub></li> </ul>

H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> und der FT-Kraftstoff können über Pipelines transportiert werden. Der Strom wird über Hochspannungsleitungen übertragen. Abhängig von der Standortstrategie und der gewählten Transportweise fallen die Transportkosten unterschiedlich aus.

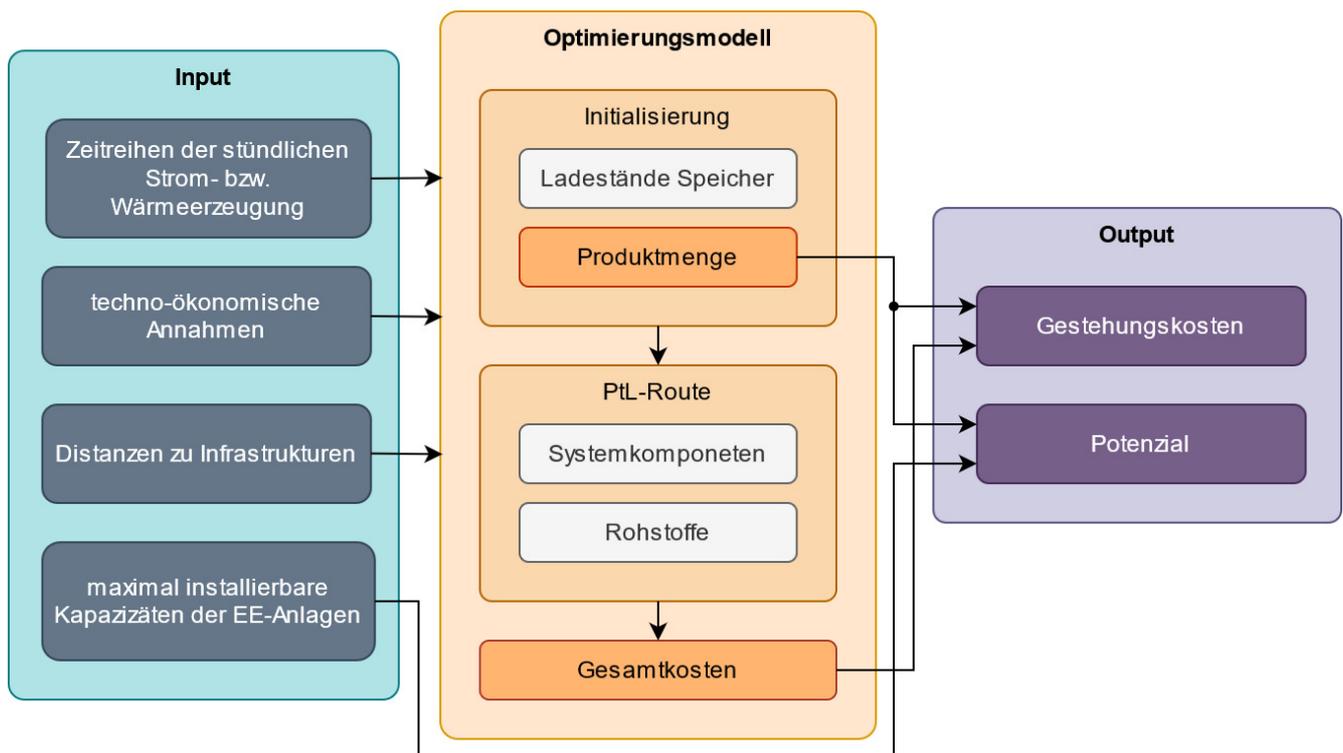
Mit der *Harbor-site* Strategie treten durch langstreckige Stromübertragungen hohe Kosten und Verluste der elektrischen Energie auf. Dennoch hat eine hafennahe Kraftstoffproduktion besseren Zugriff auf wichtige Infrastrukturen der Chemieindustrie. Dies ist ausschlaggebend dafür, dass für das beschriebene Modell die *Harbor-site* Strategie gewählt wird. Die *RE-site* und *PtL-split* Strategie werden in dieser KPA nicht weiterverfolgt.

## 4.5 Modellimplementierung

Das Optimierungs-Modell minimiert die Gesamtkosten der Kraftstoffherstellung. Diese bestimmen sich maßgeblich durch die Systemkomponenten und Rohstoffe der PtL-Route. Das Modell legt die Systemkomponenten anhand der eingehenden Zeitreihen der stündlichen Strom- bzw. Wärmeerzeugung, techno-ökonomischen Annahmen und weiteren Inputdaten kostenoptimal aus. Dadurch ergeben sich kostenoptimierte Gestehungskosten des FT-Kraftstoffs und die zugehörigen Potenziale. Abb. 4-5 zeigt eine Übersicht zum Konzept der Berechnung der Gestehungskosten und des maximalen Potenzials.

Das Optimierungs-Modell wird auf jede Rasterzelle des Betrachtungsraum angewendet. D. h. die PtL-Route wird für jede Rasterzelle isoliert berechnet und ist unabhängig von anderen Rasterzellen.

Die PtL-Route wird im Modell durch stündliche Leistungsbilanzen abgebildet. In die Leistungsbilanzen fließen die Kapazitäten der Systemkomponenten ein. Durch die Kostenrechnung ergeben sich dann die Gesamtkosten, die das Modell minimiert. Auch hier fließen die Kapazitäten und zudem Rohstoffbedarfe ein. In den folgenden Abschnitten werden die Gleichungen für das zu lösende Gleichungssystem des Modells sowie dessen Initialisierung und Randbedingungen beschrieben.



**Abb. 4-5 Konzept zur Berechnung von Gestehungskosten und Potenzial für FT-Kraftstoff**

Für die weitere Beschreibung der Modellimplementierung werden die in Kapitel 4.2 beschriebenen Komponenten der PtL-Route in Komponentenarten eingeteilt. Es wird zwischen Erzeuger-, Wandler- und Speicherkomponenten unterschieden. Die Leistungsbilanzen und Kostenrechnungen sowie die Randbedingungen sind für jede Komponente einer Komponentenart gleich und werden allgemeingültig für jede Komponentenart beschrieben.

Erzeugerkomponente ist die EE-Anlage. Wandlerkomponenten sind die PEM-Elektrolyse, FT-Synthese, Dampfturbine, HVDC-Leitung und die Stromrichterstationen. Speicherkomponente ist der Energie- und Wasserstoffspeicher.

Jede Komponente hat eine Eingangs- und Ausgangsleistung. Die Speicherkomponenten können die eingegangene Energie speichern und auch zu einem späteren Zeitpunkt wieder ausgeben. Sie haben eine Variable, welche den Ladezustand (SoC) widerspiegelt. Tab. 4-2 zeigt die Variablen der einzelnen Komponentenarten. Mit einem hochgestellten Platzhalter für den Komponentennamen wird im Symbol verdeutlicht, auf welche Komponentenart sich das Symbol bezieht. Symbole mit hochgestelltem *e* beziehen sich auf Erzeugerkomponenten, *w* auf Wandlerkomponenten und *s* auf Speicherkomponenten.

**Tab. 4-2 Variablen der einzelnen Komponententypen**

Komponententyp	Symbolart	Variable	Symbol
Erzeugerkomponente	Variablen	Ausgangsleistung	$p_{out}^e(t)$
		Abregelleistung	$p_{cur}^e(t)$
		Kapazität	$P_{inst}^e$
		Kosten	$C^e$
	Konstanten	CAPEX	$c_{capex}^e$
		OPEX	$f_{opex}^e$
Wandlerkomponente	Variablen	Eingangsleistung	$p_{in}^w(t)$
		Ausgangsleistung	$p_{out}^w(t)$
		Kapazität	$P_{inst}^w$
		Kosten	$C^w$
	Konstanten	CAPEX	$c_{capex}^w$
		OPEX	$f_{opex}^w$
		Wirkungsgrad	$\eta^w$
Speicherkomponente	Variablen	Eingangsleistung bzw. Ladeleistung	$p_{in}^s(t)$
		Ausgangsleistung bzw. Entladeleistung	$p_{out}^s(t)$
		Ladezustand (SoC)	$SOC(t)$
		Speicherkapazität	$E_{inst}^s$
		Maximale Ladeleistung	$P_{inst}^s$
		Kosten	$C^s$
	Konstanten	CAPEX (bzgl. Ladekapazität)	$c_{capex,E}^s$
		CAPEX (bzgl. Max. Ladeleistung)	$c_{capex,P}^s$
		OPEX	$f_{opex}^s$

Die Variablen werden durch das Optimierungsmodell selbst bestimmt. Die Konstanten kommen als Annahmen in das Modell rein. Die Kapazität einer Komponente bezieht sich auf die maximale Ausgangsleistung. Einzige Ausnahme ist die Kapazität der Elektrolyse, diese bezieht sich auf die elektrische Eingangsleistung.

### 4.5.1 Leistungsbilanzen

Das Modell minimiert die Systemkosten und somit die Kapazitäten der Komponenten. Das Zusammenspiel der Komponenten wird durch das Fließbild in Abb. 4-6 verdeutlicht. Zwischen den Komponenten werden durch Gleichungen Leistungsbilanzen aufgestellt.

Die geforderte energetische Kraftstoffmenge  $E_{fuel}$  wird dem Modell mit Formel 4-1 vorgegeben.

#### Formel 4-1 Energetische Kraftstoffmenge

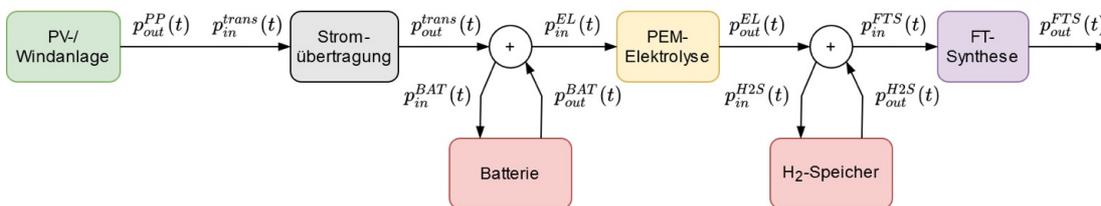
$$E_{fuel} = \sum_{t=1}^{8760} p_{out}^{FTS}(t)$$

Die EE-Anlage liefert dem System als Erzeugerkomponente die Zeitreihen der stündlichen Strom- bzw. Wärmeerzeugung. Da sich die EE-Erzeugung  $p_{EE}(t)$  in der aktuellen betrachteten Rasterzelle auf die maximal installierbare Kapazität  $P_{inst,max}^{PP}$  bezieht, wird diese auf die tatsächliche Kapazität  $P_{inst}^{PP}$  runtergerechnet. Zugleich wird dem Modell durch die Abregelleistung  $p_{cur}^{PP}(t)$  die Möglichkeit gegeben, überschüssige Leistung abzuregeln. Die Variable nimmt dabei die abgeregelt und somit verlorene Leistung auf. Die resultierende Berechnung der Ausgangsleistung der EE-Anlage  $p_{out}^{PP}(t)$  wird in Formel 4-2 gezeigt.

#### Formel 4-2 Ausgangsleistung der EE-Anlage

$$p_{out}^{PP}(t) = \left( \frac{P_{inst}^{PP}}{P_{inst,max}^{PP}} \right) \cdot p_{EE}(t) - p_{cur}^{PP}(t)$$

#### Fließbild bei PV/Wind



#### Fließbild bei CSP

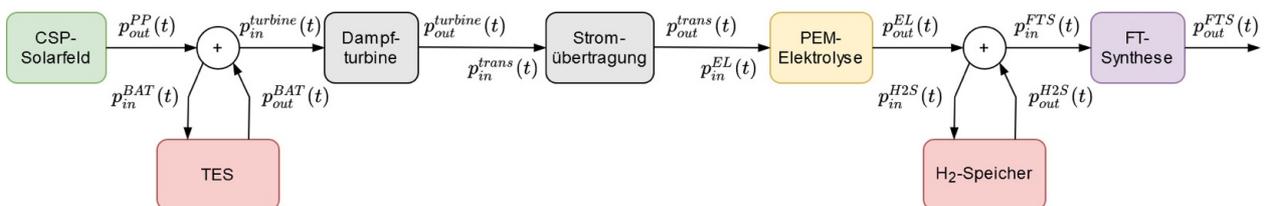


Abb. 4-6 Fließbild für Leistungsbilanzen des Modells mit PV/Wind (oben) und CSP (unten)

Die Wandlerkomponenten wandeln den Eingangsstrom mit einem spezifischen Wirkungsgrad in einen Ausgangsstrom (Formel 4-3):

---

**Formel 4-3 Ausgangsleistung der Wandlerkomponente**

$$p_{out}^w(t) = \eta^w \cdot p_{in}^w(t)$$

Beim Ausgangsstrom der EE-Anlage handelt es sich im Falle von PV und Wind um eine elektrische Leistung, bei CSP um eine thermische Leistung. Der Ausgangsstrom der PEM-Elektrolyse ist der Wasserstoffstrom, dessen Leistung sich auf den unteren Heizwert (LHV) von Wasserstoff bezieht. Der Ausgangsstrom der FT-Synthese ist der Kraftstoffstrom, dessen Leistung sich auf den unteren Heizwert des Kraftstoffs bezieht.

Der Ladezustand der Speicherkomponenten  $SOC(t)$ , ergibt sich aus dem vorherigem Ladezustand  $SOC(t - 1)$ , der eingehenden Ladeleistung  $p_{in}^s(t)$  und der ausgehenden Entladeleistung  $p_{out}^s(t)$  (Formel 4-4):

---

**Formel 4-4 Ladezustand der Speicherkomponenten**

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + p_{in}^s(t) \cdot 1h - p_{out}^s(t) \cdot 1h$$

Die Leistungsbilanz zwischen zwei Wandlerkomponenten und einer Speicherkomponente wird durch Formel 4-5 berechnet.

---

**Formel 4-5 Leistungsbilanz zwischen zwei Wandlerkomponenten und einer Speicherkomponente**

$$p_{in}^{w2}(t) = p_{out}^{w1}(t) - p_{in}^s(t) + p_{out}^s(t)$$

### 4.5.2 Kostenrechnung

Die jährlichen Kosten der Erzeuger- und Wandlerkomponenten  $C^{e/w}$  werden mithilfe der spezifischen Investitionskosten  $c_{capex}$ , der installierten Kapazität  $P_{inst}$ , dem Annuitätenfaktor  $f_{ann}$  und den fixen Betriebskosten  $f_{opex}$  berechnet. Die variablen Betriebskosten werden für alle Komponenten vernachlässigt (Formel 4-6).

---

**Formel 4-6 Kosten der Erzeuger- und Wandlerkomponenten**

$$C^{e/w} = c_{capex}^{e/w} \cdot P_{inst}^{e/w} \cdot (f_{ann} + f_{opex}^{e/w})$$

Die Kostenrechnung der Wandlerkomponenten hat mit der HVDC-Leitung eine einzige Ausnahme. Hier beziehen sich die spezifischen Investitionskosten nicht ausschließlich auf die Ausgangsleistung, sondern auch auf die Leitungslänge  $D_l$ . Die Leitungslänge entspricht mit der *Harbor-site* Strategie der Distanz zum Hafen. Die Kosten der HVDC-Leitung  $C^{HVDC}$  ergeben sich somit mit der Formel 4-7.

---

**Formel 4-7 Kosten der HVDC-Leitung**

$$C^{HVDC} = c_{capex}^{HVDC} \cdot P_{inst}^{HVDC} \cdot D_l \cdot (f_{ann} + f_{opex}^{HVDC})$$

Für die jährlichen Kosten aller Speicherkomponenten  $C^S$  fallen zusätzlich Kosten für die Speicherkapazität an, die mit den spezifischen Investitionskosten der Speicherkapazität  $c_{capex,E}^S$  sowie der maximalen Speicherkapazität  $E_{inst}^S$  verrechnet werden (Formel 4-8).

---

#### Formel 4-8 Kosten der Speicherkomponenten

$$C^S = (c_{capex,P}^S \cdot P_{inst}^S + c_{capex,E}^S \cdot E_{inst}^S) \cdot (f_{ann} + f_{opex}^S)$$

Der Annuitätenfaktor  $f_{ann}$  ergibt sich aus der Annuitätsmethode, mit der die Investitionskosten unter Berücksichtigung einer Nutzungsdauer und einem Zinssatz auf eine jährliche Annuität gerechnet werden (siehe Formel 3-3). Die Nutzungsdauer  $N$  wird für alle Komponenten auf 20 Jahre gesetzt. Der Zinssatz  $i$  entspricht dem angenommenen WACC aus dem WACC-Szenario. Wie in Kapitel 1.3.3 beschrieben, stehen für jedes WACC-Szenario zwei sektorabhängige WACCs zur Verfügung. Für die Komponenten der Strombereitstellung (EE-Anlage, Batterie, TES, Dampfturbine, HVDC-Leitung, Stromrichterstationen) wird der WACC für EE herangezogen. Für die Komponenten der PtL-Anlage (PEM-Elektrolyse, Wasserstoffspeicher, FT-Synthese) wird der WACC für synthetische Kraftstoffe genommen.

Die Abnahmekosten für Rohstoffe  $C_{purch}^r$  (Formel 4-9) ergeben sich aus der erforderlichen Menge des Rohstoffes  $n_r$  und dem spezifischen Abnahmepreis  $c_{price}$ .

---

#### Formel 4-9 Abnahmekosten für Rohstoffe

$$C_{purch}^r = n_r \cdot c_{price}$$

Die erforderlichen Mengen für Wasser und CO<sub>2</sub> ergeben sich aus der definierten jährlicher Kraftstoffmenge und der spezifischen Wassermenge für die Elektrolyse sowie dem Wirkungsgrad und der spezifischen CO<sub>2</sub>-Menge für die FT-Synthese.

Transportkosten für H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub> und den produzierten Kraftstoff werden mit der *Harbor-site* Strategie vernachlässigt.

Die Gesamtkosten der Kraftstoffherstellung  $C_{total}$  ergeben sich aus der Summe aller Teilkosten (Formel 4-10).

---

#### Formel 4-10 Gesamtkosten der Kraftstoffherstellung

$$C_{total} = C^{PP} + C^{HVDC} + C^{EL} + C^{FT} + C^{BAT/TES} + C^{H2S} + C_{purch}^{H2O} + C_{purch}^{CO2}$$

### 4.5.3 Randbedingungen

Alle Speicherkomponenten werden mit einem Ladezustand von 50 % der maximalen Speicherkapazität initialisiert. Am Ende des durchlaufenen Jahres muss der Ladezustand höher oder gleich 50 % sein.

Die Ausgangsleistungen der Komponenten sind durch die jeweiligen Kapazitäten der Komponenten und die Ladestände der Speicherkomponenten auf die jeweiligen Speicherkapazitäten begrenzt. Zudem können alle Eingangs- und Ausgangsleistungen sowie Kapazitäten nur positive Werte aus der Zahlenmenge  $\mathbb{R}_0^+$  annehmen.

Dem Modell wird eine jährlich zu produzierende Kraftstoffmenge  $E_{fuel}$  vorgegeben. Die vorgegebene Kraftstoffmenge kann frei gewählt werden. Dies begründet sich mit den linearen Zusammenhängen zwischen den Kapazitäten und Kosten sowie den Kapazitäten und der produzierten Kraftstoffmenge. Dadurch verändert sich das Verhältnis zwischen Kosten und Kraftstoffmenge nicht. Somit ist der LCOF unabhängig von der vorgegebenen Kraftstoffmenge. Wird die vorgegebene Kraftstoffmenge zu groß gewählt, kann diese Menge wegen der maximalen Kapazität der EE-Anlage nicht produziert werden. Dieser Fehler führt im Modell zu unendlich hohen Kosten. Die geforderte Kraftstoffmenge wird relativ niedrig auf 10.000 kWh pro Jahr gesetzt, sodass diese Menge in allen Rasterzellen bedenkenlos produziert werden kann. Handelt es sich bei dieser Kraftstoffmenge zu 100 % um Diesel, so entspricht dies mit der Umrechnung nach Formel 4-12 ca. 1.018 l Diesel pro Jahr. Generell werden Rasterzellen nicht berechnet, bei denen die maximal installierbare Kapazität der EE-Anlage kleiner als 1 MW ist.

Die Lebensdauer aller Systemkomponenten wird für die Kostenrechnung mit der Annuitätenmethode auf 20 Jahre gesetzt.

### 4.5.4 Berechnung der Gestehungskosten und Potenziale

Zielwerte des Modells sind die Gestehungskosten und Potenziale für den Kraftstoff.

Die maximal zu erreichenden Potenziale für FT-Kraftstoff  $E_{fuel,max}$  werden anhand der vom Modell ausgelegten Kapazität der EE-Anlage  $P_{inst,PP}$  und dessen maximal installierbaren Kapazitäten  $P_{inst,max,PP}$  und der vorgegebenen Kraftstoffmenge  $E_{fuel}$  wie folgt berechnet (Formel 4-11).

---

#### Formel 4-11 Maximal zu erreichende Potenziale für FT-Kraftstoff

$$E_{fuel,max} = \frac{P_{inst,max,PP}}{P_{inst,PP}} \cdot E_{fuel}$$

Die Gestehungskosten für FT-Kraftstoff  $LCOF$  berechnen sich dann aus den Gesamtkosten  $C_{total}$  und der energetischen Kraftstoffmenge  $E_{fuel}$  (Formel 4-12).

---

#### Formel 4-12 Gestehungskosten für FT-Kraftstoff

$$LCOF = \frac{C_{total}}{E_{fuel}}$$

## 4.6 Inputdaten und Annahmen

### 4.6.1 EE-Anlage

Für den Betrieb der Elektrolyse wird ausschließlich grüner Strom verwendet, der durch eine EE-Anlage erzeugt wird. Abhängig vom betrachteten Szenario wird als EE-Anlage entweder eine PV-, Windenergie- oder CSP-Anlage angenommen. Für jede EE-Technologie werden unterschiedliche techno-ökonomische Annahmen, Zeitreihen der Stromerzeugung und maximal installierbare Kraftwerkskapazitäten berücksichtigt.

#### Techno-ökonomische Annahmen

Für die PV-, CSP- und Windenergieanlage werden jeweils dieselben Annahmen für CAPEX und fixen OPEX getroffen, die in der Kosten-Potenzial-Analyse für EE-Strom in Kapitel 3 getroffen werden (siehe Kapitel 2.4.4).

Bei der PV-Anlage handelt es sich um eine Anlage mit fest verbauten Modulen, bei der Windenergieanlage um eine Onshore-Anlage und bei der CSP-Anlage um das Solarfeld eines Parabolrinnen-Kraftwerks mit Thermoöl als Wärmeträgermedium.

#### Zeitreihen der Erzeugung und Kapazitäten

Die in Kapitel 2 ermittelten EE-Potenziale liefern die Zeitreihen der Erzeugung und maximal installierbaren Kapazitäten der EE-Anlage. Für PV und Wind ist das Erzeugungspotenzial die elektrische Leistung der Anlage, für CSP ist es die thermische Leistung des Solarfeldes. Es werden die Daten mit Rasterzellen in der räumlichen Auflösung von  $0.45^\circ$  (ca. 50 km) verwendet. Die zeitliche Auflösung der Daten ist stündlich. Für jede betrachtete Rasterzelle steht somit eine Zeitreihe über ein Jahr des EE-Erzeugungspotenzials mit 8.760 Zeitpunkten sowie die dort maximal installierbare Kapazität zur Verfügung.

### 4.6.2 Stromübertragung

Die Stromübertragung besteht aus einer HVDC-Leitung und zwei Stromrichterstationen, jeweils am Anfang und Ende der Leitung (siehe Tab. 4-3 und Tab. 4-4). Die Annahmen wurden basierend auf einer Übertragung mit 800 kV nach Fasihi und Breyer (2020) getroffen.

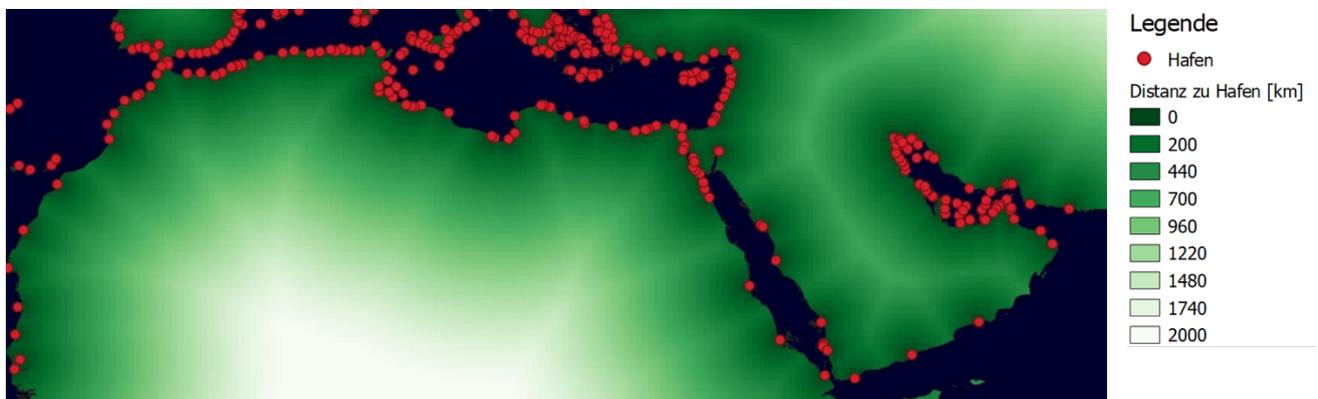
Tab. 4-3 Annahmen für eine HVDC-Leitung

Kenngroße	Einheit	2030	2040	2050	Quelle
Verluste	%/1.000 km	1,6	1,6	1,6	Fasihi und Breyer (2020)
spez. CAPEX	€/(kW*km)	0,3	0,3	0,3	Fasihi und Breyer (2020)
spez. OPEX fix	% CAPEX/a	1,0	1,0	1,0	Fasihi und Breyer (2020)

**Tab. 4-4 Annahmen für eine Stromrichterstation**

Kenngröße	Einheit	2030	2040	2050	Quelle
Wirkungsgrad	%	98,6	98,6	98,6	Fasihi und Breyer (2020)
spez. CAPEX	€/kW	180	180	180	Fasihi und Breyer (2020)
spez. OPEX fix	% CAPEX/a	1,0	1,0	1,0	Fasihi und Breyer (2020)

CAPEX und Verluste der HVDC-Leitung sind abhängig von der Leitungslänge. Daher wird eine Distanzkarte (siehe Abb. 4-7) für die zu betrachtende MENA-Region mit den 11.700 Rasterzellen erstellt. Es wird die Luftlinienentfernung zwischen Rasterzelle und nächstgelegenen Hafen ermittelt. Dabei wird der World Port Index (WPI) Datensatz von MSI (2020) für die Berücksichtigung der Häfen verwendet.

**Abb. 4-7 Distanzkarte zu Häfen**

### 4.6.3 PEM-Elektrolyse

Bei der Elektrolyse handelt es sich um eine PEM-Elektrolyse. Diese bietet eine höhere Flexibilität gegenüber einer alkalischen Elektrolyse und ist für eine große Skalierung technisch ausgereifter als die Hochtemperatur-Elektrolyse (→ *Teilbericht 3*).

Die Annahmen zu Wirkungsgrad, CAPEX und minimaler Teillast basieren auf Smolinka et al. (2018). In dieser Arbeit wurden u. a. Branchenumfragen zu wichtigen techno-ökonomischen Parametern für die Wasserelektrolyse durchgeführt. Alle herangezogenen Werte basieren dabei auf einem 100 MW System. Der Systemwirkungsgrad wurde anhand von Umfragewerten aus der Studie zum elektrischen Energiebedarf der PEM-Elektrolyse ermittelt und bezieht sich auf die eingehende elektrische Energie und dem LHV des resultierenden Wasserstoffes.

Die Werte aus der Studie beziehen sich auf die Jahre 2030 und 2050 und wurden für das Szenariojahr 2040 linear interpoliert.

**Tab. 4-5 Annahmen der PEM-Elektrolyse**

Kenngroße	Einheit	2030	2040	2050	Quelle
Wirkungsgrad	%	62	65	68	Smolinka et al. (2018)
spez. Wasserbedarf	kg_H <sub>2</sub> O/kg_H <sub>2</sub>	10	10	10	Siemens (2018)
spez. CAPEX	€/kW	810	660	510	Smolinka et al. (2018)
spez. OPEX fix	% CAPEX/a	5,0	5,0	5,0	STRise (2018)
Minimale Teillast	%	7,0	4,8	2,5	Smolinka et al. (2018)

#### 4.6.4 FT-Synthese

Für alle untersuchten Szenarien wird eine FT-Synthese angenommen. Dabei ist hier mit den Annahmen zur Synthese der Prozess zur Reverse-Wassergas-Shift Reaktion (RWGS), das Hydrocracking zur Produktaufbereitung und die Produktabscheidung inbegriffen.

Mit den Kostenannahmen aus Fasihi et al. (2016) besteht die Ausbeute aus 60 % Diesel, 25 % Kerosin und 15 % Naphtha. Die resultierende Energiemenge an Kraftstoff kann vereinfacht mit dem LHV und der Dichte von Diesel in ein Volumen umgerechnet werden.

Der Wirkungsgrad aus Fasihi et al. (2016) bezieht sich auf den LHV des eingehenden Wasserstoffs und den LHV des ausgehenden Syncrudes. Der Wirkungsgrad der RWGS-Reaktion und des Hydrocrackings wird vernachlässigt.

Der spezifische CO<sub>2</sub>-Bedarf wird aus den in König et al. (2015) angenommenen Eintritts-Masseströmen für CO<sub>2</sub> sowie dem Austritts-Massenstrom des Kraftstoffproduktes berechnet.

Nach der im MENA-Fuels Projekt durchgeführten multikriteriellen Bewertung von Bereitstellungstechnologien für synthetischen Kraftstoff ist die Flexibilität der FT-Synthese niedrig (→ *Teilbericht 3*). Basierend darauf wird der Faktor der minimalen Teillast der FT-Synthese auf 90 % gesetzt. Somit kann die Synthese eine Teillast zwischen 90 % und 100 % der maximalen Ausgangsleistung annehmen.

**Tab. 4-6 Annahmen der FT-Synthese mit RWGS-Reaktion und Hydrocracking**

Kenngroße	Einheit	2030	2040	2050	Quelle
Wirkungsgrad	%	70,2	74,1	78,3	Fasihi et al. (2016)
spez. CO <sub>2</sub> -Bedarf	kg_CO <sub>2</sub> /kg_fuel	4,18	4,18	4,18	König et al. (2015)
spez. CAPEX	€/kW	801	725	655	Fasihi et al. (2016)
spez. OPEX fix	% CAPEX/a	3,0	3,0	3,0	Fasihi et al. (2016)
Minimale Teillast	%	90	90	90	eigene Annahmen

#### 4.6.5 Energiespeicher

Beim Energiespeicher handelt es sich abhängig von der gewählten EE-Anlage um eine Batterie oder einen TES. Die PV- oder Windenergieanlage nutzt eine Batterie als Energiespeicher. Mit einer CSP-Anlage kommt stattdessen ein TES zum Einsatz.

Bei der Batterie handelt es sich um eine Li-Ion Batterie für große stationäre Anwendungen. Für die beiden spezifischen CAPEX-Werte (Speicherkapazität und Ausgangsleistung) wurden basierend auf den Jahren 2015, 2020 und 2030 aus Giuliano et al. (2016) die Werte für 2040 und 2050 extrapoliert. Die Annahmen sind in Tab. 4-7 zu finden.

**Tab. 4-7 Annahmen der Li-Ion Batterie**

Kenngroße	Einheit	2030	2040	2050	Quelle
Wirkungsgrad Laden	%	96,0	96,0	96,0	Child et al. (2019)
Wirkungsgrad Entladen	%	96,0	96,0	96,0	Child et al. (2019)
spez. CAPEX Energy	€/kWh	159	125	100	Giuliano et al. (2016)
spez. CAPEX Power	€/kW	80	65	50	Giuliano et al. (2016)
spez. OPEX fix	% CAPEX/a	2,5	2,5	2,5	Child et al. (2019)

Beim TES handelt es sich um einen üblichen Zwei-Tank Flüssigsalz-Wärmespeicher. Die CAPEX-Annahmen basieren auf einer CSP-Anlage mit elektrischer Ausgangsleistung von 100 MW und einem Solar Multiple von 2. Die techno-ökonomischen Annahmen für den TES können aus Tab. 2-5 entnommen werden.

#### 4.6.6 Wasserstoffspeicher

Für alle untersuchten Szenarien wird zur Pufferspeicherung des Wasserstoffs ein fester Gastank angenommen. In dem Gastank wird der Wasserstoff komprimiert gasförmig gespeichert. Der Wasserstoff wird mit einem Kompressor komprimiert. Der spezifische CAPEX für den Kompressor aus Fasihi und Breyer (2020) bezieht sich auf den HHV des Wasserstoffs und wurde auf den LHV umgerechnet. Der spezifische CAPEX für den Speicher aus Runge et al. (2018) basiert auf dem Jahr 2018 und wurde mit einer angenommenen Kostensenkung von 1 % pro Jahr auf die Szenariojahre 2030, 2040 und 2050 extrapoliert.

**Tab. 4-8 Annahmen des Wasserstoffspeichers**

Kenngroße	Einheit	2030	2040	2050	Quelle
Wirkungsgrad Laden	%	100	100	100	Fasihi und Breyer (2020)
Wirkungsgrad Entladen	%	100	100	100	Fasihi und Breyer (2020)
spez. CAPEX Speicher	€/kWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	12,0	10,8	9,8	Runge et al. (2018)
spez. CAPEX Kompressor	€/kW <sub>H<sub>2</sub></sub>	303	303	303	Fasihi und Breyer (2020)
spez. OPEX fix	% CAPEX/a	4,0	4,0	4,0	Fasihi und Breyer (2020)

#### 4.6.7 Länderspezifische WACCs

Durch länderspezifische WACCs werden Investitionsrisiken der Erzeugungsanlagen berücksichtigt. Diese wurden im Rahmen der im MENA-Fuels Projekt durchgeführten Länderrisikobewertung ermittelt (siehe → *Teilbericht 8*). Dabei wurden die nominalen und realen WACCs für die Jahre 2030, 2040, 2050 jeweils mit einer business-as-usual, positiven und negativen Entwicklung der Investitionsbedingungen sowohl für die Technologien der erneuerbaren Energien als auch der synthetischen Kraftstoffherstellung ermittelt. Welches Entwicklungsszenario der WACCs herangezogen wird, ist abhängig vom WACC-Szenario (siehe Kapitel 1.3.3). Für die Kosten-Potenzial-Analyse werden lediglich die realen WACCs herangezogen.

Kosten der Komponenten der Strombereitstellung (PV-, CSP-, und Windenergieanlage, Batterie, TES und Stromübertragung) werden mit dem WACC aus der Kategorie EE berechnet. Kosten für Komponenten der PtL-Anlage (Elektrolyse, Wasserstoffspeicher und Synthese) werden mit dem WACC aus der Kategorie synthetische Kraftstoffherstellung berechnet.

#### 4.6.8 Rohstoffe

Die beiden essentiellen Rohstoffe H<sub>2</sub>O und CO<sub>2</sub> fließen über einen spezifischen Abnahmepreis in das Modell mit ein.

Der herangezogene Abnahmepreis für H<sub>2</sub>O basiert auf Moser (2014). In dieser Arbeit wurde u. a. ein Modell zur techno-ökonomischen Bewertung von Meerwasserentsalzungsanlagen mit Verwendung von erneuerbaren Energien entwickelt. Der herangezogene Preis bezieht sich dabei auf die Abnahme einer hypothetischen Meerwasser-Umkehrosmoseanlage (SWRO) in Marsa Alam im Südosten Ägyptens. Hier wird sie mit einem optimalen Energiemix aus CSP, PV, Wind und fossiler Energie betrieben. Der EE-Anteil beträgt in diesem Fall 76,6%. Der Literaturwert des Abnahmepreises im Jahr 2015 wurde unter der Annahme einer jährlichen Preisminderung von 0,5 % auf die Szenariojahre projiziert (siehe Tab. 4-9).

Der angenommene Abnahmepreis für CO<sub>2</sub> aus Zementwerken basiert auf Leeson et al. (2017). In dieser Übersichtsarbeit wurden u. a. Kosten zu CO<sub>2</sub>-Abscheidung unterschiedlicher Industriesektoren aus der Literatur zusammengetragen. Hier wird für die Zementindustrie zwischen Kosten zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung mit dem Oxyfuel-Verfahren und der Aminwäsche unterschieden. Für die Annahmen dieser Arbeit werden die mittleren Kosten im Jahr 2013 aus beiden Verfahren mit dem Literaturwert für die Kosten im Jahr 2050 mithilfe linearer Interpolation auf die Szenariojahre projiziert (siehe Tab. 4-9). Die Literaturwerte für Kosten von CO<sub>2</sub> aus Zementwerken streuen jedoch sehr stark und sind mit einer hohen Unsicherheit behaftet.

**Tab. 4-9 Annahmen für Abnahmepreise der Rohstoffe**

Kenngroße	Einheit	2030	2040	2050	Quelle
Abnahmepreis H <sub>2</sub> O	€/m <sup>3</sup>	0,91	0,87	0,82	Moser (2014)
Abnahmepreis CO <sub>2</sub>	€/t	42	28	15	Leeson et al. (2017)

#### 4.6.9 Eigenbedarfe der MENA-Länder

Zur Ermittlung der KPs des Exports werden die im MENA-Fuels Projekt ermittelten Eigenbedarfe der MENA-Länder für EE-Strom und Synfuels aus dem Szenario ALT2 herangezogen (siehe → *Teilbericht 9*). Dieses Energieszenario nimmt moderate Effizienz- und EE-Ausbaustrategien entsprechend des ALT-Szenarios an, verknüpft mit der Annahme, die restlichen fossilen Brennstoffe bis zum Jahr 2050 vollständig zu ersetzen, damit das 100 % EE-Ziel erreicht wird. Im Gegensatz zum Energieszenario ADV ergeben sich mit ALT2 durch geringere Effizienten höhere Eigenbedarfe.

Der Eigenbedarf an EE-Strom wird mit einem Wirkungsgrad von 40 % auf eine Kraftstoffmenge umgerechnet. Anschließend werden die aus dem EE-Strom abgeleitete Kraftstoffmenge und der Eigenbedarf an Synfuels vom günstigsten Erzeugungspotenzial abgezogen und so die Kosten-Potenziale des Exports ermittelt.

#### 4.6.10 Überblick unberücksichtigter Aspekte

Das Modell zielt darauf ab, die grobe PtL-Route abzubilden und somit eine Größenordnung für die lokalen Gestehungskosten und Potenziale von FT-Kraftstoff über einen großen Betrachtungsraum in hoher räumlicher Auflösung zu erhalten. Zu ihrer Abbildung wurden einige Vernachlässigungen getroffen. Im folgendem werden erwähnenswerte Vernachlässigungen aufgeführt.

Vernachlässigungen zu Investitions-, Betriebs- und Transportkosten:

- Transportkosten von H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub> und FT-Kraftstoff
- Kosten zu weiteren Komponenten des Systems im Anlagenbau (z. B. H<sub>2</sub>O- oder CO<sub>2</sub>-Speicher)
- Personalkosten zum Bau und Betrieb der Anlagen
- Sämtliche variable Betriebskosten

Wesentliche technologische Vernachlässigungen:

- Selbstentladung der Batterie
- Abnahme der Ladekapazität der Batterie
- Veränderte Effizienzen im Teillastbetrieb der PEM-Elektrolyse und FT-Synthese
- Weitere Energiebedarfe (Strom und Wärme) zum Betrieb der Anlagen. Wärme kann teilweise aus exothermer FT-Synthese genutzt werden.
- Ausfallzeiten aufgrund von geplanten und ungeplanten Wartungsarbeiten

Es wird eine ausgewählte Route für FT-Kraftstoff betrachtet. Weitere Aspekte wie Technologien anderer Komponenten (z. B. Elektrolyse, Synthese und mehr, siehe Kapitel 4.6), räumliche Verteilung der Anlagen (siehe Kapitel 4.4 zur Produktionsstrategie) sowie Lebensdauer (siehe Kapitel 0 zu Randbedingungen) werden im Rahmen dieser Kosten-Potenzial-Analyse nicht variiert.

## 4.7 Validierung

Die Methodik wird zur Einordnung anhand verschiedener Kenngrößen validiert. Es werden der Gesamtwirkungsgrad sowie die Gestehungskosten des Zwischenproduktes Wasserstoff ermittelt und mit bestehenden Werten aus der Literatur und anderen Studien verglichen.

### 4.7.1 Gesamtwirkungsgrad

Zur Validierung wird der Gesamtwirkungsgrad des modellierten PtL-Prozesses ermittelt. Dieser ergibt sich aus der bereitgestellten Energie der EE-Anlage und dem LHV des produzierten Kraftstoffes. Der Median des Gesamtwirkungsgrads für das Szenario *PV-2030-ref* liegt bei ca. 39 %. Verglichen mit dem Gesamtwirkungsgrad von 43,3 % aus König et al. (2015) erscheint dieser Wert plausibel.

### 4.7.2 Wasserstoffgestehungskosten

Die Wasserstoffgestehungskosten (LCOH) werden für das Szenario *PV-2030-ref* berechnet. Für die Kosten der Wasserstoffherstellung werden folgende Teilkosten berücksichtigt:

- EE-Anlage
- Stromübertragung
- Batterie/TES
- PEM-Elektrolyse
- Wasserbeschaffung

Der Median der Wasserstoffgestehungskosten liegt für die gesamte MENA-Region bei ca. 4,70 €/kg. Tab. 4-10 zeigt Vergleichswerte der Gestehungskosten für grünen Wasserstoff aus der Literatur. Die Streuung der Gestehungskosten ist in der Literatur sehr hoch. Die aus dem Modell berechneten Gestehungskosten liegen im Vergleich zu den Literaturwerten im oberen Kostensegment. Allerdings werden hier die Kosten der Stromübertragung und der Batterie mit berücksichtigt, welche in den meisten Literaturwerten nicht berücksichtigt werden. Werden diese Teilkosten nicht miteingerechnet, so betragen die Gestehungskosten ca. 3,70 €/kg und liegen somit im mittleren Kostensegment.

Tab. 4-10 Literaturwerte für Wasserstoffgestehungskosten in der MENA-Region

LCOH [€/kg]	Bemerkung	Quelle
5,5	2030, ohne Transport	Prognos (2019)
4,2	-	Sander und Köhler (2021)
3,7	2030	Agora Energiewende (2021)
2	Maximum, 2019, MENA, mit EE-Mix aus PV und Wind	IEA (2019)

## 4.8 Ergebnisse

Das folgende Kapitel zeigt die Ergebnisse zu den techno-ökonomischen Gesamtpotenzialen, Kosten-Potenzialen, minimalen Gestehungskosten, lokalen Gestehungskosten, Kostenbereichen, Kostenverteilungen und weiteren Berechnungen. Auch wenn teilweise Ergebnisse in den unterschiedlichen Kapiteln mehrmals gezeigt werden, zeigt jede Darstellungsform eine andere Facette der Ergebnisse.

Die Gestehungskosten für FT-Kraftstoff werden größtenteils in €/MWh angegeben. Mit der vereinfachten Annahme, dass es sich beim FT-Kraftstoff um 100 % Diesel handelt, entsprechen 100 €/MWh ca. 0,98 €/l.

### 4.8.1 Gesamtpotenziale

Nachfolgend werden die gesamten Erzeugungs- sowie Exportpotenziale für FT-Kraftstoff abhängig von der EE-Technologie und dem betrachteten Jahr für die untersuchten Länder und Regionen sowie Cluster und der gesamten MENA-Region gezeigt. Die gezeigten Gesamtpotenziale stammen aus dem WACC-Szenario *ref.* Für die WACC-Szenarien *bau*, *pos* und *neg* fallen die Gesamtpotenziale ähnlich aus. Leichte Unterschiede kommt durch eine Differenzierung der Kapitalkostenaufschläge zwischen EE- und PtX-Technologien zustande, die zu unterschiedlichen Kapazitätsverhältnissen zwischen den Systemkomponenten führen. Dies wiederum führt zu Unterschieden in der Abregelung der Erneuerbaren Energien und somit zu minimal unterschiedlichen Gesamtpotenzialen.

Tab. 4-11 zeigt die ermittelten Erzeugungspotenziale. Mit sehr großen Erzeugungspotenzialen für EE-Strom gehen entsprechend sehr große Potenziale zur Kraftstoffherzeugung einher. Werden die Potenziale der solaren EE-Technologien verglichen, so sind diese für CSP ca. 32 % geringer als für PV. Dies ist vor allem auf die größere gesamte Ausschlussfläche zurückzuführen. Die bebaubare Fläche ist für PV wesentlich höher als für CSP, da PV-Anlagen beispielsweise an steileren Hängen gebaut werden können. Das niedrigere Potenzial von Wind gegenüber den solaren EE-Technologien kann auf die insgesamt geringere Windleistung gegenüber der Solarleistung in der MENA-Region zurückgeführt werden.

Das Erzeugungspotenzial nimmt langfristig zu. So sind im Jahr 2050 die Erzeugungspotenziale durchschnittlich um 24 % höher als noch im Jahr 2030. Dies lässt sich durch höhere technologische Effizienzen bei gleichem Flächenbedarf erklären.

Tab. 4-11 Erzeugungspotenziale für FT-Kraftstoff

Potenzial [TWh/a]	PV			CSP			Wind Onshore		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
AE	590	650	700	220	240	270	37	42	48
BH	32	34	35	15	17	20	3	3	3
DZ	20.000	22.000	24.000	7.600	8.400	9.400	2.400	2.700	3.000
EG	10.000	12.000	13.000	3.900	4.400	5.000	1.000	1.200	1.300
IQ	3.800	4.200	4.600	1.100	1.100	1.200	480	540	610
IR	18.000	20.000	22.000	1.900	2.100	2.400	1.700	2.000	2.200
JO	980	1.100	1.200	270	300	340	94	110	120
KW	120	130	140	41	45	49	17	20	22
LB	79	86	92	0	0	0	7	8	9
LY	19.000	21.000	23.000	8.300	9.300	11.000	1.800	2.000	2.200
MA	8.300	9.100	10.000	2.600	2.900	3.200	1.000	1.200	1.300
OM	4.000	4.500	4.900	1.600	1.800	2.000	220	240	270
QA	84	91	98	8	9	11	7	9	10
SA	23.000	26.000	28.000	8.000	8.800	9.700	2.300	2.600	2.900
SY	1.700	1.900	2.000	360	390	440	180	200	230
TN	1.100	1.300	1.400	210	240	270	150	170	190
YE	8.800	9.800	11.000	1.800	2.100	2.300	460	510	570
ME	62.000	68.000	74.000	15.000	17.000	19.000	5.600	6.300	7.100
NA	59.000	65.000	71.000	23.000	25.000	28.000	6.300	7.200	8.100
MENA	120.000	130.000	140.000	38.000	42.000	47.000	12.000	13.000	15.000

Tab. 4-12 zeigt die ermittelten Exportpotenziale. Es wird deutlich, dass vor allem große Flächenländer hohe Exportpotenziale für FT-Kraftstoff aufweisen. Dahingegen brauchen kleine Länder wie die Vereinigten Arabischen Emirate, Bahrain, Kuwait, Libanon und Katar das ermittelte Erzeugungspotenzial größtenteils komplett selbst auf. Tendenziell wird das Exportpotenzial bei kleinen Ländern in langfristiger Zukunft geringer. Dies ist dadurch zu begründen, dass der Eigenbedarf verhältnismäßig stärker ansteigt als das durch höhere technologische Effizienzen erzielte zusätzliche Potenzial. Des Weiteren kann festgehalten werden, dass Nordafrika im Gegensatz zum Nahen Osten höhere Potenziale für FT-Kraftstoff aus CSP- und Windstrom hat.

Allgemein ist festzustellen, dass selbst nach Abzug des EE-Stroms und des Kraftstoff-Eigenbedarfs der MENA-Länder die Exportpotenziale für FT-Kraftstoff sehr groß sind. Verglichen mit dem Bedarf von ca. 650 TWh/a an konventionellen Kraftstoffen für Europa im Jahr 2050 bei einer breiten Variation der Antriebstechnologien (Szenario Brennstoffmix aus → *Teilbericht 5*) liegen die möglichen Exportpotenziale um den Faktor 10 (aus Wind) bis Faktor 210 (aus Solar) höher. Betrachtet man nur die Versorgung Deutschlands, sind die Faktoren noch einmal um das 5,6-fache höher.

**Tab. 4-12 Exportpotenziale für FT-Kraftstoff**

Potenzial [TWH/a]	PV			CSP			Wind Onshore		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
AE	470	48	0	100	0	0	0	0	0
BH	11	0	0	0	0	0	0	0	0
DZ	20.000	22.000	23.000	7.500	8.100	8.500	2.300	2.400	2.100
EG	10.000	11.000	11.000	3.800	3.900	3.800	890	680	120
IQ	3.800	3.900	3.800	1.000	860	480	430	270	0
IR	18.000	19.000	20.000	1.700	1.100	310	1.500	990	190
JO	960	1.000	1.000	260	250	210	79	52	0
KW	73	0	0	0	0	0	0	0	0
LB	65	35	0	0	0	0	0	0	0
LY	19.000	21.000	22.000	8.300	9.200	10.000	1.700	1.900	1.900
MA	8.200	9.000	9.500	2.500	2.700	2.800	1.000	1.000	860
OM	4.000	4.300	4.600	1.500	1.600	1.700	190	120	15
QA	48	0	0	0	0	0	0	0	0
SA	23.000	25.000	26.000	7.800	7.900	7.600	2.100	1.700	800
SY	1.700	1.800	1.400	340	260	0	150	68	0
TN	1.100	1.200	1.200	190	170	51	130	90	0
YE	8.800	9.700	10.000	1.800	2.000	2.100	450	430	300
ME	61.000	65.000	67.000	15.000	14.000	12.000	4.900	3.700	1.300
NA	59.000	64.000	68.000	22.000	24.000	25.000	6.100	6.100	5.000
MENA	120.000	130.000	130.000	37.000	38.000	38.000	11.000	9.700	6.300

#### 4.8.2 Lokale Gestehungskosten

Nachfolgend werden Karten mit Gestehungskosten für FT-Kraftstoff im Jahr 2050 gezeigt. Diese geben Einblick in die Unterschiede der lokalen Gestehungskosten. Für die Szenariojahre 2040 und 2050 zeigen sich sehr ähnliche Hotspots für niedrige Gestehungskosten (siehe Anhang 6.4).

##### Ohne Berücksichtigung der Investitionsrisiken

Abb. 4-8 zeigt Karten der Gestehungskosten für PV, CSP und Wind für das Szenario *2050-ref*. Das WACC-Szenario *ref* verdeutlicht vor allem den Einfluss der meteorologischen Bedingungen und Transportwege auf die Gestehungskosten.

Mit PV werden an der Atlantikküste südlich von El Aaiún, rund um das Rote Meer in Ägypten und Saudi-Arabien, im Jemen, Oman und Südosten Irans die niedrigsten Gestehungskosten erreicht. Mit CSP sind die Hotspots sehr ähnlich und es werden zusätzlich im Süden Libyens niedrige Gestehungskosten ermöglicht. Mit Windenergie ergeben sich an der Atlantikküste südlich von El Aaiún, im Süden Libyens, Südosten Ägyptens, Südosten Irans, in der Mitte Algeriens und Mitte Saudi-Arabiens die niedrigsten Gestehungskosten.

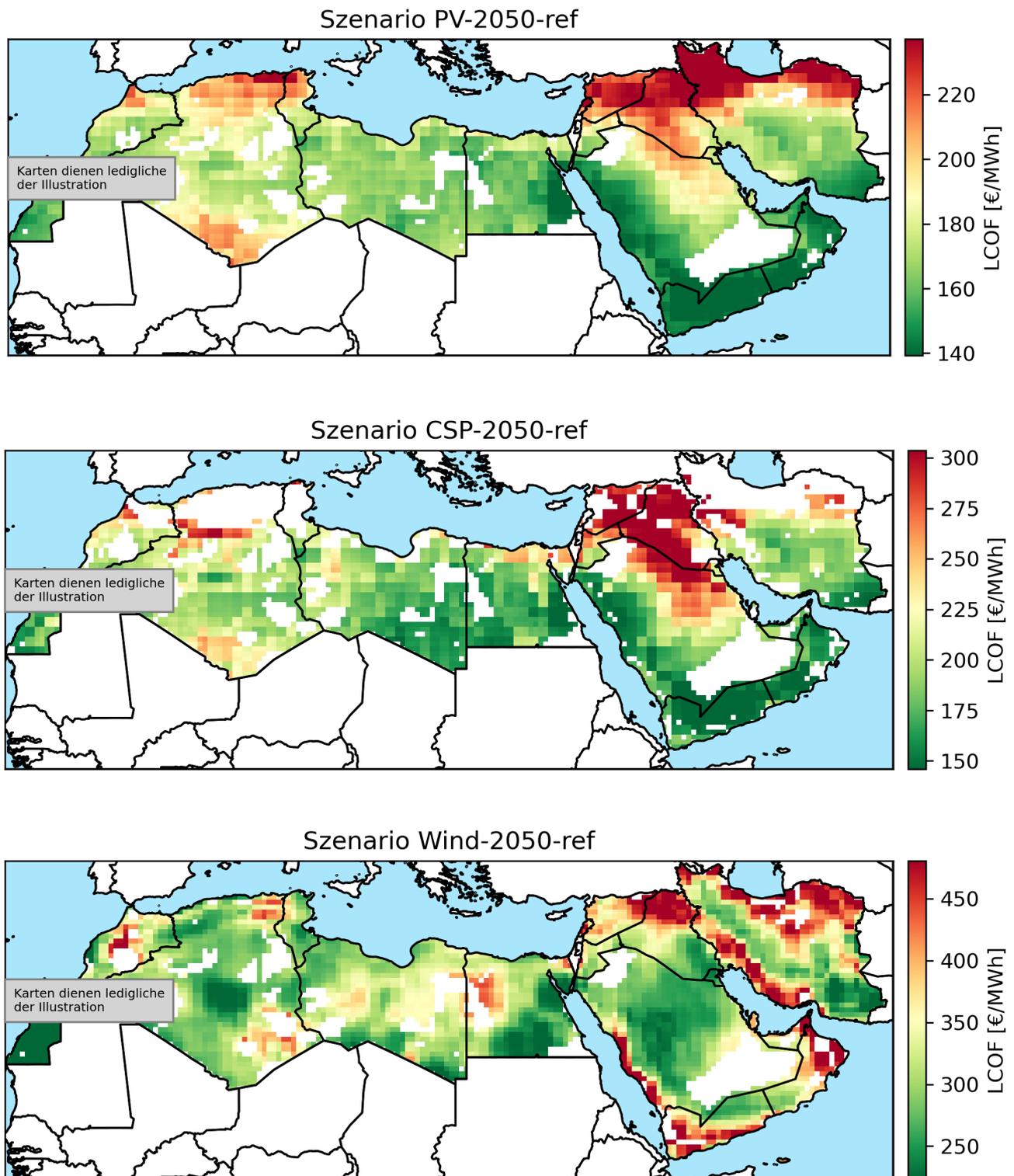
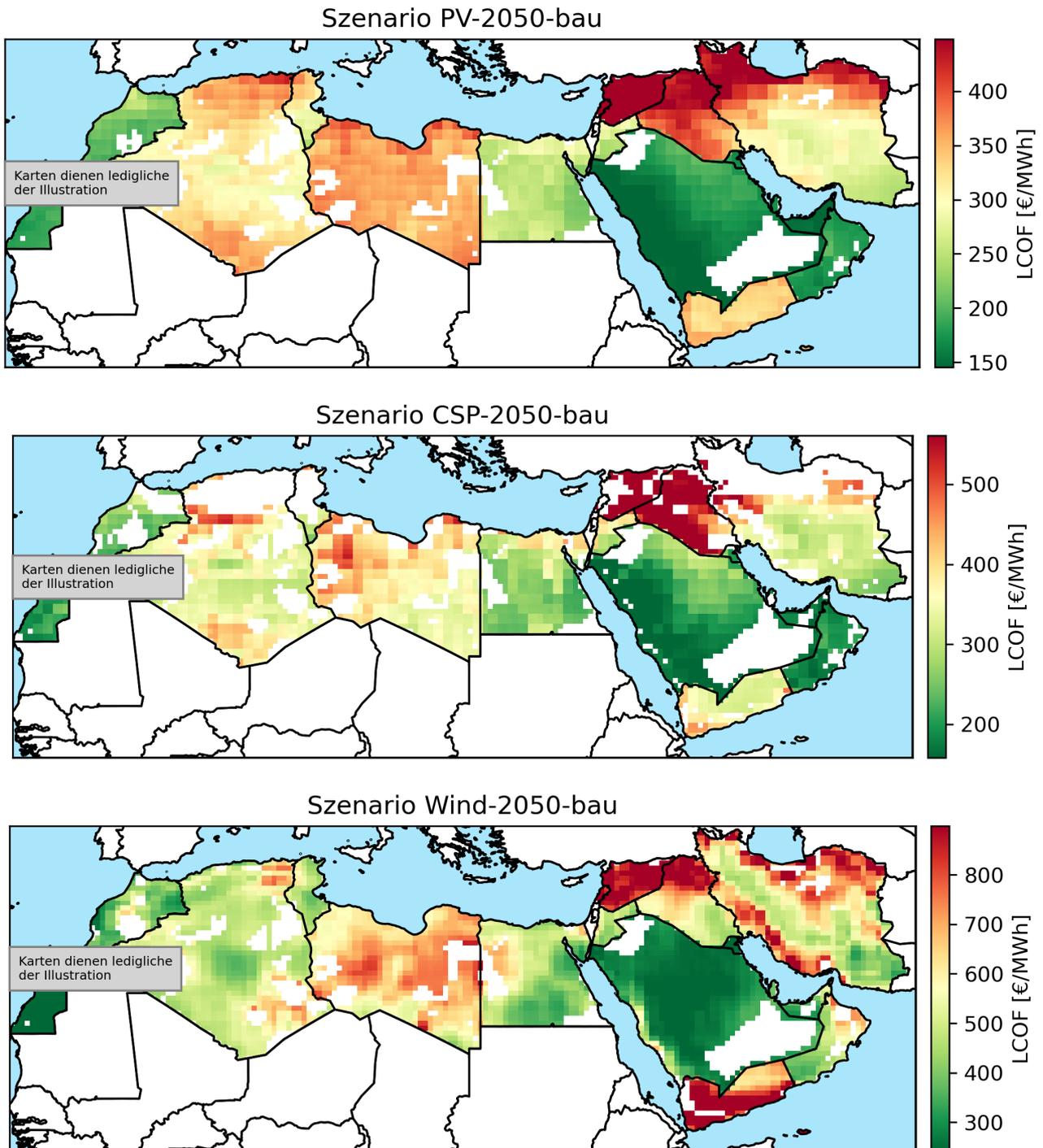


Abb. 4-8 Lokale Gestehungskosten für FT-Kraftstoff mit PV, CSP und Wind im Szenario 2050-ref

### Unter Berücksichtigung der Investitionsrisiken

Abb. 4-9 zeigt Karten der Gestehungskosten für das Szenario 2050-bau. Es ist deutliche zu erkennen, dass das länderspezifische Investitionsrisiko einen starken Einfluss auf die Gestehungskosten hat. Länder mit hohem Investitionsrisiken weisen deutlich

höhere Gestehungskosten auf als Länder mit niedrigen Investitionsrisiken, auch wenn diese ähnlichen meteorologischen Bedingungen ausgesetzt sind.



**Abb. 4-9** Lokale Gestehungskosten für FT-Kraftstoff mit PV, CSP und Wind im Szenario 2050-bau

Im WACC-Szenario *pos* ist die Schere der WACCs und somit der Gestehungskosten zwischen den Ländern und Regionen geringer als im WACC-Szenario *bau*. Im WACC-Szenario *neg* zeigt sich eine größere Schere als im WACC-Szenario *bau*. Daher unterscheiden sich die Gestehungskosten der Länder noch deutlicher voneinander.

### 4.8.3 Minimale Gestehungskosten

Nachfolgend werden minimale Gestehungskosten für die aggregierten Länder, Regionen und Cluster unterschiedlicher Szenarien gezeigt. Dabei wird jeweils das Minimum aus den Gestehungskosten für FT-Kraftstoff aus PV-, CSP- und Windstrom gewählt.

Tab. 4-13 zeigt minimale Gestehungskosten der Erzeugungspotenziale für FT-Kraftstoff. Hier sind im Szenario ohne Berücksichtigung der länderspezifische Investitionsrisiken die günstigsten Gestehungskosten vor allem in Oman, Jemen und Saudi-Arabien. Die absolut günstigsten Gestehungskosten bietet in diesem Falle Oman mit 195 €/MWh. In den Szenarien mit Berücksichtigung der länderspezifischen Investitionsrisiken zeigen vor allem Saudi-Arabien, die Vereinigten Arabischen Emirate, Oman, Mahgreb ohne Alg/Tun und Katar die geringsten minimalen Gestehungskosten.

**Tab. 4-13 Minimale Gestehungskosten für FT-Kraftstoff der Erzeugung aus allen untersuchten EE-Technologien**

LCOF [€/MWh]	2030				2040				2050			
	ref	bau	pos	neg	ref	bau	pos	neg	ref	bau	pos	neg
AE	231	218	216	221	181	171	169	176	144	136	133	140
BH	262	419	394	445	208	333	295	376	167	265	219	315
DZ	250	425	396	442	198	336	291	363	160	272	218	304
EG	212	330	305	342	167	259	221	279	133	209	164	232
IQ	279	525	486	544	219	413	352	442	174	325	253	358
IR	224	384	360	400	176	302	266	328	140	240	196	270
JO	247	364	346	389	196	288	261	329	156	228	196	275
KW	281	266	264	269	221	210	208	215	175	167	163	172
LB	332	757	696	812	261	597	502	685	207	471	359	572
LY	225	478	437	491	179	379	316	400	145	307	232	333
MA	216	253	243	263	171	201	186	217	138	163	145	183
OM	195	240	233	257	156	192	180	219	127	156	141	189
QA	265	256	253	259	210	203	200	209	168	162	158	168
SA	206	198	196	201	164	158	154	162	133	128	124	133
SY	298	740	671	749	235	584	477	599	187	460	334	477
TN	240	382	356	402	190	303	263	336	152	240	192	278
YE	202	486	447	499	161	386	324	406	129	312	239	337
ME	195	198	196	201	156	158	154	162	127	128	124	133
NA	212	253	243	263	167	201	186	217	133	163	145	183
MENA	195	198	196	201	156	158	154	162	127	128	124	133

Tab. 4-14 zeigt minimale Gestehungskosten der Exportpotenziale für FT-Kraftstoff. Im Vergleich zu den minimalen Gestehungskosten der Erzeugungspotenziale sind diese für die meisten Länder und Regionen um 1-20 €/MWh höher.

Im Libanon, Syrien und Irak ist die Differenz aufgrund der geringen günstigen Erzeugungspotenziale und des verhältnismäßig hohen Eigenbedarfs teilweise deutlich größer (bis 111 €/MWh).

Hier sind im Szenario ohne Berücksichtigung der länderspezifischen Investitionsrisiken die günstigsten Gestehungskosten für FT-Kraftstoff wie bei den Erzeugungspotenzialen vor allem in Oman, Jemen, Saudi-Arabien, Ägypten und Maghreb ohne Alg/Tun. Die absolut günstigsten Gestehungskosten bieten in diesem Falle Oman mit 195 €/MWh. In den Szenarien mit Berücksichtigung der länderspezifischen Investitionsrisiken zeigen ebenfalls wie bei den Erzeugungspotenzialen vor allem Saudi-Arabien, die Vereinigten Arabischen Emirate, Oman, und Maghreb ohne Alg/Tun die geringsten minimalen Gestehungskosten.

**Tab. 4-14 Minimale Gestehungskosten für FT-Kraftstoff des Exports aus allen untersuchten EE-Technologien**

LCOF [€/MWh]	2030				2040				2050			
	ref	bau	pos	neg	ref	bau	pos	neg	ref	bau	pos	neg
AE	237	225	223	227	202	191	188	196	-	-	-	-
BH	265	424	399	450	-	-	-	-	-	-	-	-
DZ	252	429	400	446	202	351	303	379	163	282	224	314
EG	217	344	318	356	172	273	233	294	139	219	171	243
IQ	282	530	490	548	240	452	385	485	198	372	289	410
IR	228	391	367	408	183	315	277	342	149	255	209	287
JO	247	364	346	389	198	292	265	334	163	239	205	289
KW	283	268	266	271	-	-	-	-	-	-	-	-
LB	332	757	696	812	303	696	585	796	-	-	-	-
LY	234	497	456	511	187	396	330	418	152	326	246	353
MA	217	254	244	264	181	217	200	235	148	177	155	196
OM	195	240	233	257	157	193	181	220	130	162	147	196
QA	281	270	267	273	-	-	-	-	-	-	-	-
SA	216	209	207	212	174	169	166	174	140	136	132	141
SY	298	740	671	749	258	644	525	660	218	540	392	559
TN	240	382	356	402	192	305	265	339	168	267	214	310
YE	204	491	451	504	163	390	328	412	130	316	242	340
ME	195	209	207	212	157	169	166	174	130	136	132	141
NA	217	254	244	264	172	217	200	235	139	177	155	196
MENA	195	209	207	212	157	169	166	174	130	136	132	141

#### 4.8.4 Bereiche der Gestehungskosten für die EE-Technologien

Abb. 4-10 zeigt die Kostenbereiche verschiedener Szenarien mit Fokus auf dem unteren Kostensegment. Hohe Gestehungskosten werden ausgeblendet. Das untere Kostensegment betrachtet die günstigsten 20 % der gesamten Erzeugungspotenziale der MENA-Region.

Es ist zu erkennen, dass sich in allen Szenarien der Kostenbereich von PV und CSP stark überlappt. Wind weist in allen Fällen einen größeren Kostenbereich auf. Es ist eine Zunahme des Kostenbereichs vom WACC-Szenario *ref* über das WACC-Szenario *pos* bis zum WACC-Szenario *neg* zu beobachten. Auch sind die Kostenbereiche im Jahr 2050 kleiner und niedriger gegenüber dem Jahr 2030. So ist die untere Kostengrenze für das WACC-Szenario *ref* im Schnitt über alle drei EE-Technologien im Jahr 2050 ca. 35 % niedriger als im Jahr 2030. Innerhalb desselben Szenariojahres und derselben EE-Technologie unterscheiden sich die unteren Kostenbereiche kaum. So liegt die untere Kostengrenze bei hohen Investitionsrisiken (WACC-Szenario *neg*) kaum über der unteren Kostengrenze bei niedrigen Investitionsrisiken (WACC-Szenario *pos*). Dies verdeutlicht nochmals, dass auch bei schlechten Entwicklungen der Investitionsbedingungen in bestimmten Ländern günstige Potenziale vorhanden sind.

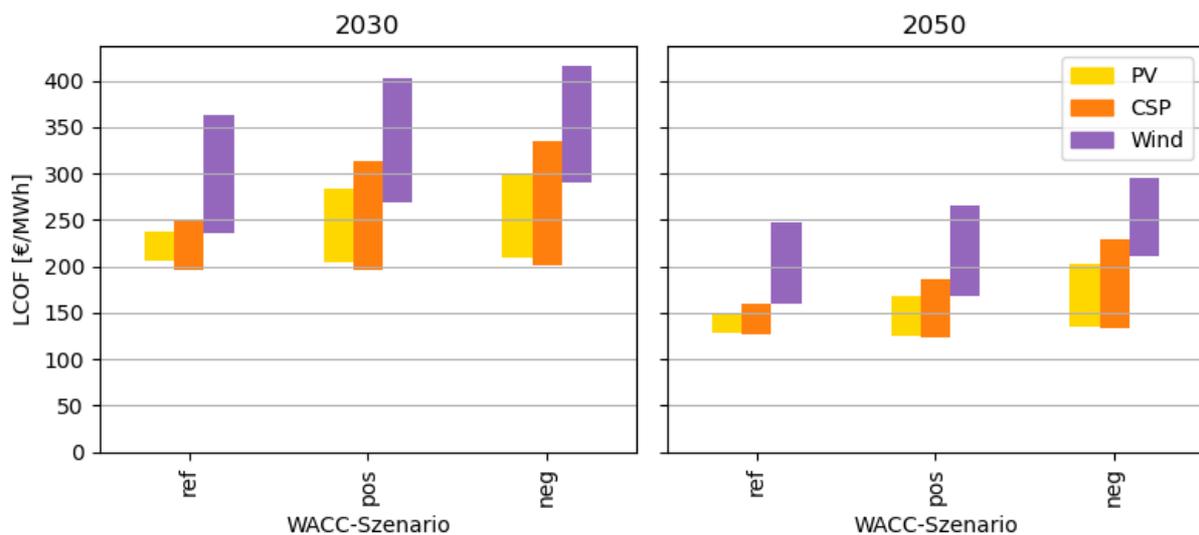


Abb. 4-10 Kostenbereich der günstigsten 20 % des Gesamtpotenzials der MENA-Region unterschiedlicher Szenarien

#### 4.8.5 Kosten-Potenziale der Erzeugung

Tab. 4-15 zeigt die Erzeugungspotenziale der gesamten MENA-Region im Jahr 2030 für unterschiedliche EE-Technologie- und WACC-Szenarien eingeteilt in Kostenkategorien.

**Tab. 4-15 Erzeugungspotenziale der gesamten MENA-Region in Kostenkategorien im Jahr 2030**

Potenzial [TWh/a]	PV		CSP		Wind	
	ref	bau	ref	bau	ref	bau
< 200 €/MWh	0	0	140	19	0	0
200-250 €/MWh	36.000	14.000	7.500	2.300	47	0
250-300 €/MWh	64.000	14.000	14.000	3.600	560	64
300-350 €/MWh	17.000	8.500	9.000	3.200	1.100	950
350-400 €/MWh	4.200	6.500	3.400	3.400	3.000	1.200
400-450 €/MWh	530	13.000	1.700	2.900	3.100	550
> 450 €/MWh	340	65.000	2.000	22.000	4.100	9.000

Demgegenüber zeigt Tab. 4-16 die Erzeugungspotenziale der gesamten MENA-Region im Jahr 2050 für unterschiedliche EE-Technologie- und WACC-Szenarien eingeteilt in Kostenkategorien.

**Tab. 4-16 Erzeugungspotenziale der gesamten MENA-Region in Kostenkategorien im Jahr 2050**

Potenzial [TWh/a]	PV		CSP		Wind	
	ref	bau	ref	bau	ref	bau
< 200 €/MWh	130.000	39.000	32.000	8.800	700	64
200-250 €/MWh	15.000	12.000	10.000	6.000	2.700	1.800
250-300 €/MWh	850	28.000	3.000	6.000	6.100	1.500
300-350 €/MWh	130	33.000	1.600	11.000	3.300	780
350-400 €/MWh	0	26.000	130	8.800	1.200	1.300
400-450 €/MWh	6	3.700	1	3.400	510	1.400
> 450 €/MWh	0	3.200	0	2.800	560	8.200

#### 4.8.6 Kosten-Potenziale des Exports

Nachfolgend werden die Kosten-Potenziale des Exports von FT-Kraftstoff anhand von KP-Kurven für das Cluster Naher Osten, Nordafrika und der gesamten MENA-Region und KP-Balken für die untersuchten Länder und Regionen dargestellt.

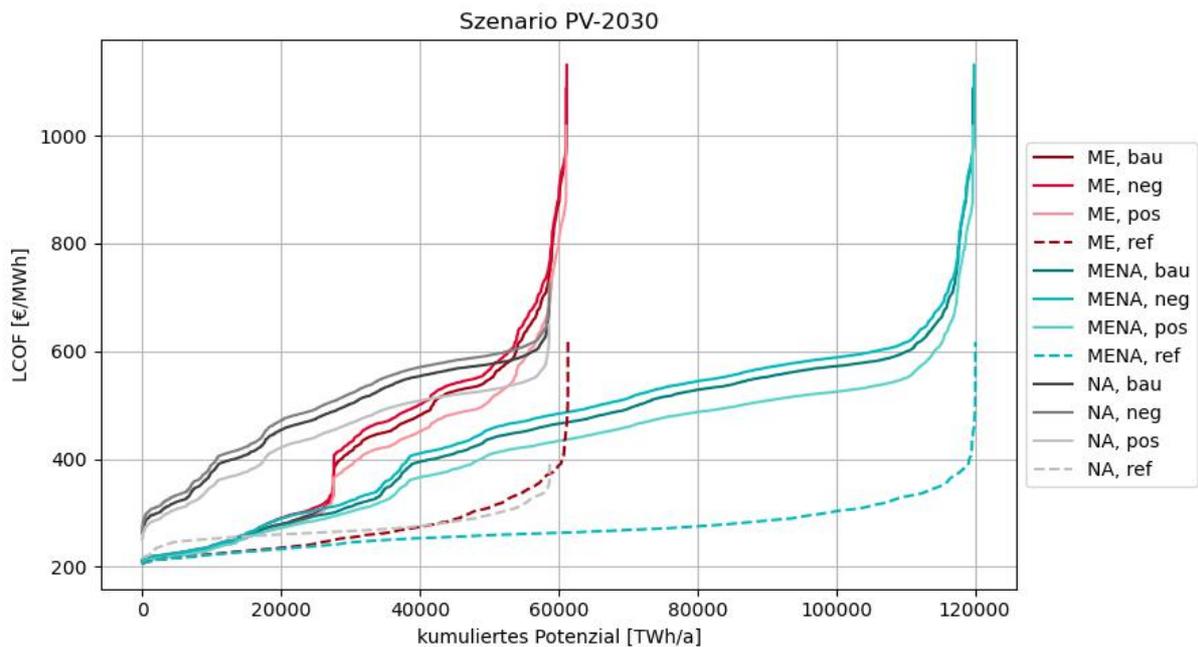
##### Kosten-Potenziale der Cluster

In Folgendem werden in Abb. 4-11 bis Abb. 4-13 die Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff aus PV-, CSP- und Windstrom für das Jahr 2030 vergleichend für die vier WACC-Szenarien *ref*, *bau*, *pos* und *neg* in der gesamten MENA-Region und für die Cluster Naher Osten und Nordafrika dargestellt.

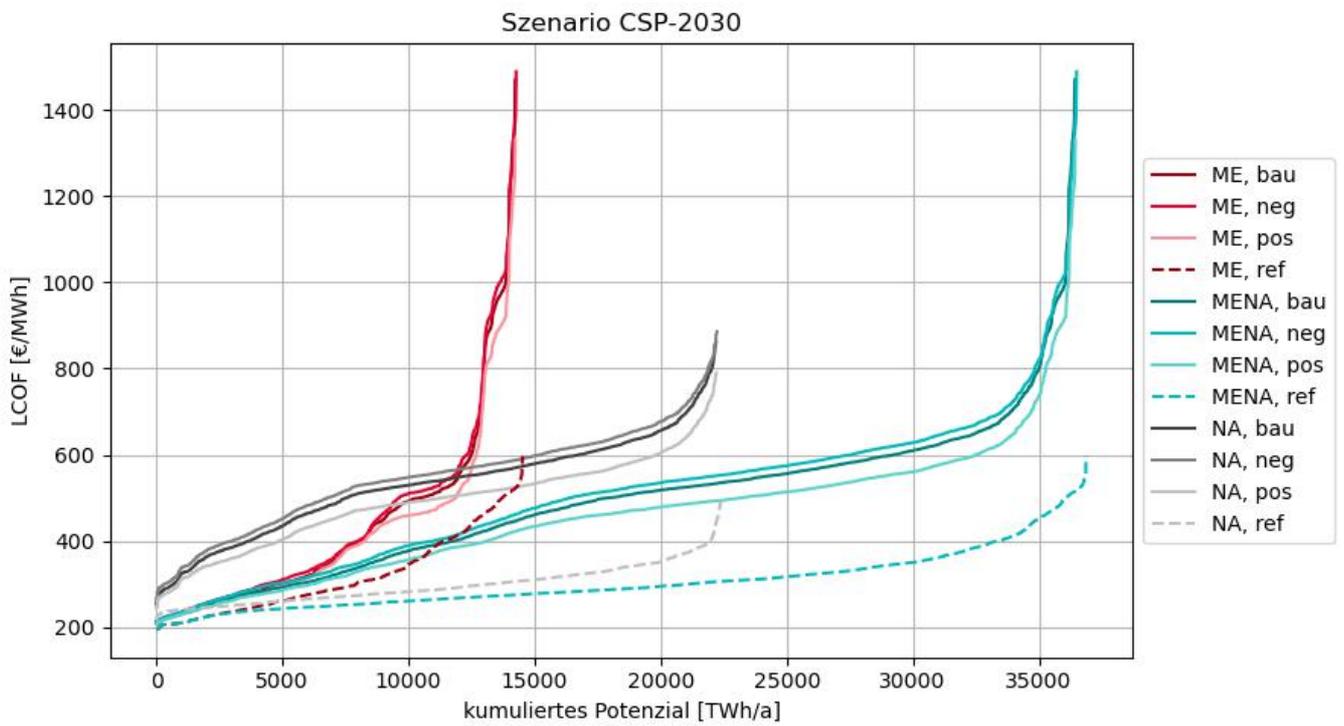
Abb. 4-11 zeigt die Kosten-Potenziale mit PV im Jahr 2030. Die KP-Kurven des Nahen Ostens weisen in allen WACC-Szenarien bis ca. 8.000 TWh/a einen sehr flachen Verlauf auf. Dieses Potenzial liegt unter ca. 225 €/MWh. Zudem wird deutlich, dass für die Szenarien mit Berücksichtigung der Investitionsrisiken die günstigsten Potenziale von ca. 12.000 TWh/a für unter ca. 240 €/MWh im Nahen Osten liegen.

Abb. 4-12 zeigt die Kosten-Potenziale mit CSP im Jahr 2030. Es wird deutlich, dass für die Szenarien mit Berücksichtigung der Investitionsrisiken die günstigsten Potenziale von ca. 2.300 TWh/a für unter ca. 240 €/MWh im Nahen Osten liegen.

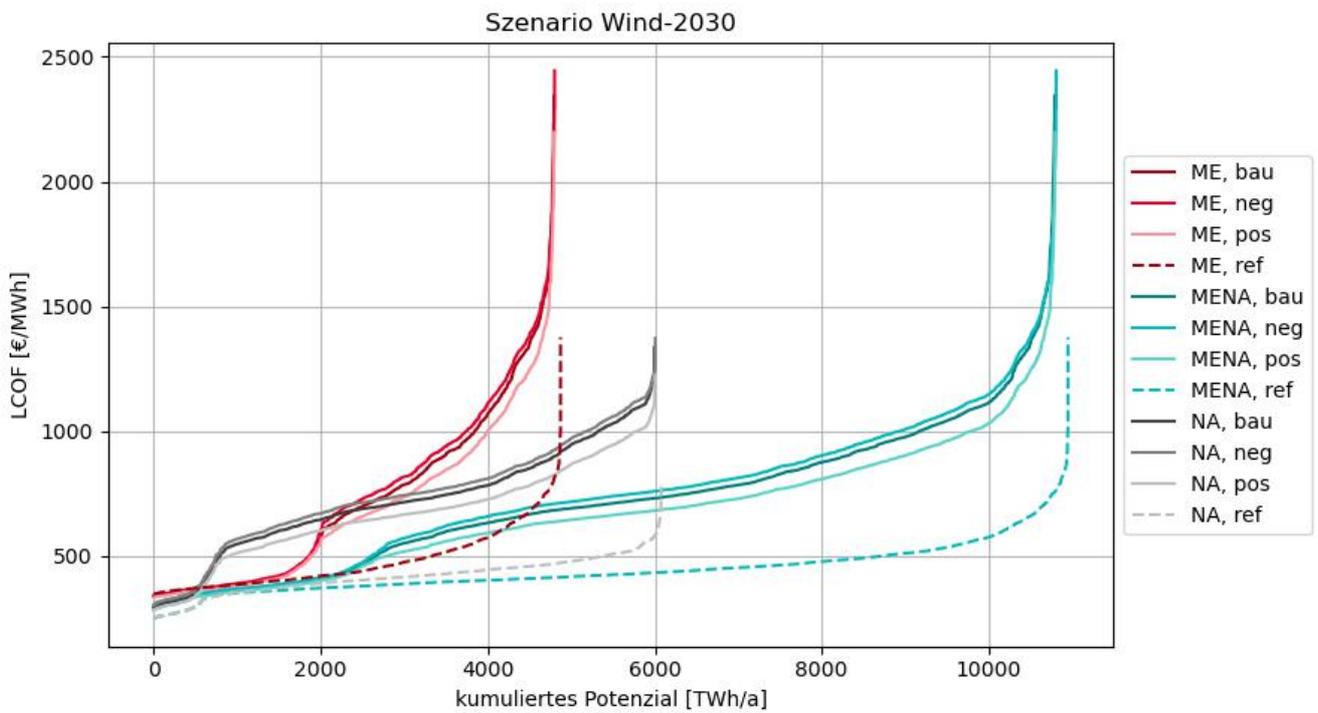
Abb. 4-13 zeigt die Kosten-Potenziale mit Wind im Jahr 2030. Die KP-Kurven des Nahen Ostens weisen in allen WACC-Szenarien bis ca. 2.000 TWh/a einen sehr flachen Verlauf. Die Gestehungskosten dieses Potenzials liegen unter ca. 400 €/MWh. Davon liegen die günstigsten Potenziale von ca. 500 TWh/a in Nordafrika und die weiteren Potenziale von 1.500 TWh/a im Nahen Osten.



**Abb. 4-11 Kosten-Potenzial-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster Naher Osten (ME) und Cluster Nordafrika (NA) im Szenario PV-2030**



**Abb. 4-12** Kosten-Potenzial-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster Naher Osten (ME) und Cluster Nordafrika (NA) im Szenario *CSP-2030*



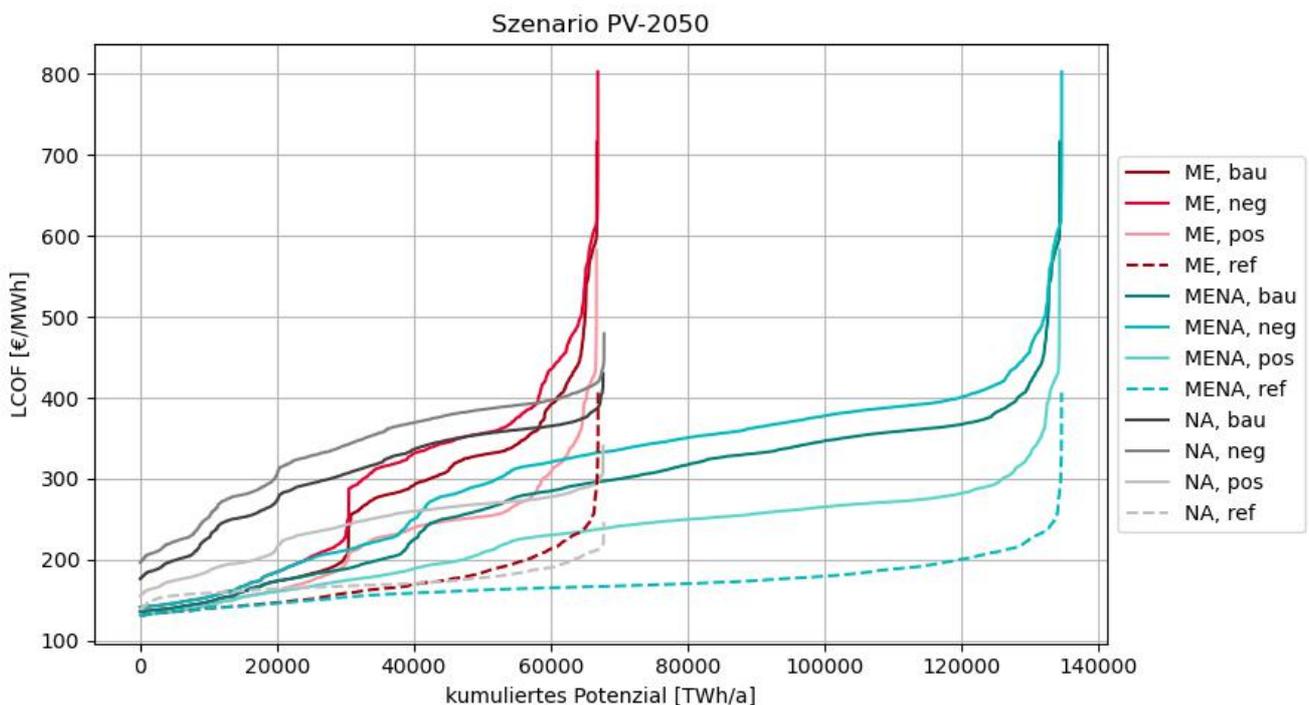
**Abb. 4-13:** Kosten-Potenzial-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster Naher Osten (ME) und Cluster Nordafrika (NA) im Szenario *Wind-2030*

In Folgendem werden in Abb. 4-14 bis Abb. 4-16 die Kosten-Potenziale für FT-Kraftstoff aus PV-, CSP- und Windstrom für das Jahr 2050 vergleichend für die vier WACC-Szenarien *ref*, *bau*, *pos* und *neg* in der gesamten MENA-Region und für die Cluster Naher Osten und Nordafrika dargestellt.

Abb. 4-14 zeigt die Kosten-Potenziale mit PV im Jahr 2050. Die KP-Kurven des Nahen Ostens weisen in allen WACC-Szenarien bis ca. 8.000 TWh/a einen sehr flachen Verlauf auf. Dieses Potenzial liegt unter ca. 160 €/MWh. Zudem wird deutlich, dass für die Szenarien mit Berücksichtigung der Investitionsrisiken die günstigsten Potenziale im Nahen Osten liegen.

Abb. 4-15 zeigt die Kosten-Potenziale mit CSP im Jahr 2050. Es wird sichtbar, dass im WACC-Szenario *bau* die günstigsten Potenziale von ca. 2.300 TWh/a für unter ca. 170 €/MWh im Nahen Osten liegen.

Abb. 4-16 zeigt die Kosten-Potenziale mit Wind im Jahr 2050. Die KP-Kurven der gesamten MENA-Region weisen in allen WACC-Szenarien bis ca. 1.000 TWh/a einen sehr flachen Verlauf auf. Die Gestehungskosten dieses Potenzials liegt unter ca. 360 €/MWh.



**Abb. 4-14** Kosten-Potenzial-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster Naher Osten (ME) und Cluster Naher Osten (NA) im Szenario *PV-2050*

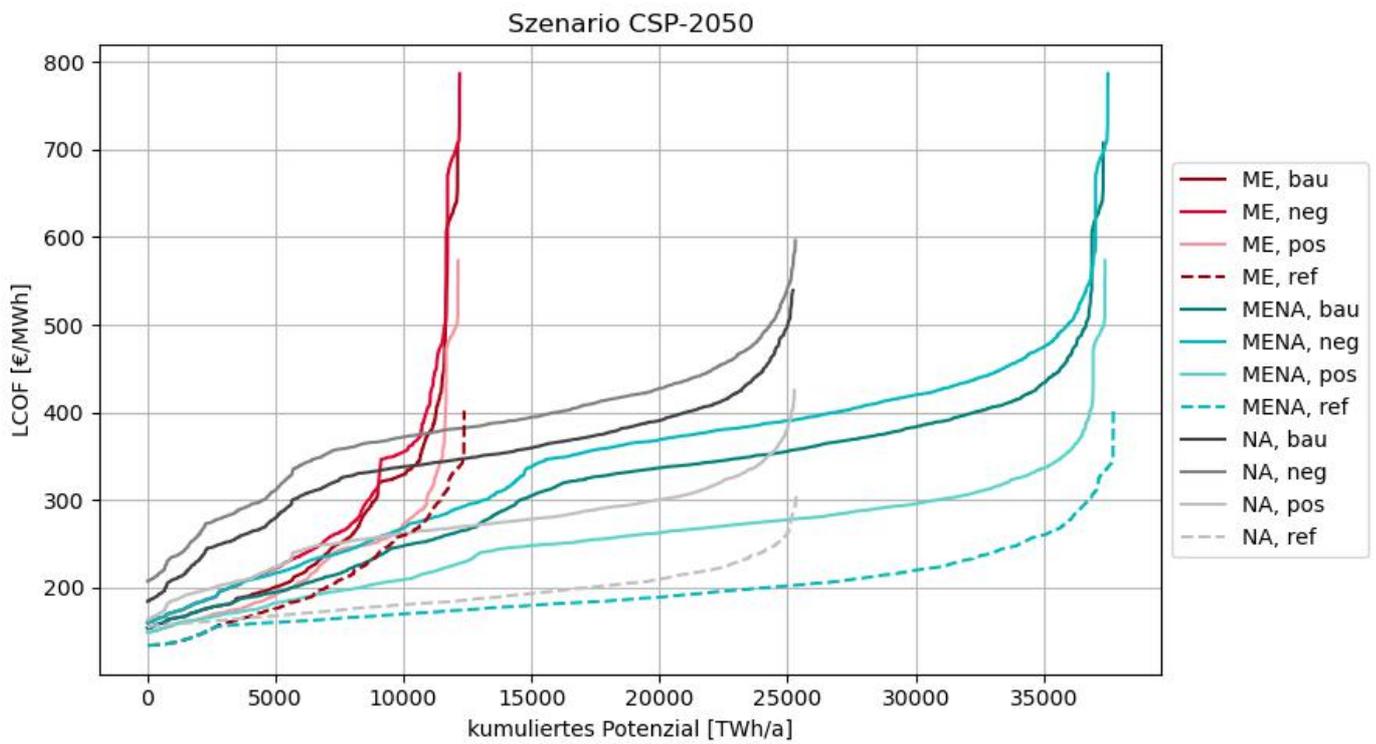


Abb. 4-15 Kosten-Potenzial-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster Naher Osten (ME) und Cluster Nordafrika (NA) im Szenario CSP-2050

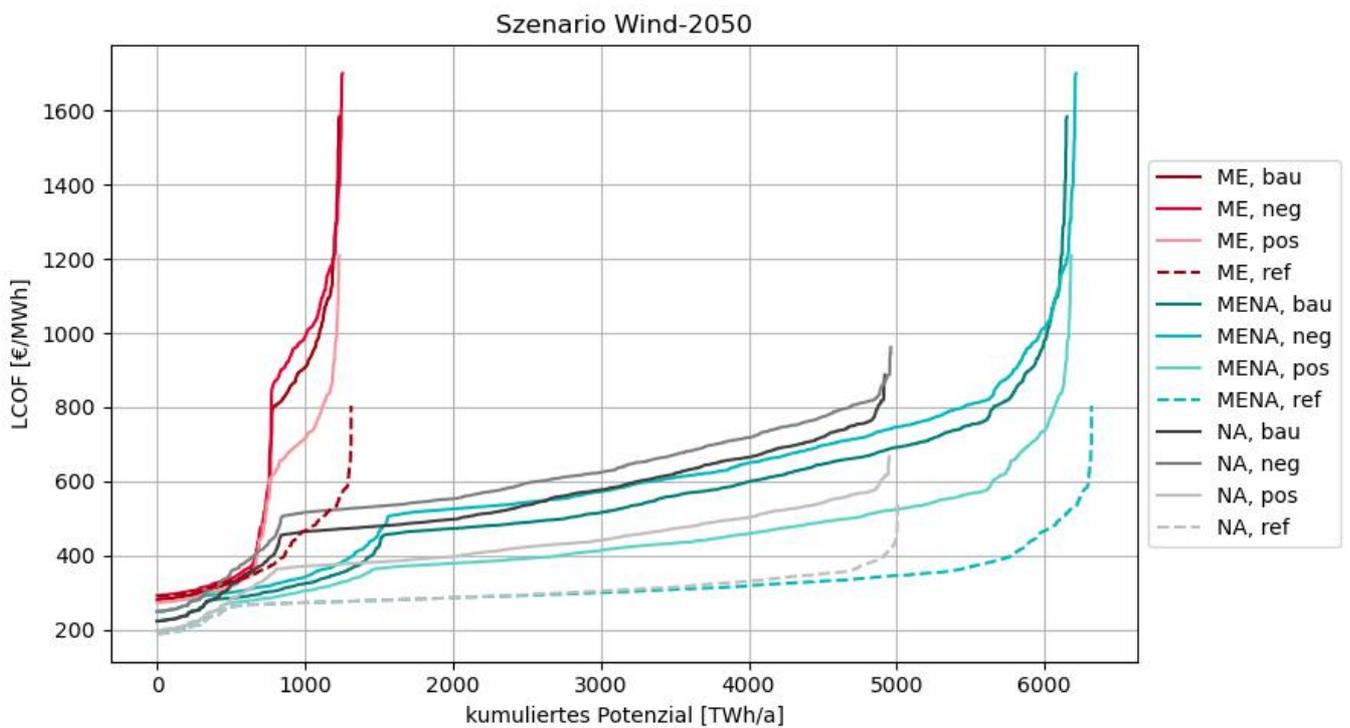


Abb. 4-16 Kosten-Potenzial-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster Naher Osten (ME) und Cluster Nordafrika (NA) im Szenario Wind-2050

Allgemein wird deutlich, dass durch die signifikanten Unterschiede der WACCs zwischen den WACC-Szenarien auch die KP-Kurven teilweise weit auseinander liegen. Zudem verlaufen die Kurven des WACC-Szenarios *ref* im Gegensatz zu den anderen WACC-Szenarien flacher. Die WACC-Szenarien *bau*, *pos* und *neg* berücksichtigen länderspezifische Investitionsrisiken, was meist zu einem höherem WACC als dem Referenz-WACC führt. Aus diesem Grund weisen die Kurven einen steileren Verlauf auf.

In allen WACC-Szenarien weist der Nahe Osten zunächst die günstigsten Potenziale für FT-Kraftstoff aus PV- und CSP-Strom auf. Dahingegen gibt es in Nordafrika aufgrund der geeigneteren Windgeschwindigkeiten die günstigsten Potenziale für FT-Kraftstoff aus Windstrom.

### **Kosten-Potenziale der Länder und Regionen**

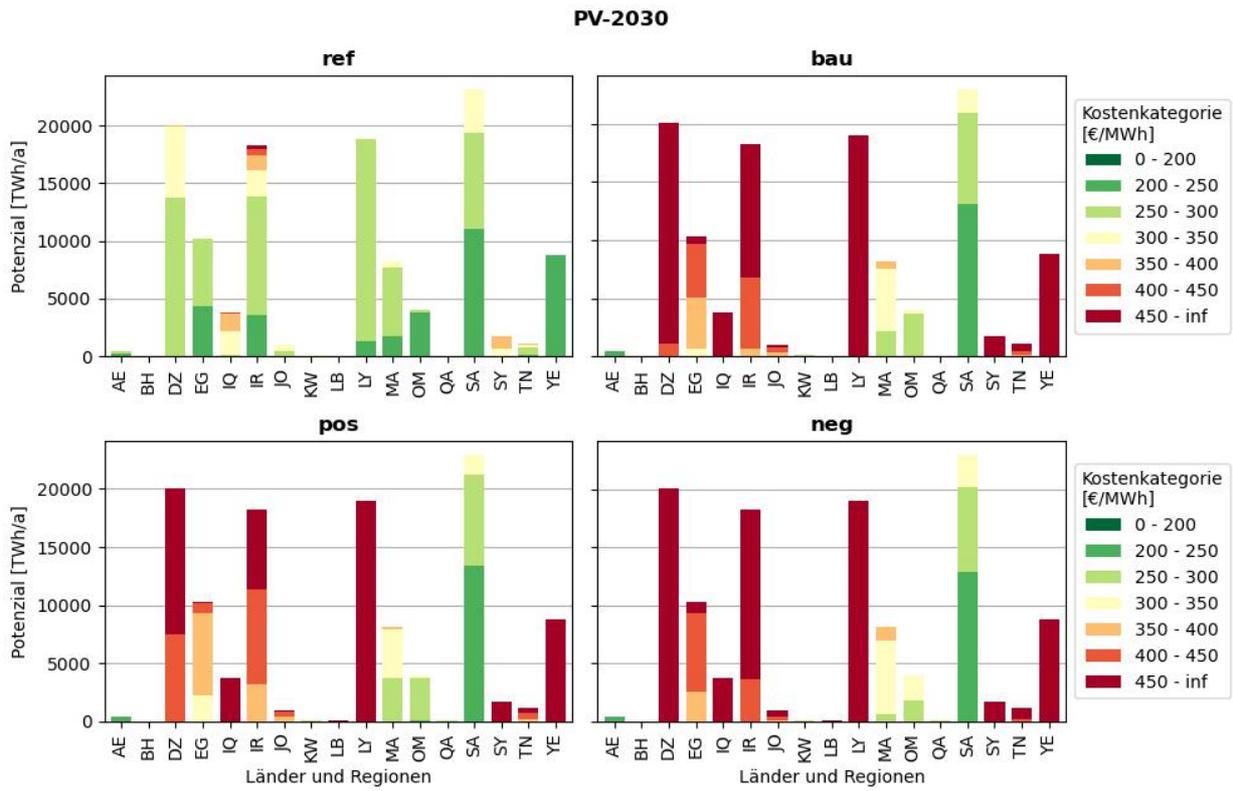
In Folgendem werden die Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff der untersuchten Länder und Regionen vergleichend für die vier WACC-Szenarien *ref*, *bau*, *pos* und *neg* gezeigt.

Nachfolgend werden in Abb. 4-17 bis Abb. 4-19 die Kosten-Potenziale für FT-Kraftstoff aus PV, CSP und Windstrom für das Jahr 2030 veranschaulicht.

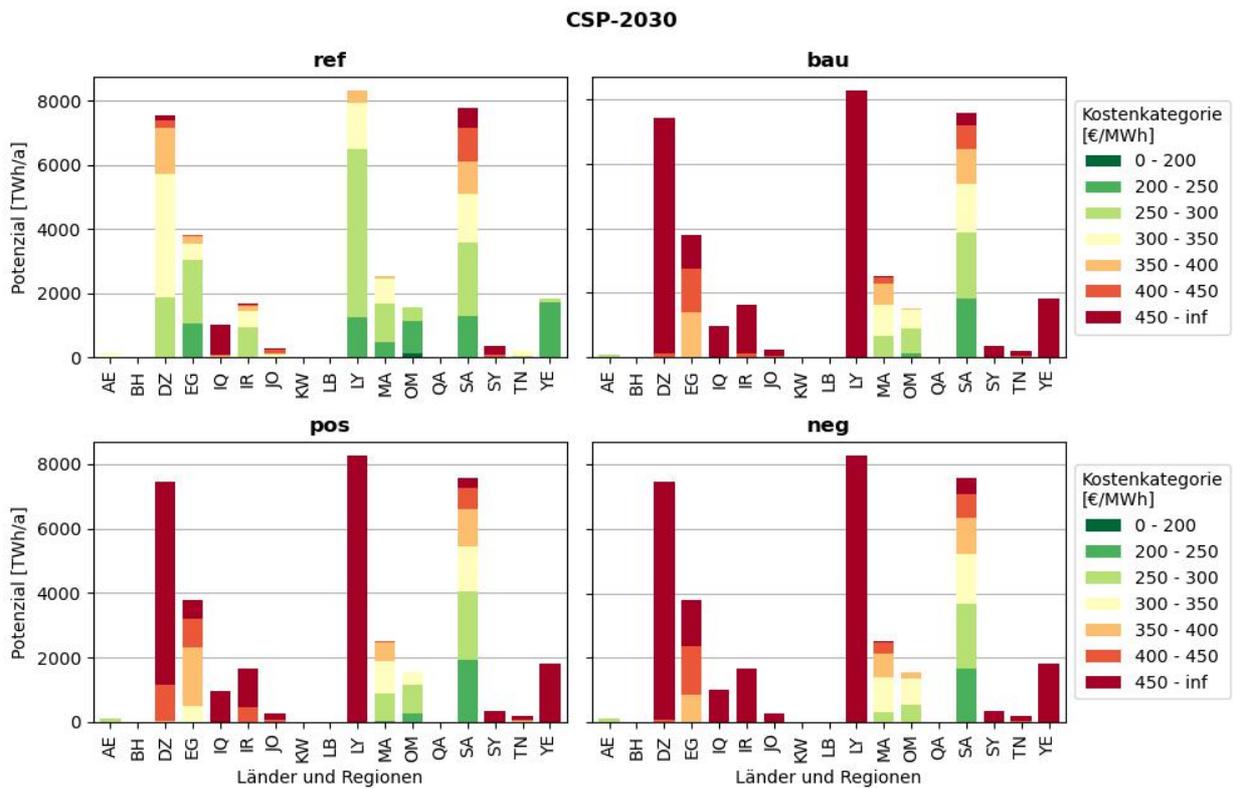
Abb. 4-17 zeigt die Kosten-Potenziale aus PV im Jahr 2030. Im WACC-Szenario *ref* fallen Potenziale aus Saudi-Arabien, Jemen, Ägypten, Oman, Iran, Maghreb ohne Alg/Tun und Libyen in die Kostenkategorie 200-250 €/MWh. Im WACC-Szenario *neg* und *bau* gibt es in dieser Kostenkategorie weiterhin große Potenziale in Saudi-Arabien und kleinere Potenziale in den Vereinigten Arabischen Emiraten. Zu diesen Potenzialen kommen im WACC-Szenario *pos* kleine Potenziale in Oman hinzu.

Abb. 4-18 zeigt die Kosten-Potenziale aus CSP im Jahr 2030. Lediglich im WACC-Szenario *ref* zeigt einzig Oman geringe Potenziale in der günstigsten Kostenkategorie 0-200 €/MWh. In diesem WACC-Szenario gibt es in der Kostenkategorie 200-250 €/MWh auch Potenziale aus Jemen, Saudi-Arabien, Libyen, Oman, Ägypten und Maghreb ohne Alg/Tun. Im WACC-Szenario *neg* gibt es in der gleichen Kostenkategorie weiterhin noch größere Potenziale in Saudi-Arabien und sehr geringe Potenziale in den Vereinigten Arabischen Emiraten. Diesen Potenzialen kommen im WACC-Szenario *bau* kleine Potenziale in Oman hinzu. Im WACC-Szenario *pos* gibt es zusätzlich geringe Potenziale in Maghreb ohne Alg/Tun.

Abb. 4-19 zeigt die Kosten-Potenziale aus Wind im Jahr 2030. Lediglich im WACC-Szenario *ref* zeigt einzig Maghreb ohne Alg/Tun geringe Potenziale in der Kostenkategorie 200-250 €/MWh. Auch in der Kostenkategorie 250-300 €/MWh gibt es ausschließlich in Maghreb ohne Alg/Tun Potenziale in den WACC-Szenarien *ref*, *bau* und *pos*.

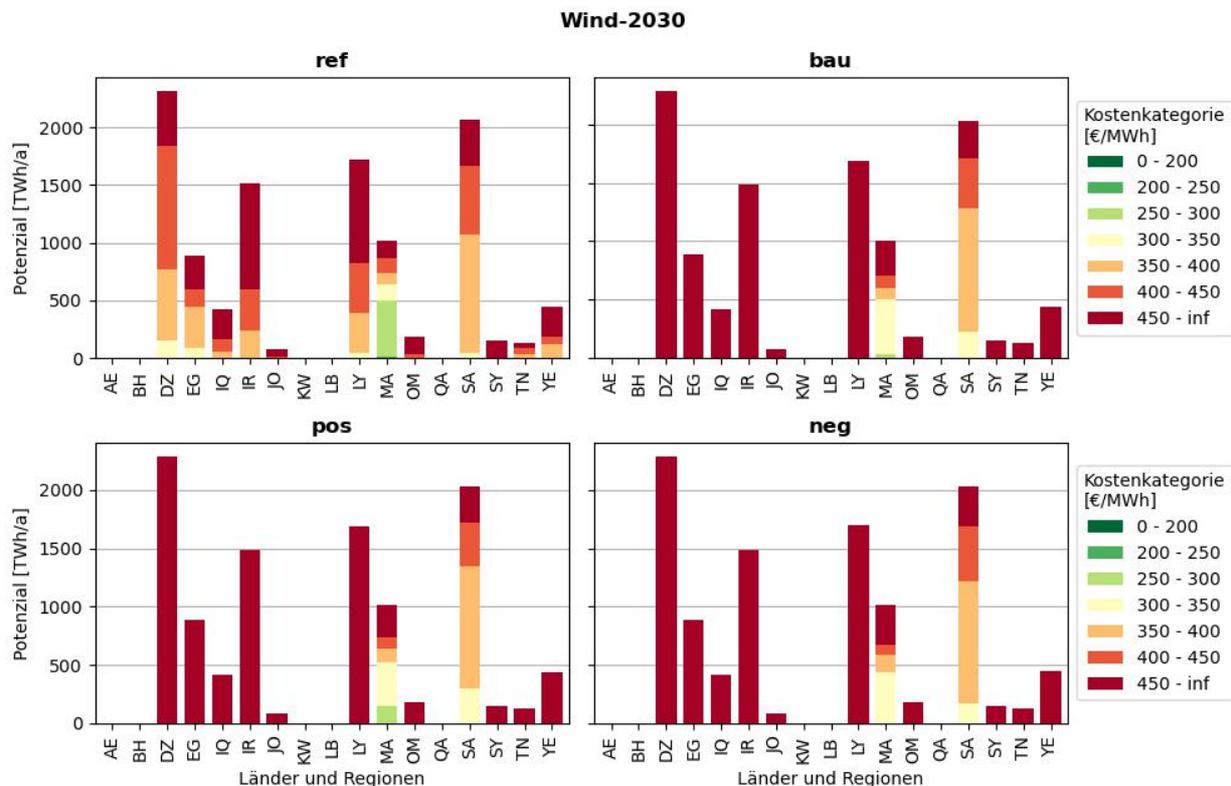


**Abb. 4-17** Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario *PV-2030*



**Abb. 4-18** Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario

## CSP-2030



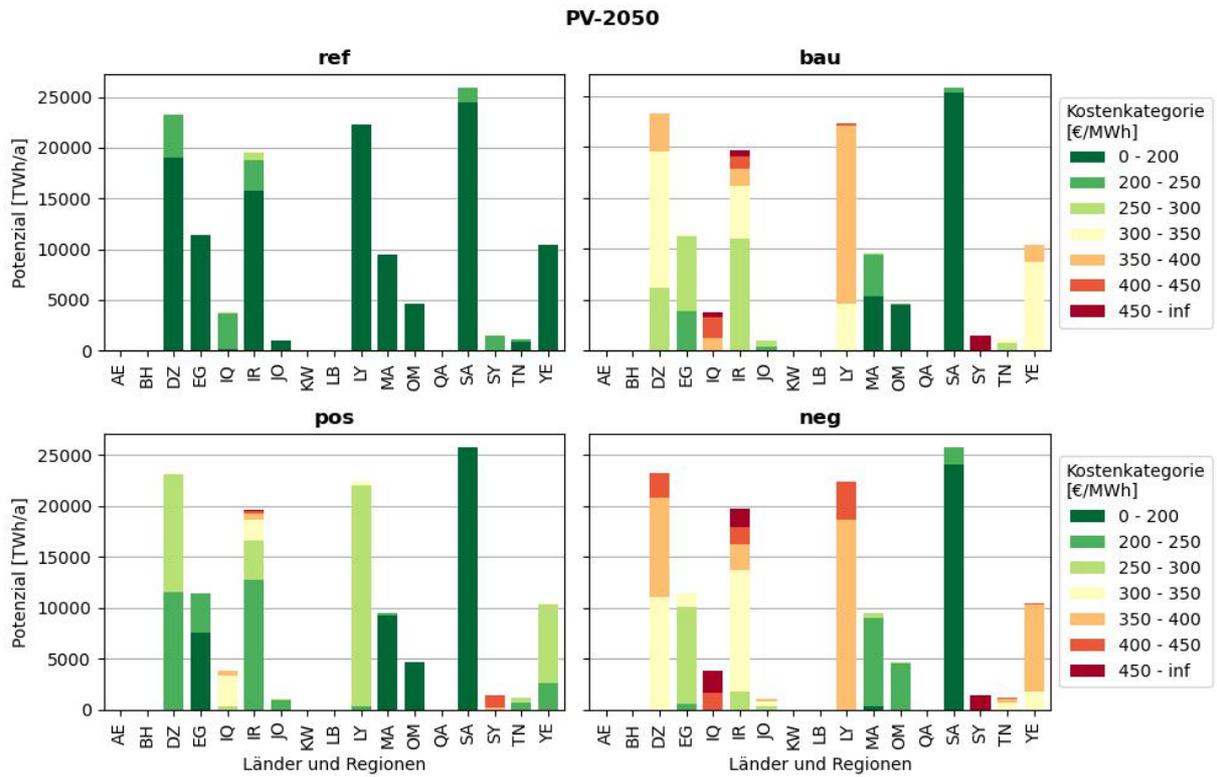
**Abb. 4-19 Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario *Wind-2030***

Nachfolgend werden in Abb. 4-20 bis Abb. 4-22 die Kosten-Potenziale des gleichen Typs für das Jahr 2050 veranschaulicht.

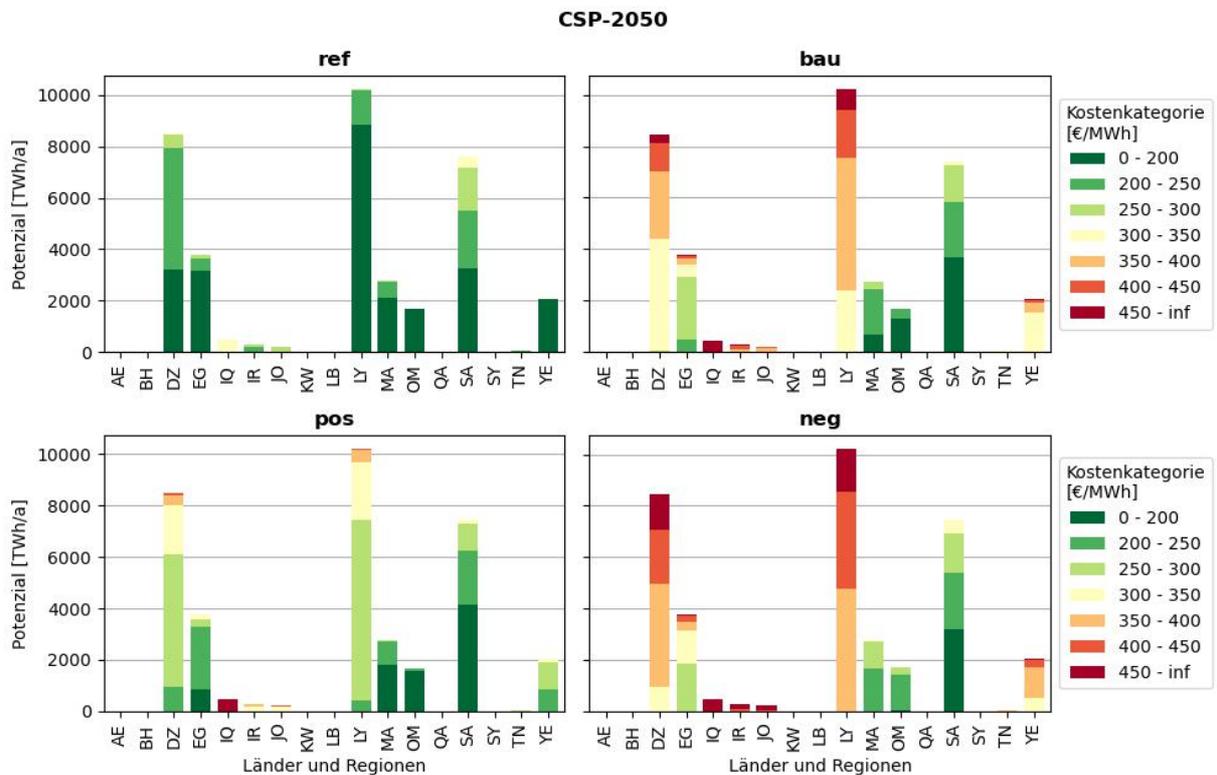
Abb. 4-20 zeigt die Kosten-Potenziale aus PV im Jahr 2050. Im WACC-Szenario *ref* fällt für die meisten Länder ein Großteil der Potenziale in die Kostenkategorie 0-200 €/MWh. Im WACC-Szenario *neg* und *bau* gibt es in dieser Kostenkategorie große Potenziale in Saudi-Arabien und geringe Potenziale in Maghreb ohne Alg/Tun und Oman. Zu diesen Potenzialen kommen im WACC-Szenario *pos* große Potenziale in Ägypten hinzu.

Abb. 4-21 zeigt die Kosten-Potenziale aus CSP im Jahr 2050. Im WACC-Szenario *ref* gibt es Potenziale in Libyen, Algerien, Saudi-Arabien, Ägypten, Maghreb ohne Alg/Tun, Jemen und Oman in der Kostenkategorie 0-200 €/MWh. Im WACC-Szenario *neg* gibt es in der gleichen Kostenkategorie Potenziale in Saudi-Arabien und Oman. Zu diesen Potenzialen kommen im WACC-Szenario *bau* Potenziale in Maghreb ohne Alg/Tun hinzu. Im WACC-Szenario *pos* gibt es zusätzlich Potenziale in Ägypten.

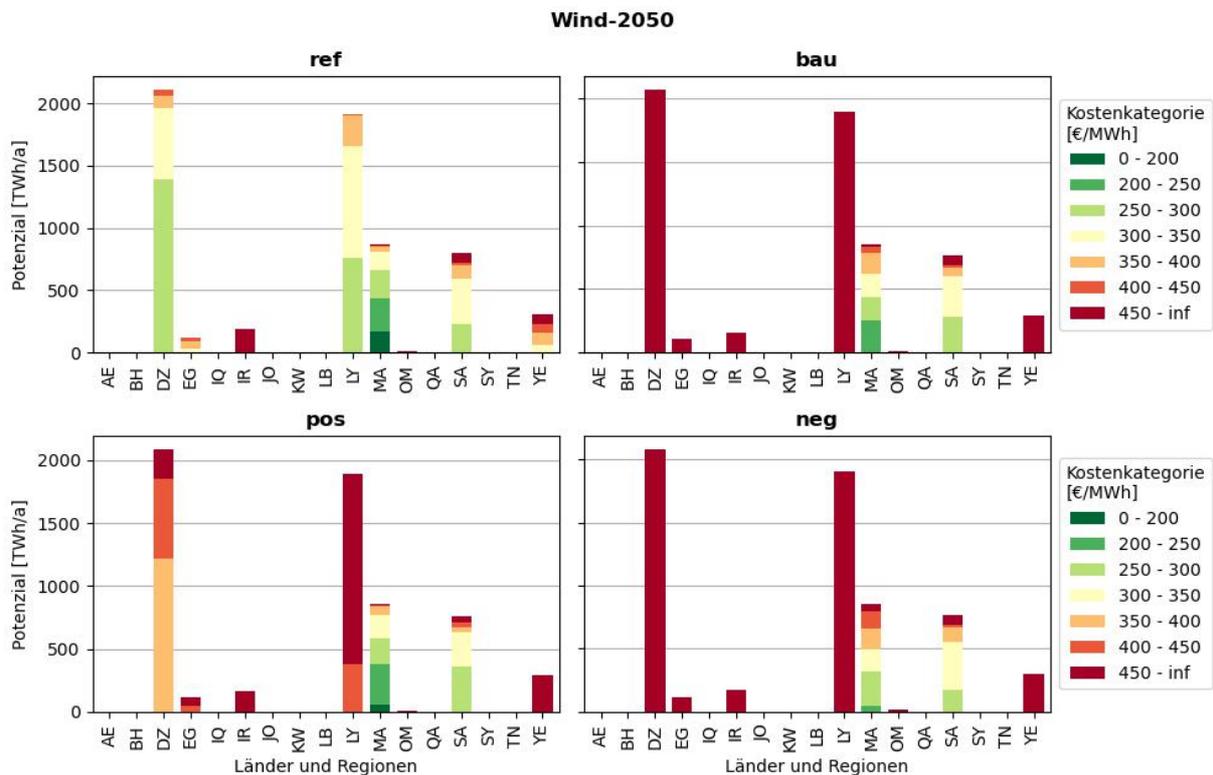
Abb. 4-22 zeigt die Kosten-Potenziale aus Wind im Jahr 2050. Lediglich im WACC-Szenario *ref* zeigt einzig Maghreb ohne Alg/Tun geringe Potenziale in der Kostenkategorie 0-200 €/MWh. Auch in der Kostenkategorie 200-250 €/MWh gibt es ausschließlich in Maghreb ohne Alg/Tun Potenziale für alle WACC-Szenarien.



**Abb. 4-20** Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario PV-2050



**Abb. 4-21** Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario CSP-2050



**Abb. 4-22 Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario Wind-2050**

Die Ergebnisse zeigen, dass es für FT-Kraftstoff aus Solarstrom in den WACC-Szenarien mit Berücksichtigung der länderspezifischen Investitionsrisiken vor allem in Saudi-Arabien, Vereinigte Arabische Emirate, Oman und Maghreb ohne Alg/Tun günstige Exportpotenziale gibt. Für FT-Kraftstoff aus Windstrom hat Maghreb ohne Alg/Tun in allen WACC-Szenarien mit Abstand die günstigsten Exportpotenziale. Dies erklärt sich vor allem mit den hohen Volllaststunden der Windenergieerzeugung, die in den Passatwind-Regionen am Atlantik erreicht werden.

Die Kosten-Potenziale für das Jahr 2040 sind im 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, IZES).

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).

Anhang grafisch dargestellt.

#### 4.8.7 Kostenanteile der Systemkomponenten

Abb. 4-23 zeigt die Anteile der einzelnen Systemkomponenten an den Gesteungskosten. Dabei werden die Anteile anhand des Durchschnitts für die günstigsten 20 % des Gesamtpotenzials der MENA-Region im Szenario *2040-bau* ermittelt.

Es wird sichtbar, dass die EE-Anlage den größten Kostenanteil hat. Dieser liegt bei ca. 43 % für PV, 57 % für CSP und 56 % für Wind. Für alle EE-Technologien streut sich der Kostenanteil der EE-Anlage zwischen 37 % und 75 % (siehe Abb. 6-1, Abb. 6-2 und Abb. 6-3 im 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, IZES).
- 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).

Anhang).

Den nächstgrößeren Anteil teilen sich die Speicherkosten mit ca. 16 % für PV, 19 % für CSP und 20 % für Wind, wobei bei PV und Wind der Anteil für den Wasserstoffspeicher deutlich höher ist als für die Batterie. Bei CSP sind die Anteile ausgewogen bzw. nahezu gleich.

In den restlichen 41 % für PV bzw. je 24 % für CSP und Wind stecken die Anteile für die Stromübertragung, PEM-Elektrolyse, FT-Synthese, Wasserbeschaffung und CO<sub>2</sub>-Beschaffung. Die Kosten für die Wasserbeschaffung sind sehr gering und darum nicht sichtbar.

Es fällt u. a. auf, dass die Kosten für die Stromübertragung bei CSP wesentlich geringer sind als die bei PV und Wind. Wie in Kapitel 4.2.1 beschrieben, unterscheiden sich die Modellstruktur bzw. Komponentenanzahl zwischen CSP und PV/Wind. Die niedrigeren Stromübertragungskosten bei CSP sind darauf zurückzuführen, dass die Energie bereits vor der Stromübertragung gepuffert werden kann, sodass die Spitzenlast geringer ist. Die Platzierung der Batterie auf Seite der EE-Anlage für das Szenario PV und Wind kann somit potentiell zu geringeren Stromübertragungskosten führen. Mit dieser Anordnung sind potentiell auch geringere Gestehungskosten für FT-Kraftstoff aus PV- und Windstrom möglich.

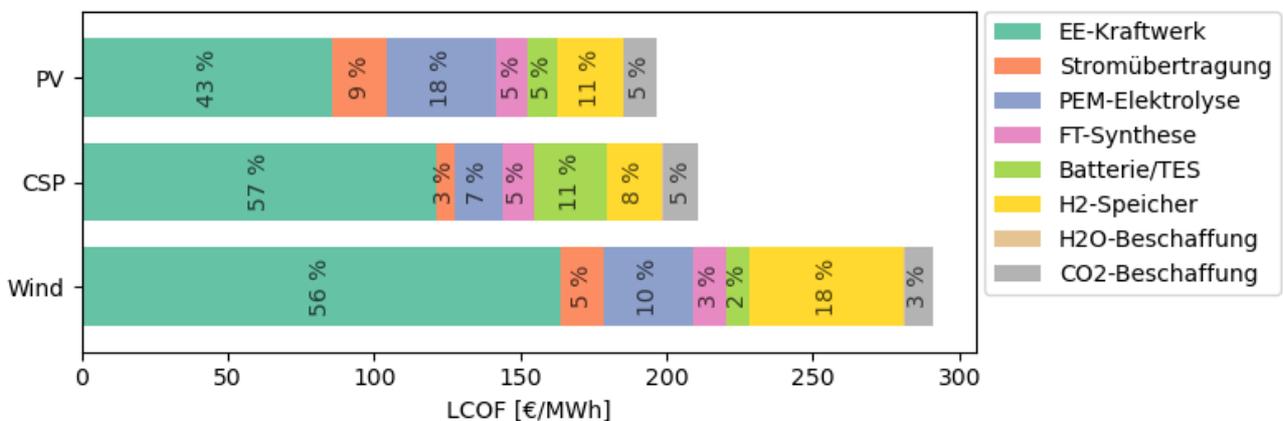


Abb. 4-23 Durchschnittliche Anteile der Systemkomponenten an Gestehungskosten für die günstigsten 20 % des Gesamtpotenzials der MENA-Region im Szenario 2040-bau

Weitere Analysen haben ergeben, dass die PEM-Elektrolyse bei PV und Wind im Durchschnitt nur gering ausgelastet wird (siehe Kapitel 4.8.8). Die Steigerung der Auslastung kann nur durch größere Speicher erzielt werden und erhöht somit die Kosten. Unter den getroffenen Annahmen scheint eine gering ausgelastete Elektrolyse mit hoher Kapazität kostengünstiger zu sein als eine hoch ausgelastete Elektrolyse mit niedriger Kapazität. Im Falle von PV und Wind wird die Kapazität der Batterie nur so ausgelegt, dass die niedrige Mindestlast der PEM-Elektrolyse zu jeder Zeit gewährleistet werden kann. Zur Gewährleistung der hohen Mindestlast der FT-Synthese wird der kostengünstigere Wasserstoffspeicher eingesetzt. Bei CSP kommt ein TES zum Einsatz, welcher gegenüber der Batterie eine kostengünstigere Energiespeicherung ermöglicht. Unter den getroffenen Annahmen scheint es für CSP kostenoptimaler zu sein, die Auslastung der Elektrolyse durch einen TES zu erhöhen. Es wird jedoch weiterhin ein bedeutender Anteil in Form von Wasserstoff gespeichert.

Die Summe des absoluten Kostenanteils aus der PEM-Elektrolyse, FT-Synthese, Batterie bzw. TES und Wasserstoffspeicher ist für CSP mit ca. 75 €/MWh und PV mit 83 €/MWh ähnlich. Für Wind ist sie mit 112 €/MWh deutlich höher als für CSP und Wind. Die höheren Kosten fallen hauptsächlich durch einen höheren Speicherbedarf an. So begründen sich die insgesamt höheren Gestehungskosten für Wind hauptsächlich mit höheren spezifischen Investitionskosten der Windenergieanlage und dem höheren Speicherbedarf.

Detaillierte Abbildungen zur Verteilung der Kostenanteile über die gesamte MENA-Region sind im Anhang im Kapitel 6.1 zu finden.

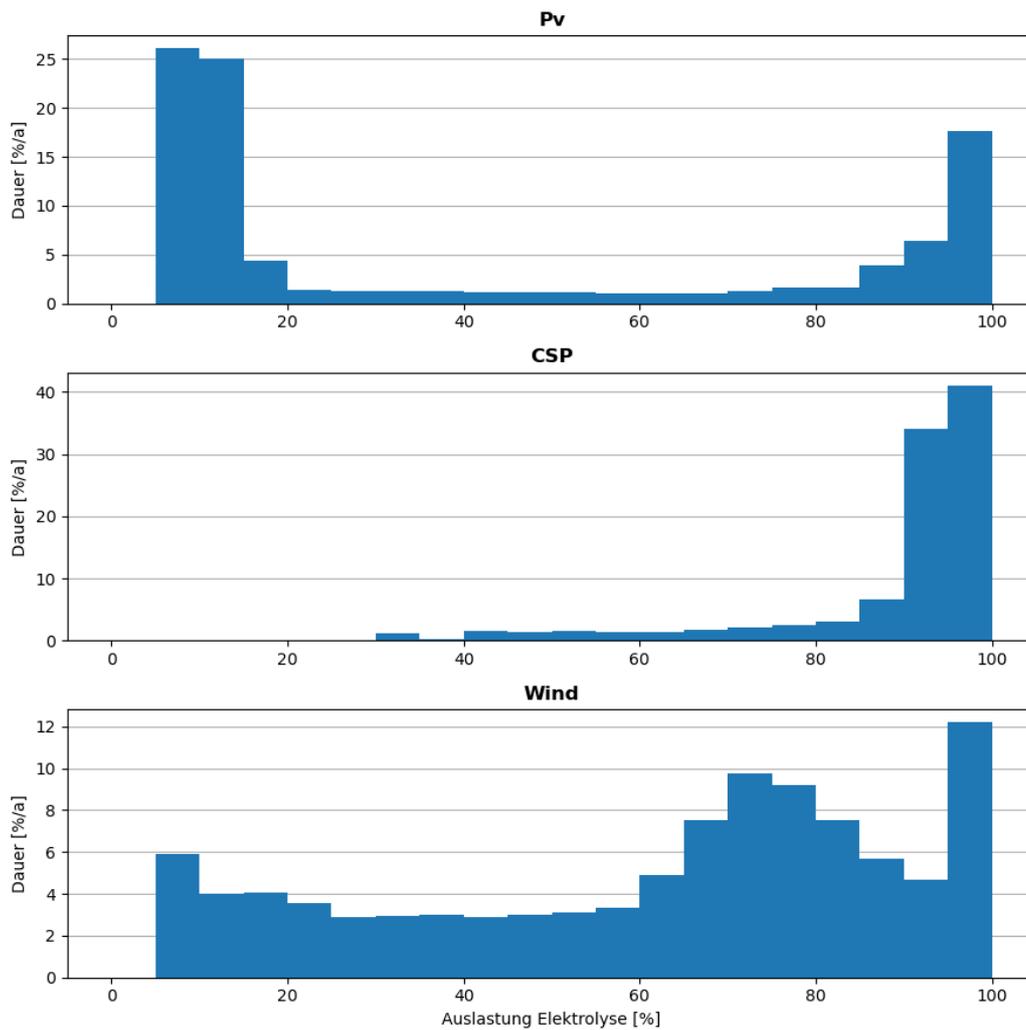
#### 4.8.8 Weitere Betrachtungen

Neben den Analysen zu Gestehungskosten und Potenzialen wurden weitere Betrachtungen durchgeführt, deren Ergebnisse bzw. Erkenntnisse im Folgenden kurz erläutert werden:

- Auslastung der Elektrolyse
- Einfluss der Flexibilität der Synthese auf Gestehungskosten
- CO<sub>2</sub> Bereitstellung mit DAC
- Speichernutzung

##### Auslastung der Elektrolyse

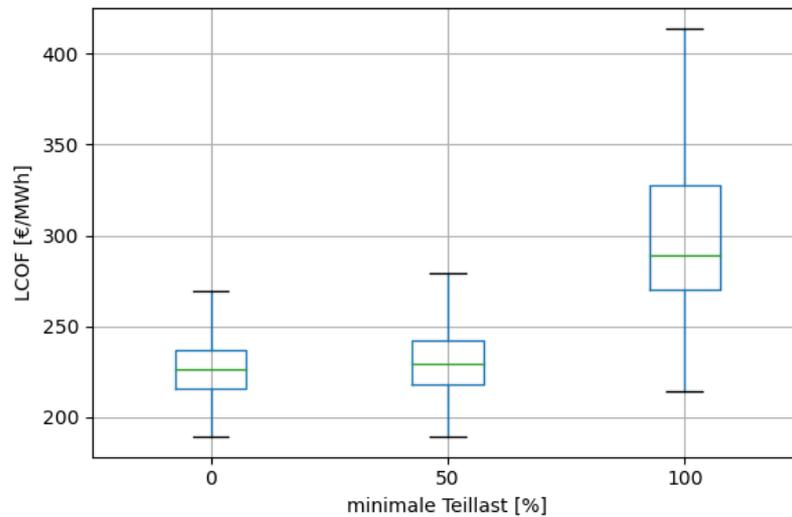
Die Auslastung der Elektrolyse wird für PV, CSP und Wind genauer analysiert. Die Analyse beschränkt sich auf den Maghreb ohne Alg/Tun, welcher niedrige Gestehungskosten mit allen drei EE-Technologien bietet. Abb. 4-24 zeigt die relative Dauer zu gegebener Auslastung. Diese entspricht dem Durchschnitt der 5 % Rasterzellen mit den niedrigsten Gestehungskosten für das Szenariojahr 2030 im WACC-Szenario *ref.* PV zeigt häufig eine Auslastung von 5 - 15 % sowie 95 - 100 %, CSP von 90 - 100 % und Wind von 70 - 80 % sowie 95 - 100 %. Die durchschnittliche Auslastung ergibt sich für PV zu 42 % (3.644 h/a), für CSP zu 89 % (7.815 h/a) und Wind 61 % (5.376 h/a). PV und Wind haben eine relativ geringe Auslastung. CSP zeigt durch den günstigen TES eine relativ hohe Auslastung.



**Abb. 4-24** Auslastung der Elektrolyse bei PV, CSP und Wind. Durchschnitt der 5 % günstigsten Rasterzellen in Maghreb ohne Alg/Tun im Szenario 2030-ref

### Einfluss der Flexibilität der Synthese

Es wurde der Einfluss der Flexibilität der Synthese auf die resultierenden Gestehungskosten überprüft. Dafür wurden unterschiedliche Annahmen für die minimale Teillast getroffen und die Gestehungskosten für die MENA-Region modelliert. Abb. 4-25 zeigt die Verteilung der Gestehungskosten für eine minimale Teillast von 0 %, 50 % und 100 %. Mit einer minimalen Teillast von 50 % sinken die Kosten deutlich von durchschnittlich 289 €/MWh bei 100 % auf 229 €/MWh. Dies entspricht einer Kostenreduzierung von ca. 21 %. Kleinere Teillasten bewirken insignifikante Kostenreduzierungen.



**Abb. 4-25** Verteilung der Kraftstoffgestehungskosten für unterschiedliche minimale Teillasten der FT-Synthese im Szenario *PV-2030-ref*

### CO<sub>2</sub> Bereitstellung mit DAC

Die Kosten für CO<sub>2</sub> fallen relativ gering aus (siehe Kapitel 4.8.7). Für das Szenariojahr 2040, in dem ein Abnahmepreis von 28 €/t angenommen wird, ergibt sich ein Anteil von ca. 9,2 €/MWh. Der Anteil erhöht sich, wenn das CO<sub>2</sub> nicht aus Abtrennung in Zementwerken, sondern durch teurere DAC-Anlagen gewonnen wird. Nach Child et al. (2019) beträgt der Preis des CO<sub>2</sub> aus DAC-Anlagen im Jahr 2040 ca. 183 €/t. Somit würde sich der Anteil der CO<sub>2</sub>-Kosten um das ca. 6,5-fache auf ca. 60 €/MWh erhöhen. Die Literaturwerte für Kosten von CO<sub>2</sub> aus DAC streuen jedoch sehr stark und sind mit einer hohen Unsicherheit behaftet.

### Speichernutzung

Für die Analyse der Speichernutzung werden die stündlichen Ladestände der Speicherkomponenten betrachtet. Für die solaren EE-Technologien PV und CSP zeigt sich, dass sich der Energiespeicher tagsüber vollständig lädt und nachts vollständig entlädt. Mit CSP wird der Nachtbetrieb fast ausschließlich über den TES, mit PV hauptsächlich über den Batteriespeicher und zum Teil über den Wasserstoffspeicher abgedeckt. Der Wasserstoffspeicher dient für PV, CSP und Wind hauptsächlich als saisonaler Speicher, um längere zyklische, meteorologisch bedingte Phasen mit geringerer Sonneneinstrahlung oder Windleistung zu überbrücken. So wird der Wasserstoffspeicher beispielsweise im Sommer nahezu kontinuierlich aufgeladen, um den Betrieb im Winter gewährleisten zu können.

### 4.8.9 Einordnung der Ergebnisse

Die Gestehungskosten für FT-Kraftstoff werden mit Werten aus dem globalen PtX-Atlas des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) verglichen (IEE 2020). Dazu werden vier PV-Standorte aus dem PtX-Atlas aus unterschiedlichen MENA-Ländern herangezogen (siehe Tab. 4-17). Die vier Standorte

stellen den Strom über PV bereit und fahren eine PtL-Route mit PEM-Elektrolyse und FT-Synthese. Die Ergebnisse des PtX-Atlas beziehen sich auf das Jahr 2050.

Aus dem eigenen Modell werden zum Vergleich die Kraftstoffgestehungskosten des Szenarios *PV-2050-ref* herangezogen. Es werden die Gestehungskosten der Rasterzellen ermittelt, die den jeweiligen PtX-Atlas Standorten am nächsten liegen.

**Tab. 4-17 Vergleich der Gestehungskosten mit Werten des Fraunhofer PtX-Atlas**

Land	MENA-Fuels Wert [€/MWh]	MENA-Fuels Ort	PtX-Atlas Wert [€/MWh]	PtX-Atlas Ort
Marokko	170	Rasterzelle 4515	128	Standort 2 in Guelmim
Tunesien	190	Rasterzelle 1861	132	Standort 4 in Sfax
Syrien	235	Rasterzelle 1928	125	Standort 2 in Dayr Az Zawr
Jemen	143	Rasterzelle 10760	130	Standort 5 in Abyan

Es fällt auf, dass sich die Gestehungskosten des Fraunhofer PtX-Atlases zwischen den Ländern kaum unterscheiden. Die Gestehungskosten aus MENA-Fuels hingegen sind bei Standorten mit geringerer Sonneneinstrahlung wesentlich geringer als bei Standorten mit hoher Sonneneinstrahlung. Zudem fällt auf, dass die Gestehungskosten aus MENA-Fuels generell höher sind als aus dem Fraunhofer PtX-Atlas. Eine Tendenz zu höheren Gestehungskosten könnte durch die tendenziell leicht höheren Annahmen zu Investitionskosten kommen. Die Unterschiede sind jedoch nur geringfügig. Als mögliche Hauptursache werden die unterliegenden EE-Potenziale gesehen, die einen signifikanten Einfluss auf die resultierenden Gestehungskosten haben.

Eine Validierung der Wind- und CSP Szenarien anhand des PtX-Atlas ist nicht möglich, da CSP global und Wind in der MENA-Region dort nicht berücksichtigt sind.

## 4.9 Diskussion der Methodik

Die gezeigten Ergebnisse sind mit **Unsicherheiten** behaftet, die sich durch zahlreiche Unsicherheiten von techno-ökonomischen Annahmen und Inputdaten aufsummieren können. Die Ergebnisse sind daher immer mit Blick auf die getroffenen Annahmen und der unterliegenden Methodik zu betrachten. Beispielsweise hat das gewählte Wetterjahr einen Einfluss auf die Auslegung des Modells. Jahre mit mehr oder weniger Wetterschwankungen und Extremwetterereignissen können andere Potenziale und Gestehungskosten aufweisen. In dieser Arbeit wurde ein möglichst repräsentatives Jahr gewählt, sodass sich nur möglichst geringe Abweichungen ergeben. Auch die Annahmen zur Flächenverfügbarkeit sind unsicher, welche einen Einfluss auf die Gesamtpotenziale für EE-Strom und Synfuels haben. Flächen verändern sich z. B. durch Bautätigkeit, Waldbrände, Wüstenbildung, Renaturierungen etc., so dass sich die Verfügbarkeit von Flächen für die Nutzung Erneuerbarer Energieträger künftig ändern können. Vor allem haben auch die Nutzungsfaktoren nach Landbedeckungstyp einen hohen Einfluss auf die Gesamtpotenziale und stellen somit eine große Unsicherheit dar.

Mit DAC kann CO<sub>2</sub> auch unabhängig von Produktionsstätten der Industrie gewonnen werden. Die in Kapitel 4.8.7 gezeigte Erhöhung der Kostenanteils könnte jedoch durch andere Vorteile der Luftabscheidung reduziert werden. Es fallen beispielsweise mit

DAC die Transportwege für CO<sub>2</sub> komplett weg, da eine DAC-Anlage direkt am Standort der FT-Synthese betrieben werden kann. Zudem fällt beim DAC-Verfahren Wasser als Abfallprodukt an. Dieses kann direkt für die Wasserelektrolyse genutzt werden und spart Kosten für anderweitige Wasserbeschaffung ein. Dies ist vor allem in der MENA-Region von Vorteil, in der ohnehin Wassermangel herrscht.

Die gezeigten Ergebnisse geben lediglich eine Größenordnung der Gestehungskosten. Darüber hinaus besteht das Potenzial, niedrigere Gestehungskosten durch Systemoptimierung zu erzielen. Unberücksichtigte **Infrastrukturen** wie Raffinerien und Übertragungsnetzte könnten einen Beitrag leisten, Kosten zu reduzieren. Durch einen EE-Strommix aus **EE-Hybridanlagen** besteht das Potenzial, den hohen Anteil an Speicherkosten weiter zu senken. Zudem können – wie sich an den Ergebnissen gezeigt hat – auch Kosten für die **Stromübertragung** eingespart werden, indem die Batterie auf Erzeugerseite platziert wird.

Außerdem wurde für die Modellierung ein **Inselsystem** angenommen, das Strom weder ins Netz einspeist noch vom Netz bezieht. Durch eine Netzanbindung von Elektrolyseur und EE-Anlage könnte ein Netto-Null-Betrieb realisiert werden, mit dem die EE-Anlage die gleiche Menge ins Netz einspeist wie der Elektrolyseur aus dem Netz bezieht, vorausgesetzt das Netz ist in der Lage, geeignete Mengen an Grünstrom zu liefern. Ansonsten würden die PtX-Anlagen mit Graustrom betrieben, also evtl. auch mit einem erheblichen Anteil an fossilem Strom, was dem übergeordneten Ziel des Projekts zur Defossilisierung widersprechen würde. Jedoch ermöglicht diese Betriebsweise eine höhere Auslastung und somit Kostenreduzierung von Elektrolyse und FT-Synthese sowie Kostenersparnisse für Batterie, TES und Wasserstoffspeicher.

In dieser Kosten-Potenzial-Analyse für Synfuels wurde die PEM-Elektrolyse in Kombination mit einer FT-Synthese als Pfad der Kraftstoffherstellung gewählt. **Andere PtX-Technologien** führen durch veränderte technologische und ökonomische Parameter zu anderen Kraftstoffpotenzialen und Gestehungskosten. Beispielsweise könnte eine höhere Effizienz der Wasserelektrolyse den elektrischen Energiebedarf und somit den hohen Kostenanteil der EE-Anlage reduzieren. Auch können die Potenziale durch effizientere Technologien steigen.

Zur Ermittlung der Exportpotenziale wurden die **Eigenbedarfe** der MENA-Länder berücksichtigt. Dabei wurde zur Maximalabschätzung des Effekts des Eigenbedarfs die Werte aus dem Szenario herangezogen, die im Vergleich zu den anderen Szenarien den höchsten Eigenbedarf aufweisen. Mit anderen Energieszenarien können durchaus höhere günstige Exportpotenziale verbleiben.

Die **Nutzungsfaktoren nach Landbedeckungstyp** wurden gleichmäßig über die Fläche angewandt. Somit werden Potenziale anhand von Landflächen ermittelt, die aufgrund ihrer meteorologischen Bedingungen vorteilhaft und nachteilhaft sein können. Wird die Obergrenze zur Nutzung eines bestimmten Landbedeckungstyps nicht gleichmäßig über die Fläche, sondern z. B. länderweise festgelegt, so können mehr Landflächen mit geeigneteren Bedingungen genutzt werden. Dies kann durchaus zu höheren günstigen Potenzialen führen.

In dieser Arbeit wurde für die Stromübertragung eine **HVDC-Leitung** angenommen, welche sich vor allem wegen geringen elektrischen Verlusten für lange Übertragungs-

strecken eignet. Jedoch sind Investitionskosten für die dafür benötigten DC-Stromrichterstationen relativ hoch. Daher haben HVAC-Leitungen für kurze Übertragungstrecken einen Kostenvorteil. Der Kostenanteil der Stromübertragung für Standorte in der Nähe der hafennahen PtL-Anlage würde durch die Verwendung einer HVAC-Leitung durchaus geringer ausfallen.

Die Kraftstoffgestehungskosten sind zum einen von den lokalen EE-Potenzialen und zum anderen den inländischen Transportkosten abhängig. Ein vorteilhaftes EE-Potenzial kann die hohen Kosten von EE-Anlage, Energie- und Wasserstoffspeicher deutlich reduzieren. Im Landesinneren ergeben sich trotz höherer Transportkosten teilweise geringere Gestehungskosten für Kraftstoff. In der Kosten-Potenzial-Analyse wurde für die Produktionsstandorte die Strategie *Harbor-site* gewählt, mit der sich die PtL-Anlage in Hafennähe befindet. Mit anderen Strategien ergeben sich andere **Transportstrukturen**, die die Gestehungskosten und somit auch die Lage der kostengünstigen Hotspots beeinflussen. Außerdem können sich die Hotspots durch veränderte Annahmen zu Transportkosten leicht verschieben.

Die Gestehungskosten für FT-Kraftstoff aus PV- und CSP-Strom liegen sehr nah beieinander. Gegenüber PV hat CSP jedoch Vorteile, welche nicht innerhalb der Kostenmodellierung abgebildet werden und sich daher nicht bemerkbar machen können. Die Dampfturbine der CSP-Anlagen kann mit einem Backup-Brenner betrieben werden, der auf Biomasse, fossile oder ggf. synthetische Brennstoffe zurückgreift. Die Möglichkeit des Backup-Betriebs ermöglicht eine Erhöhung der gesicherten Leistungen (Kapazitätsvergütung) und trägt zur **Netzstabilität** bei. Gesicherte Leistung und Regenergie können eine entscheidende Rolle im Energiesystem spielen.

Die ermittelten **Stromgestehungskosten mit CSP** liegen über den Gestehungskosten mit PV. Dabei sind die Mehrkosten im Falle von CSP hauptsächlich darauf zurück zu führen, dass bei den Stromgestehungskosten mit CSP bereits Speicherkosten mit berücksichtigt sind. Dahingehend sind Speicher bei der Berechnung der Gestehungskosten für PV-Strom nicht berücksichtigt, weshalb von einer höheren Leistungsschwankungen auszugehen ist.

#### 4.10 Zusammenfassung der Ergebnisse

**Große Erzeugungspotenziale für EE-Strom:** Die technischen Erzeugungspotenziale für EE-Strom wurde unter Berücksichtigung von Ausschlussflächen, Flächennutzungsfaktoren und technologischen Charakterisierungen der installierten Anlagen bestimmt. Für die gesamte MENA-Region berechnet sich eine mögliche Stromerzeugung von 410.000 TWh mit PV, 180.000 TWh mit CSP und 44.000 TWh mit Windenergie im Jahr 2050. Auch wenn die Beiträge je MENA-Land sehr unterschiedlich sind, weisen nahezu alle MENA-Länder bedeutende EE-Erzeugungspotenziale mit geringen Gestehungskosten auf und kommen damit zur strombasierten Brenn- und Kraftstoffherstellung in Frage.

**Große Erzeugungspotenziale für FT-Kraftstoff:** Mit sehr großen EE-Erzeugungspotenzialen gehen entsprechend sehr große Erzeugungspotenziale für FT-Kraftstoff einher. In der gesamten MENA-Region berechnet sich eine mögliche Erzeugung von 140.000 TWh mit PV, 47.000 TWh mit CSP und 15.000 TWh mit Windenergie im Jahr 2050.

**Große Exportpotenziale für FT-Kraftstoff:** Selbst nach Abzug des gesamten Synfuel- und Strombedarfs der MENA-Länder sind die Exportpotenziale sehr groß. Zum Vergleich: Die Exportpotenziale für FT-Kraftstoff im Jahr 2050 sind um den Faktor 10 (aus Wind) bis Faktor 210 (aus Solar) höher als der Bedarf für konventionelle Kraftstoffe in Europa bei einer breiten Variation der Antriebstechnologien. Betrachtet man nur die Versorgung Deutschlands, sind die Faktoren noch einmal um das 5,6-fache höher.

**Erzeugungspotenziale nehmen langfristig zu:** Die Betrachtung der verschiedenen Zeithorizonte zeigt, dass die Erzeugungspotenziale langfristig zunehmen. So sind im Jahr 2050 die Erzeugungspotenziale für EE-Strom im Durchschnitt um 3 % und für FT-Kraftstoff um 24 % höher als noch im Jahr 2030. Dies lässt sich durch höhere technologische Effizienzen bei gleichem Flächenbedarf erklären.

**Hohe günstige Exportpotenziale für FT-Kraftstoff:** Bei Entwicklung der Investitionsbedingungen nach dem business-as-usual Szenario lassen sich im Jahr 2050 ca. 39.000 TWh FT-Kraftstoff aus PV-Strom und 8.000 TWh aus CSP-Strom für unter 200 €/MWh erzeugen. Die Erzeugungspotenziale für FT-Kraftstoff dieser Kostenkategorie aus Windstrom sind durch eine geringe Windleistung deutlich niedriger und liegen bei ca. 64 TWh.

**Langfristig niedrige Gestehungskosten für FT-Kraftstoff:** Unter der Annahme von mittleren Investitionskosten ergeben sich im Jahr 2030 Gestehungskosten ab 204 €/MWh mit PV, 196 €/MWh mit CSP und 269 €/MWh mit Windenergie für die günstigsten Standorte der gesamten MENA-Region bei positiver Risikoentwicklung. Langfristig ergeben sich durch höhere Effizienzen und niedrigere Investitionskosten niedrigere Gestehungskosten. Im Jahr 2050 sind Gestehungskosten ab 125 €/MWh mit PV, 124 €/MWh mit CSP und 168 €/MWh mit Windenergie möglich. Die minimalen Gestehungskosten des Exportpotenzials für EE-Strom sind im Jahr 2050 im Durchschnitt um 34 % und für FT-Kraftstoff um 37 % niedriger als noch im Jahr 2030.

**Investitionsrisiken haben signifikanten Einfluss auf Gestehungskosten:** Aufgrund des hohen Kostenanteils für die EE-Anlage korrelieren die Gestehungskosten für FT-Kraftstoff stark mit den Gestehungskosten für EE-Strom, welche wiederum stark von den lokalen meteorologischen Bedingungen beeinflusst sind. Neben dem Einfluss der lokalen meteorologischen Bedingungen hat die länderspezifische Risikobewertung und das daraus resultierende Investitionsrisiko einen hohen Einfluss auf die Gestehungskosten sowohl für EE-Strom als auch für FT-Kraftstoff.

In den Szenarien ohne Berücksichtigung von länderspezifischen Investitionsrisiken weisen die Erzeugungspotenziale für FT-Kraftstoff aus Solarstrom nahezu alle der untersuchten Länder, aber vor allem in Oman, Jemen, Saudi-Arabien, Maghreb ohne Alg/Tun und Ägypten niedrige Gestehungskosten auf. Für FT-Kraftstoff nur aus PV-Strom zeigt zusätzlich Iran günstige Erzeugungspotenziale. Für FT-Kraftstoff nur aus CSP-Strom zeigt zusätzlich Libyen günstige Potenziale. Aus Windstrom ergeben sich vor allem in Maghreb ohne Alg/Tun, Iran, Ägypten, Libyen, Algerien und Saudi-Arabien günstige Erzeugungspotenziale. Somit gibt es in Algerien, Ägypten, Iran, Libyen, Saudi-Arabien und insbesondere Maghreb ohne Alg/Tun sowohl aus Solar- als auch

aus Windstrom sehr günstige Potenziale für FT-Kraftstoff. Diese Länder könnten sich daher besonders gut für EE-Hybridstandorte eignen.

In den Szenarien mit Berücksichtigung von länderspezifischen Investitionsrisiken zeigen sich sowohl bei negativer als auch bei positiver Entwicklung günstige Erzeugungspotenziale von FT-Kraftstoff aus PV- und CSP-Strom in Saudi-Arabien, den Vereinigten Arabischen Emiraten, Katar, Oman, Maghreb ohne Alg/Tun und Kuwait. Für FT-Kraftstoff aus Windstrom bestehen günstige Gesteungskosten in Maghreb ohne Alg/Tun, Saudi-Arabien und Kuwait. Somit gibt es in Saudi-Arabien, Maghreb ohne Alg/Tun und Kuwait sowohl aus Solar- als auch aus Windstrom günstige Potenziale für FT-Kraftstoff. Diese Länder könnten sich daher besonders gut für EE-Hybridstandorte eignen.

Es wird außerdem deutlich, dass die Gesteungskosten für FT-Kraftstoff in Ländern mit hohen Investitionsrisiken im Gegensatz zu den Gesteungskosten ohne Berücksichtigung von Investitionsrisiken höher liegen und daher die günstigen Potenziale vor allem in Ländern wie Libyen, Ägypten, Iran und Jemen wegfallen.

**Exportpotenziale vorwiegend aus großen Flächenländern:** Zur Ermittlung des Exportpotenzials wird der Eigenbedarf der MENA-Länder berücksichtigt. Somit kommt das Exportpotenzial für Kraftstoff vorwiegend aus den großen Flächenländern. In kleinen Ländern (insbesondere Bahrain und Libanon, aber auch Katar, Kuwait und die Vereinigten Arabischen Emirate) wird das eigene Erzeugungspotenzial in 100 %-EE-Szenarien überschritten bzw. nahezu vollständig oder zu einem großen Teil für den Eigenbedarf benötigt.

**Kraftstoffherzeugung meist aus Solarstrom:** Die Ergebnisse zeigen außerdem, dass die Kraftstoffherstellung mit Solarstrom (PV oder CSP) in den meisten Regionen deutlich günstiger ist gegenüber der Kraftstoffherstellung mit Windstrom. Dennoch gibt es einzelne Regionen vor allem in Maghreb ohne Alg/Tun, in denen die Kraftstoffherstellung mit Windstrom die günstigste Option ist.

**Größter Kostenanteil für Kraftstoffherzeugung ist EE-Strom:** Die Ergebnisse geben außerdem einen Einblick in die Kostenanteile der Systemkomponenten des PtL-Prozesses zur Erzeugung von FT-Kraftstoff. Über die EE-Technologien hinweg fällt der größte Teil der Kosten mit 43 bis 57 % auf die EE-Anlage. Vor allem die spezifischen Investitionskosten der EE-Anlagen haben daher einen signifikanten Einfluss auf die resultierenden Kraftstoffgestehungskosten. Auch die Speicherkomponenten (Batterie, TES und Wasserstoffspeicher) haben mit durchschnittlich ca. 16 bis 20 % einen großen Kostenanteil. Die Speicherkomponenten werden hauptsächlich genutzt, um minimal erforderliche Teillasten von PEM-Elektrolyse und FT-Synthese zu gewährleisten und nicht um die Anzahl der Volllaststunden zu erhöhen. Der Kostenanteil für die PEM-Elektrolyse liegt bei 7 bis 18 % und für die FT-Synthese inklusive RWGS und Hydrocracking bei 3 bis 5 %. Die Infrastrukturkosten (Stromübertragungsleitungen) liegen bei ca. 3 bis 9 %. Die berücksichtigten Kosten für die Wasserentsalzung und die CO<sub>2</sub>-Abscheidung betragen 3 bis 5 %. Es zeigt sich, dass der inländische Transport (Stromübertragung) und die Wasserbereitstellung einen relativ geringen Anteil haben. Der Kostenanteil für CO<sub>2</sub> ist mit der Abscheidung aus Zementwerken ebenso sehr gering. Wird das Verfahren durch Kohlenstoffabscheidung aus der Luft (DAC) ersetzt, erhöht sich dieser Anteil in etwa um das 6,5-fache.

## 5 Literaturverzeichnis

### Zitierte Literatur

- Agora Energiewende (Hrsg.) (2021). Making renewable hydrogen cost-competitive (Study): Policy instruments for supporting green H<sub>2</sub>.
- Child, M., Kemfert, C., Bogdanov, D., Breyer, C. (2019). Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe. *Renewable Energy*, 139, 80–101. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.077>
- Daza, Y. A., Kuhn, J. N. (2016). CO<sub>2</sub> conversion by reverse water gas shift catalysis: comparison of catalysts, mechanisms and their consequences for CO<sub>2</sub> conversion to liquid fuels.
- DLR (2007). AQUA-CSP: Concentrating Solar Power for Seawater Desalination. <https://www.dlr.de/tt/Portaldaten/41/Resources/dokumente/institut/system/projects/aqua-csp/AQUA-CSP-Full-Report-Final.pdf>
- Fasihi, M., Bogdanov, D., Breyer, C. (2016). Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. *Energy Procedia*, 99, 243–268. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.115>
- Fasihi, M., Breyer, C. (2020). Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants. *Journal of Cleaner Production*, 243, 118466. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118466>
- Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft, Energiesystemtechnik (2020). globaler PtX-Atlas. <https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/>
- Giuliano, S., Puppe, M., Schenk, H., Hirsch, T., Moser, M., Fichter, T., Kern, J., Trieb, F., Engelhard, M., Hurler, S., Weigand, A., Brakemeier, D., Kretschmann, J., Haller, U., Klinger, R., Breyer, C., Afanasyeva, S. (2016). Thermvolt - Systemvergleich von solarthermischen und photovoltaischen Kraftwerken für die Versorgungssicherheit. <https://elib.dlr.de/119238>
- Hu, W. (2019). Potential analysis of industrial CO<sub>2</sub> sources for the provision of synthetic fuels [Masterthesis]. Universität Stuttgart, Stuttgart.
- Industry About (2019). World - Cement Industry Map. <https://www.industryabout.com/world-cement-industry-map>
- International Energy Agency (Hrsg.) (2019). The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities [Report prepared by the IEA for the G20, Japan].
- König, D. H., Baucks, N., Dietrich, R.-U., 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>
- Leeson, D., Mac Dowell, N., Shah, N., Petit, C., Fennell, P. S. (2017). A Techno-economic analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron and steel, cement, oil refining and pulp and paper industries, as well

- as other high purity sources. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 61, 71–84. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.03.020>
- Maritime Safety Information (Hrsg.) (2020). *World Port Index*. <https://msi.nga.mil/Publications/WPI>
- Moser, M. (2014). *Combined Electricity and Water Production based on Solar Energy [Doktorarbeit]*. Universität Stuttgart, Stuttgart. <https://doi.org/10.18419/opus-2365>
- Prognos (Hrsg.) (2019). *Flexibilitäts-Optionen für die Energiewende – und ihr Einsatz: Impuls für die AG „Flexibilität“ beim Bayerischen Energiegipfel München*.
- Runge, P., Sölch, C., Albert, J., Wasserscheid, P., Zöttl, G., Grimm, V. (2018). *Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035*. Vorab-Onlinepublikation. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.023>
- Sander, D., Köhler, F. (2021). *Betrachtung der Gesteungskosten von grünem Wasserstoff [Bericht Forschungsprojekt]*. Fachhochschule Erfurt, Erfurt.
- Scholz, Y. (2012). *Renewable energy based electricity supply at low costs: Development of the REMix model and application for Europe [Doktorarbeit]*. Universität Stuttgart, Stuttgart. <https://doi.org/10.18419/opus-2015>
- Siemens (2018). *SILYSER 300: Die nächste Dimension der PEM-Elektrolyse*. <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public/1524040818.abae9c1e48d6d239c06d88e565a25040ed2078dc.ctree-18-047-db-silyzer-300-db-de-en-rz.pdf>
- Skagestad, R., Normann, F., Garðarsdóttir, S. Ó., Sundqvist, M., Anheden, M., Eldrup, N. H., Ali, H., Haugen, H. A., Mathisen, A. (2017). *CO<sub>2</sub>stCap - Cutting Cost of CO<sub>2</sub> Capture in Process Industry*. *Energy Procedia*, 114, 6303–6315. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1767>
- 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)
- Stetter, D. (2014). *Enhancement of the REMix energy system model: Global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation [Doktorarbeit]*. Universität Stuttgart, Stuttgart. <https://doi.org/10.18419/opus-6855>
- Stuttgart Research Initiative on Integrated Systems Analysis for Energy (Hrsg.) (2018). *Energiesystemanalyse Baden-Württemberg [STRise]*. <https://elib.dlr.de/126728>
- Worrell, E., Price, L., Martin, N., Hendriks, C., Meida, L. O. (2001). *Carbon Dioxide Emissions from the Global Cement Industry*. *Annual Review of Energy and the Environment*. Vorab-Onlinepublikation. <https://doi.org/10.1146/annurev.energy.26.1.303>

## 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, IZES).
- 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).

## 6 Anhang

### 6.1 Verteilung von Teilkosten

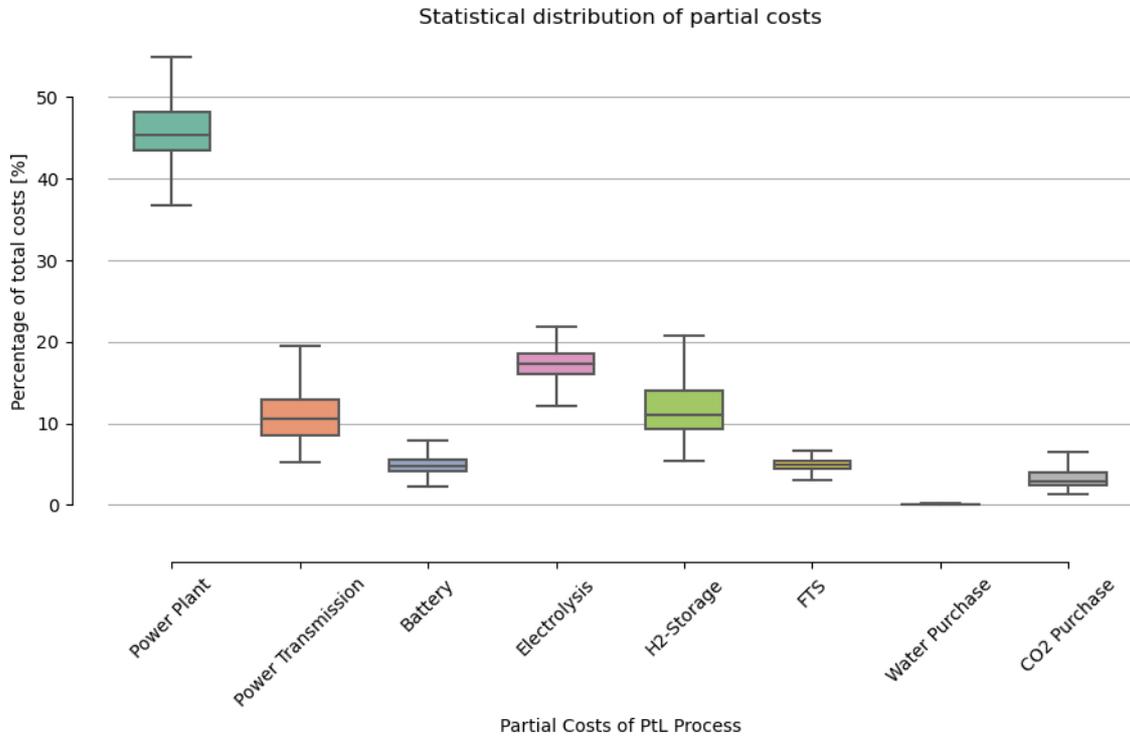


Abb. 6-1 Verteilung der Teilkosten für das Szenario *PV-2040-bau*

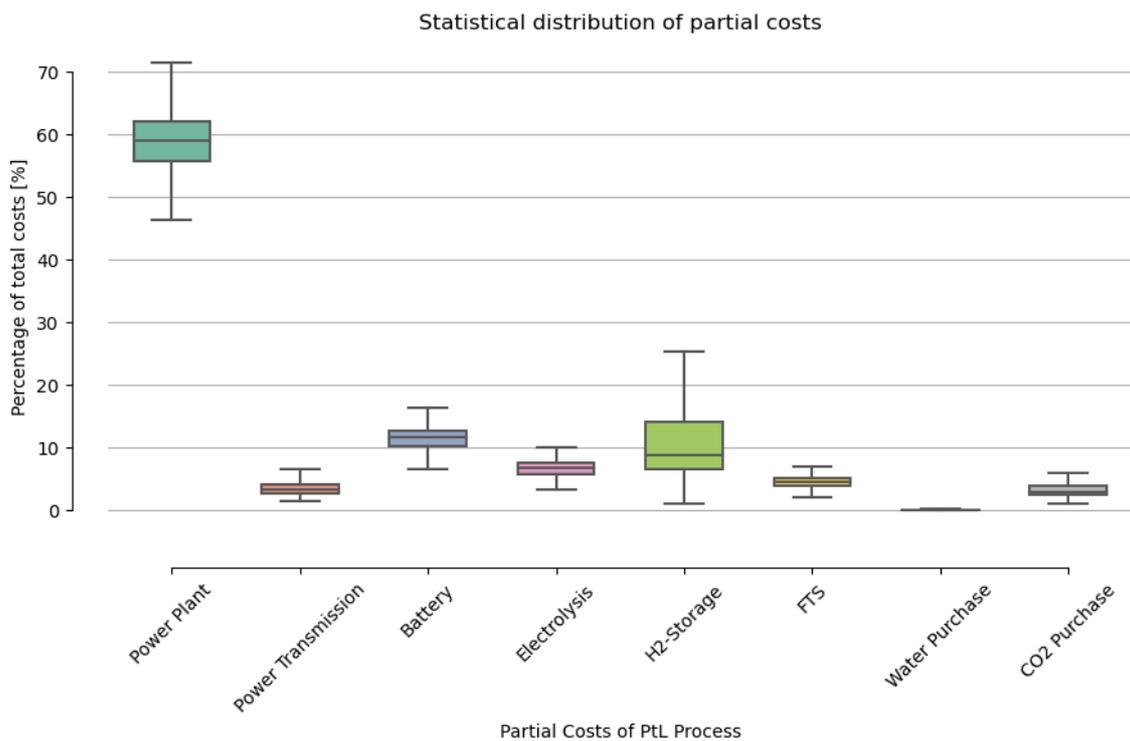


Abb. 6-2 Verteilung der Teilkosten für das Szenario *CSP-2040-bau*

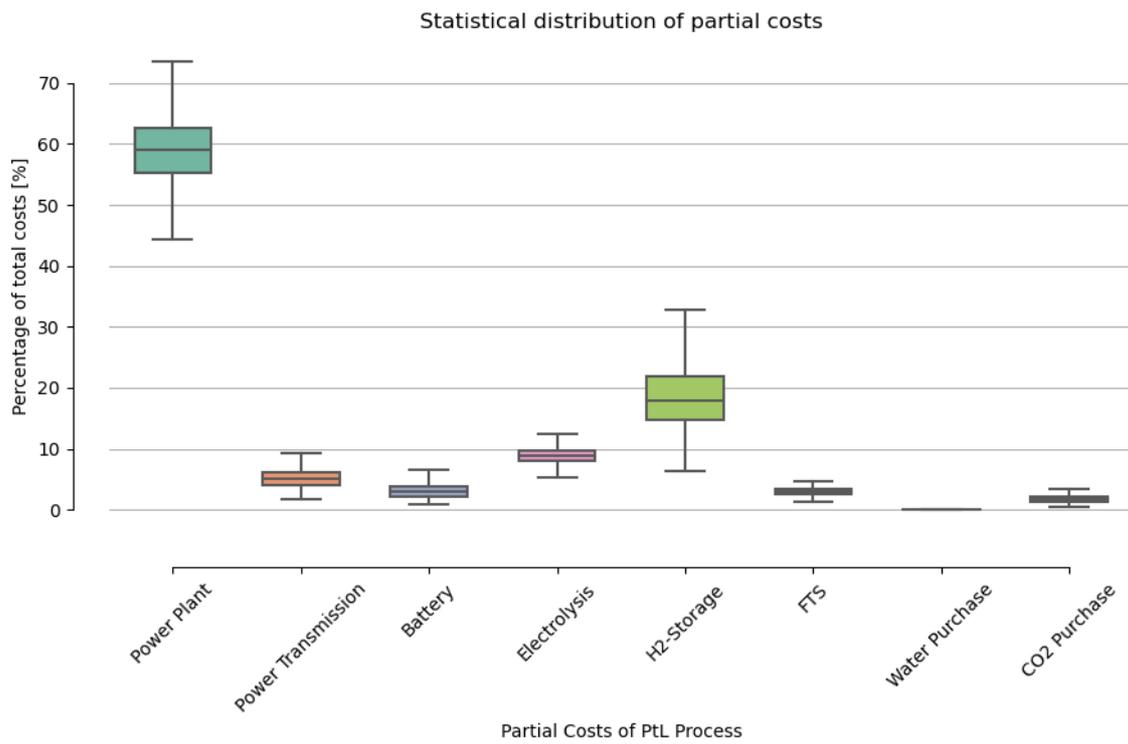


Abb. 6-3 Verteilung der Teilkosten für das Szenario *Wind-2040-bau*

## 6.2 Kosten-Potenziale für EE-Strom

### 6.2.1 Kosten-Potenziale der Cluster

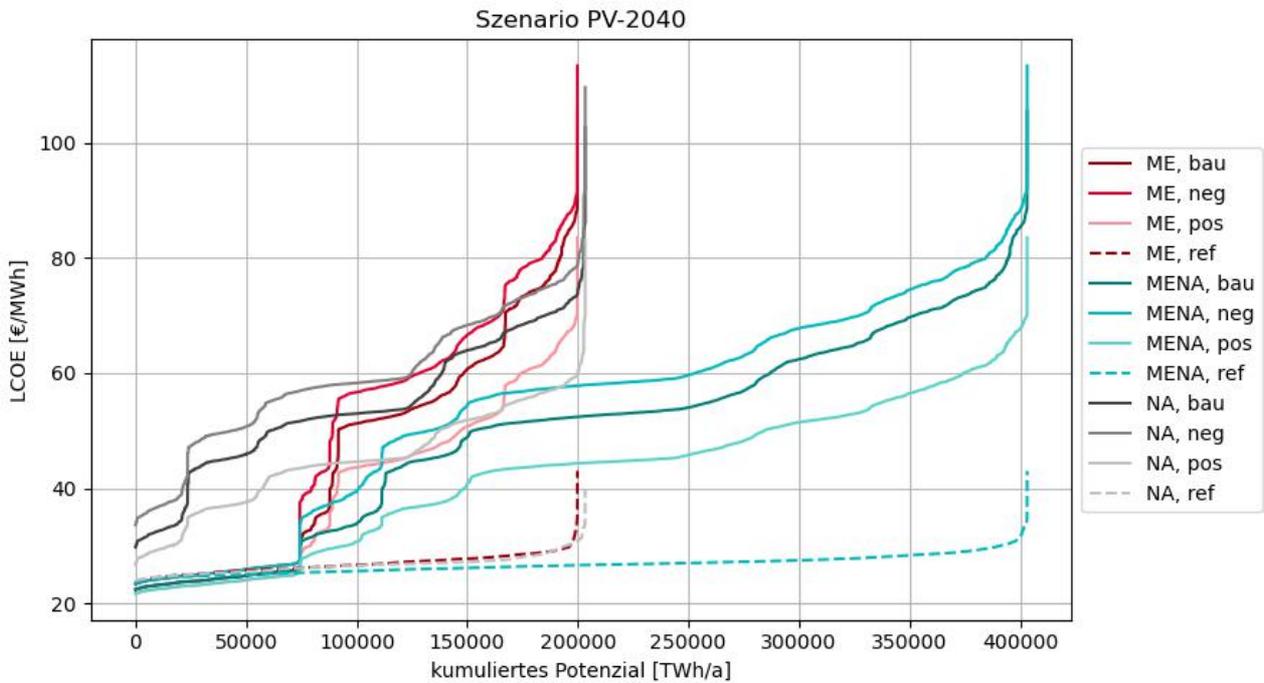


Abb. 6-4 KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario PV-2040

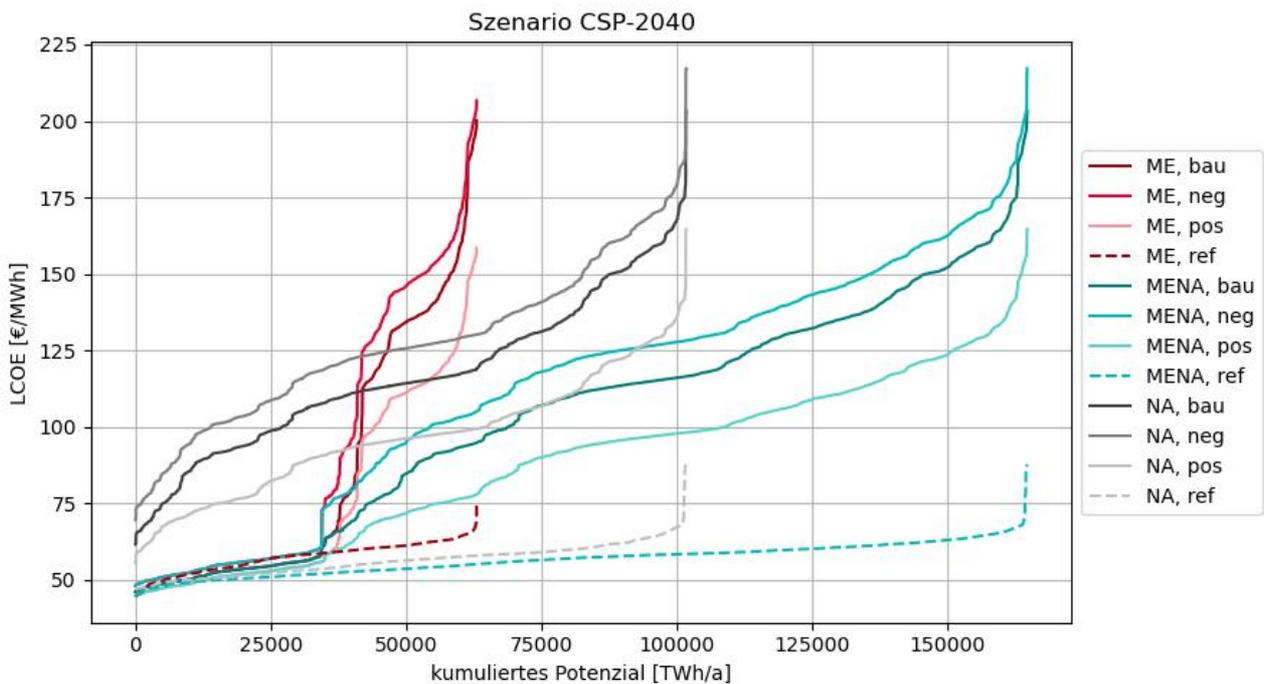


Abb. 6-5 KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario CSP-2040

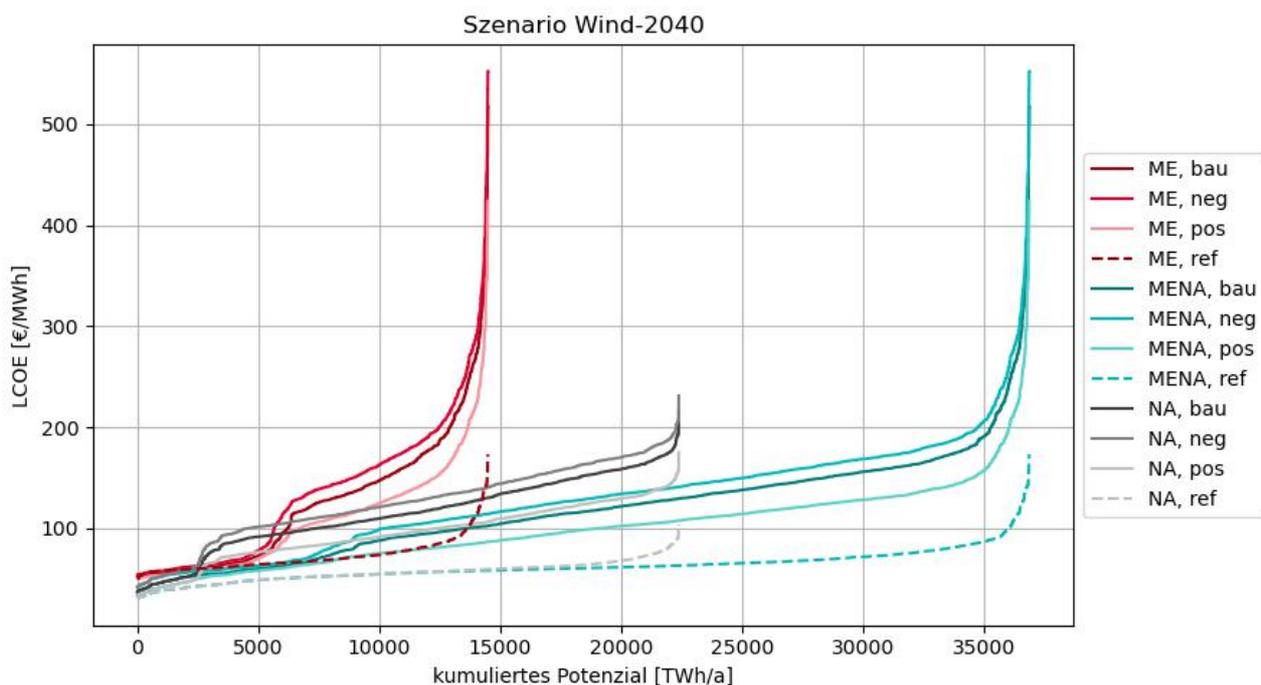


Abb. 6-6 KP-Kurven des Exports für EE-Strom für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario *Wind-2040*

### 6.2.2 Kosten-Potenziale der Länder und Regionen

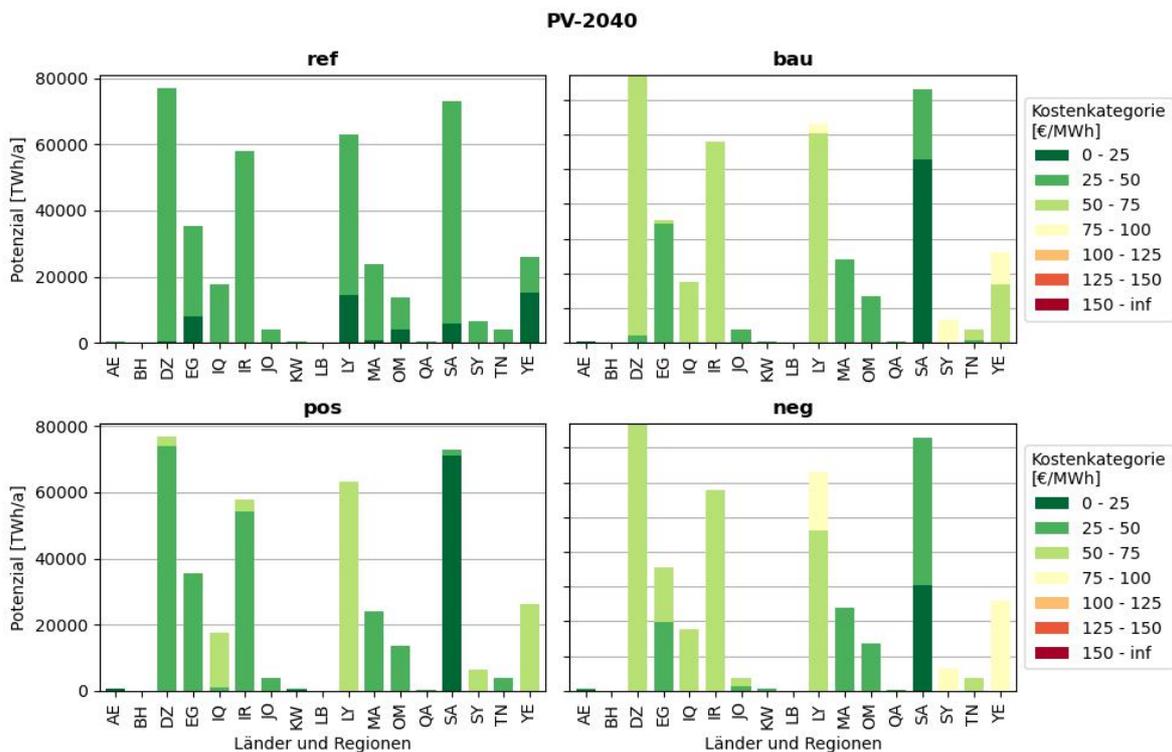
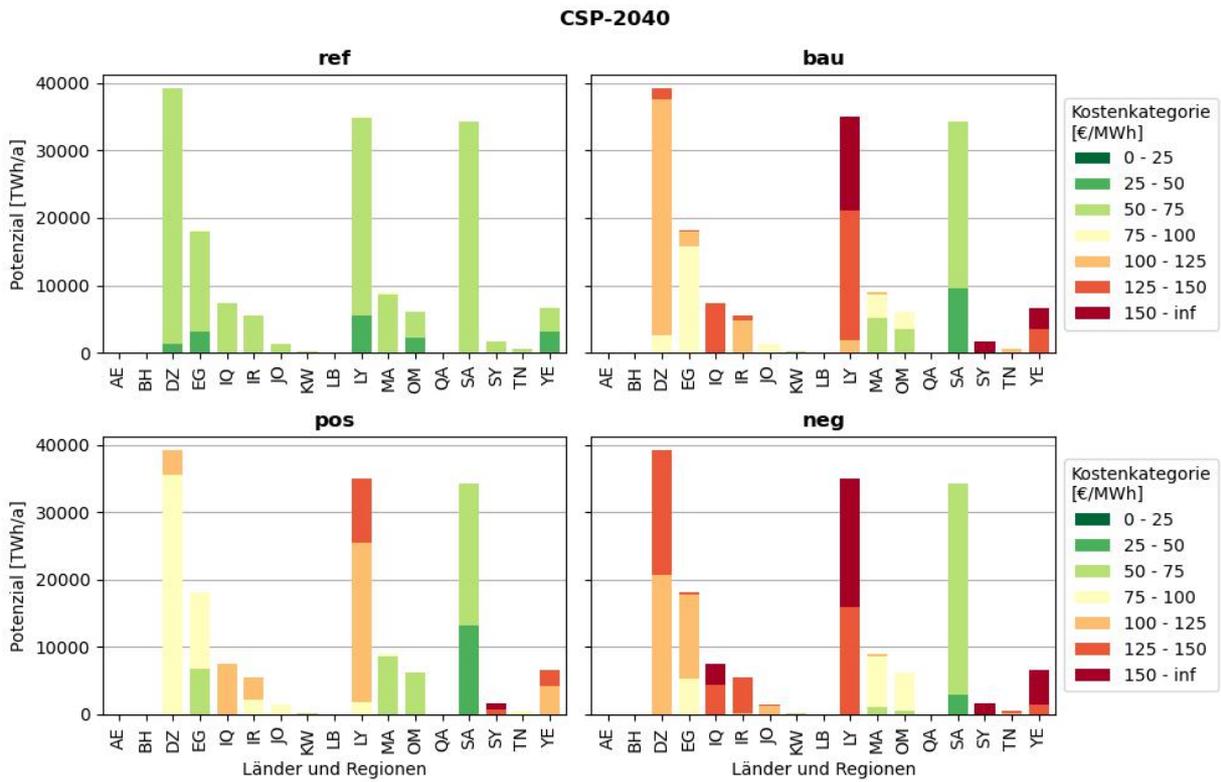
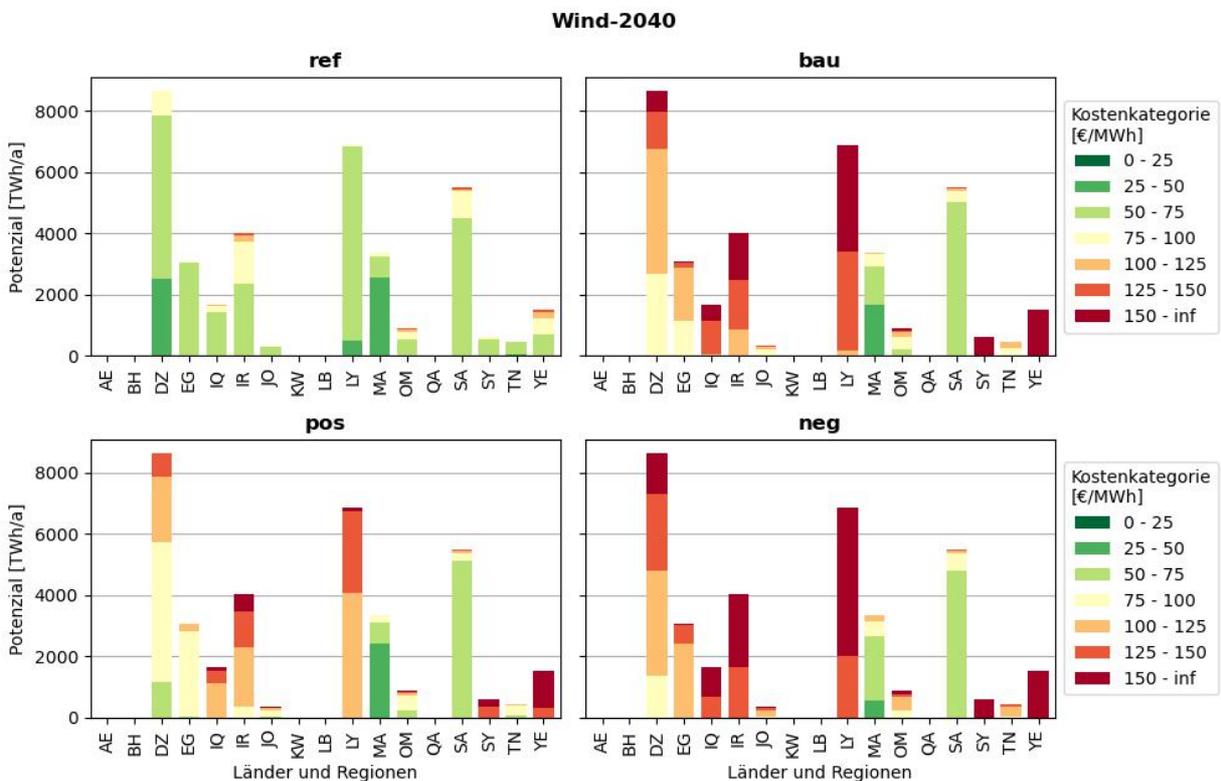


Abb. 6-7 Kosten-Potenziale des Exports EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario *PV-2040*



**Abb. 6-8** Kosten-Potenziale des Exports für EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario *CSP-2040*



**Abb. 6-9** Kosten-Potenziale des Exports für EE-Strom nach Ländern und Regionen im Szenario *Wind-2040*

### 6.3 Kosten-Potenziale für FT-Kraftstoff

#### 6.3.1 Kosten-Potenziale der Cluster

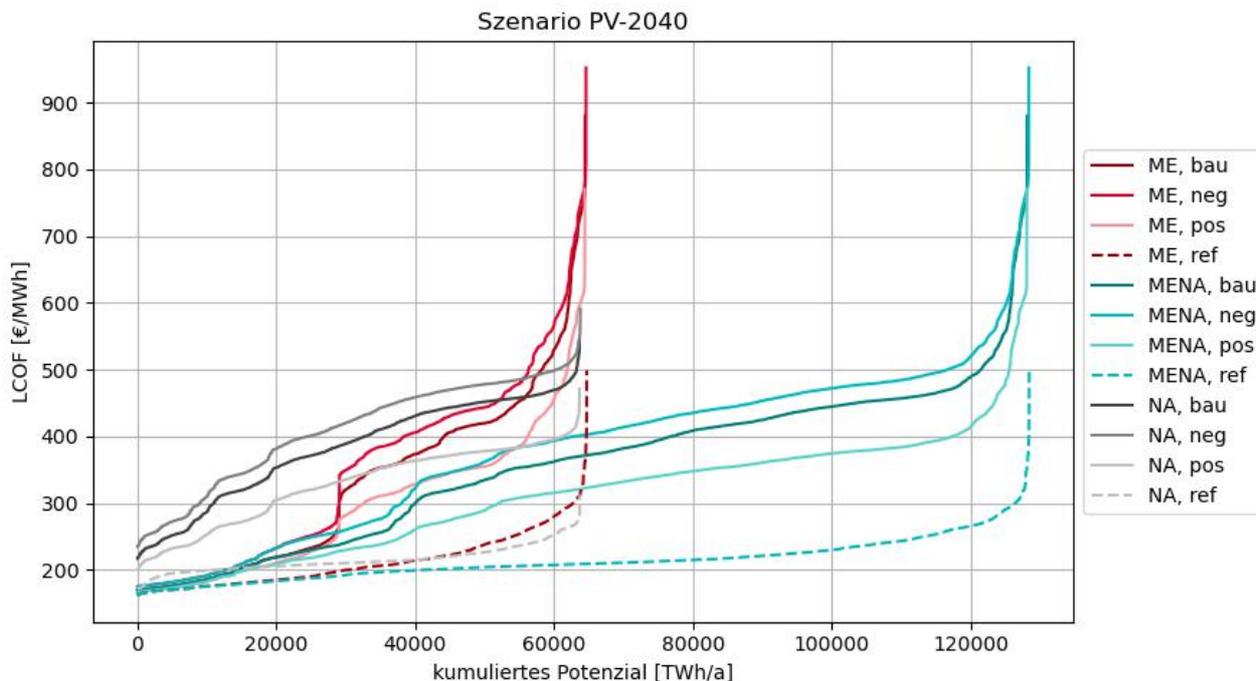


Abb. 6-10 KP-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario PV-2040

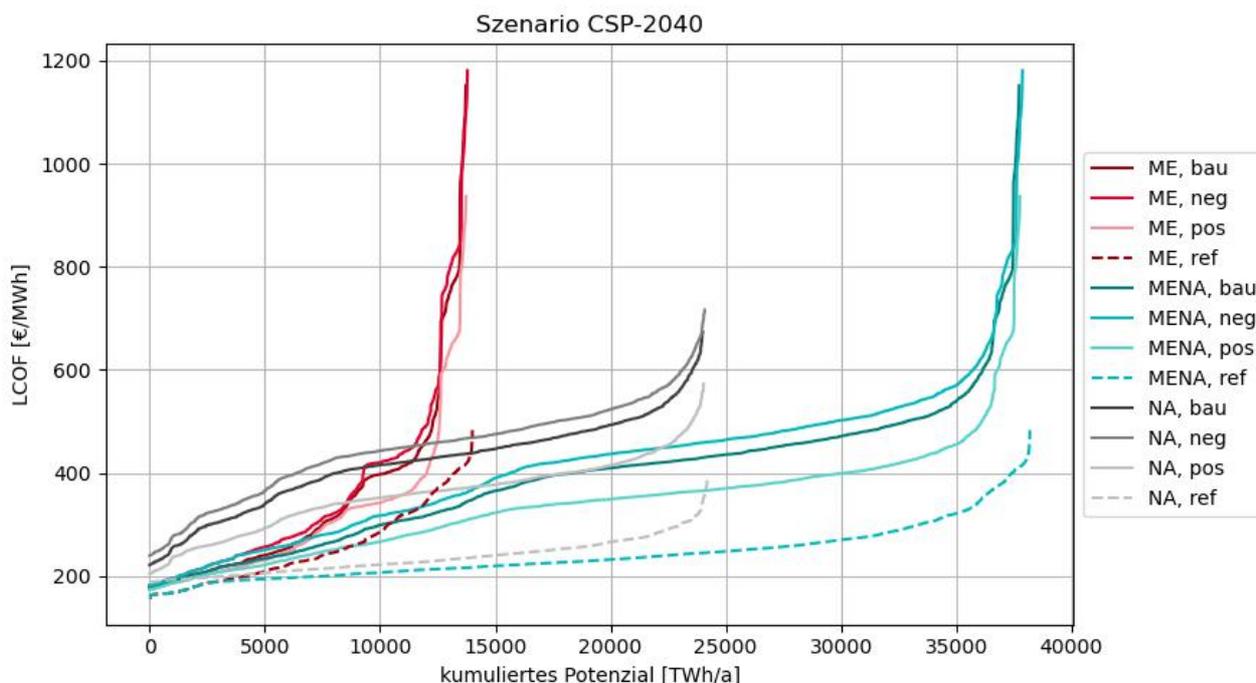


Abb. 6-11 KP-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario CSP-2040

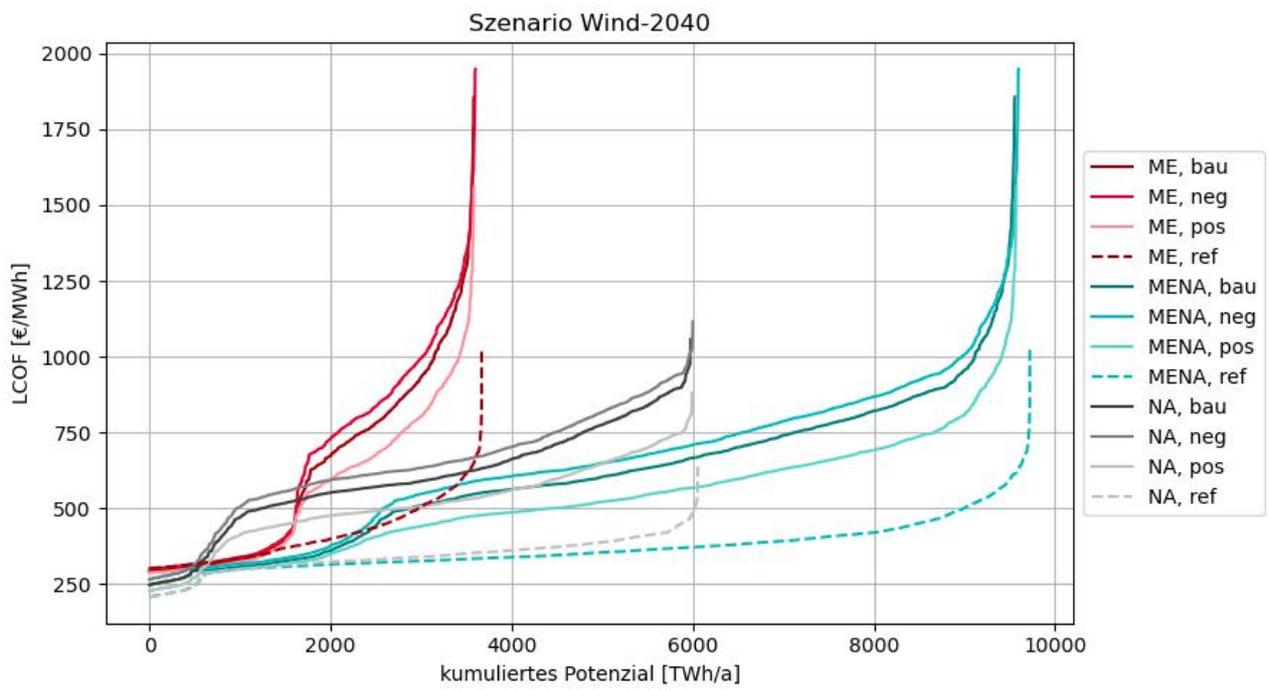
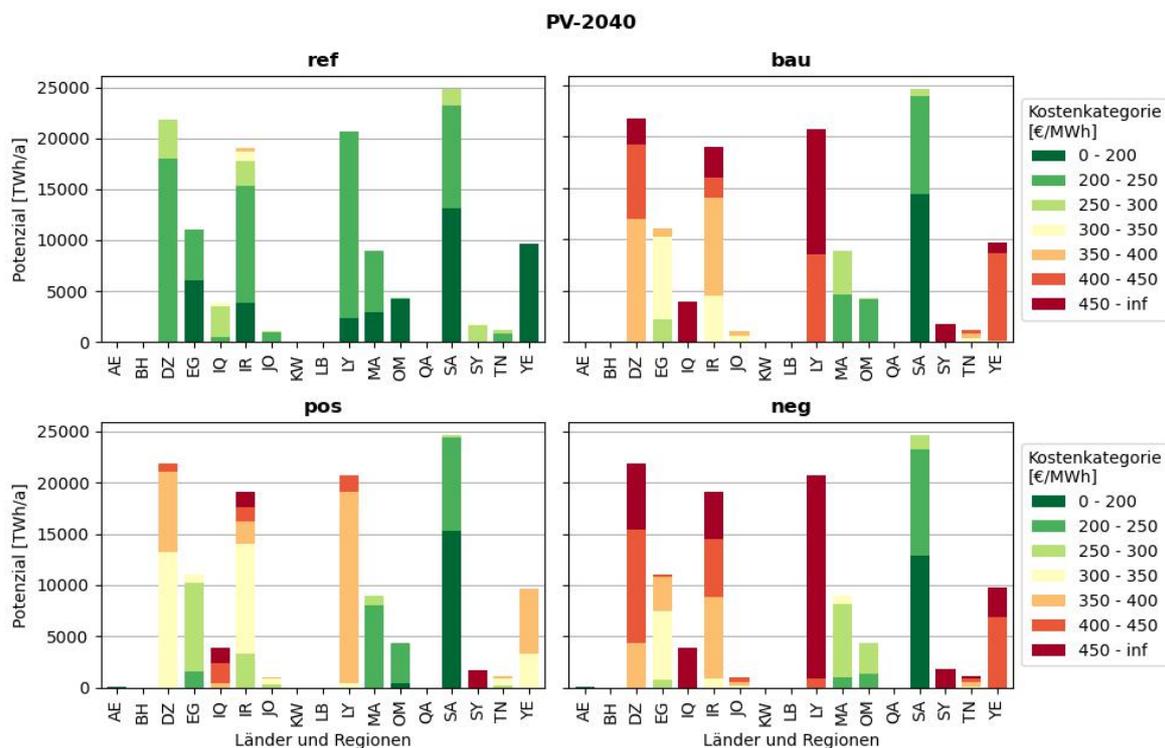
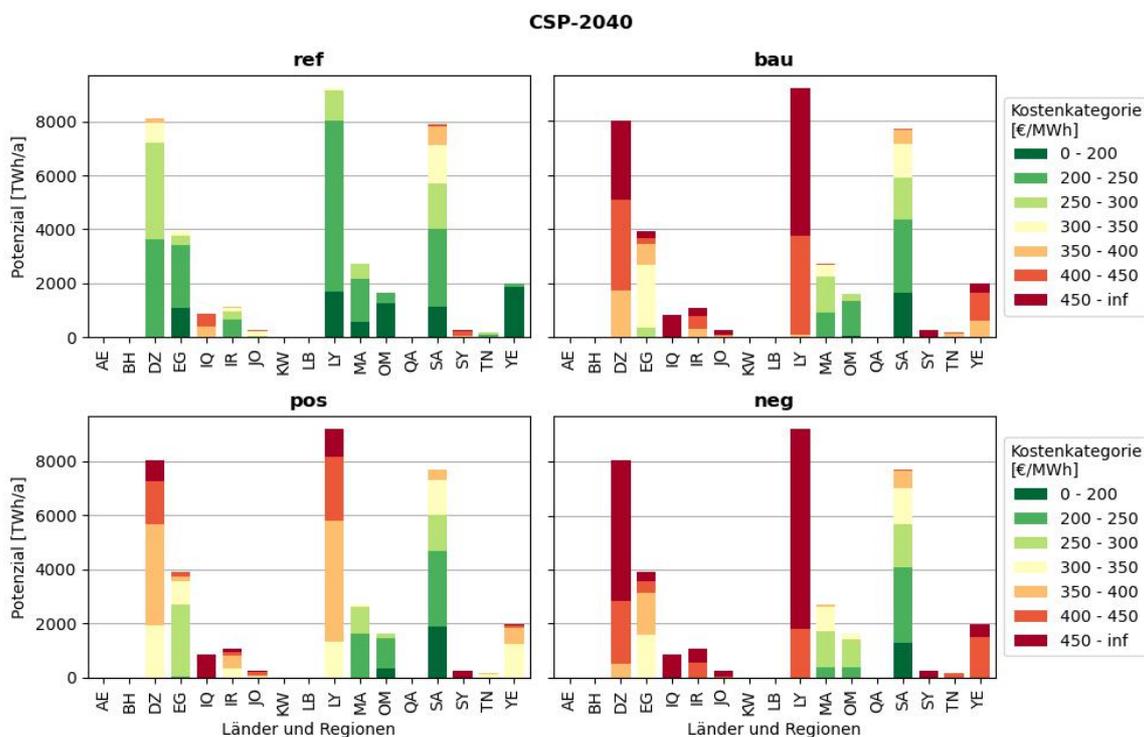


Abb. 6-12 KP-Kurven des Exports für FT-Kraftstoff für MENA, das Cluster ME und Cluster NA im Szenario *Wind-2040*

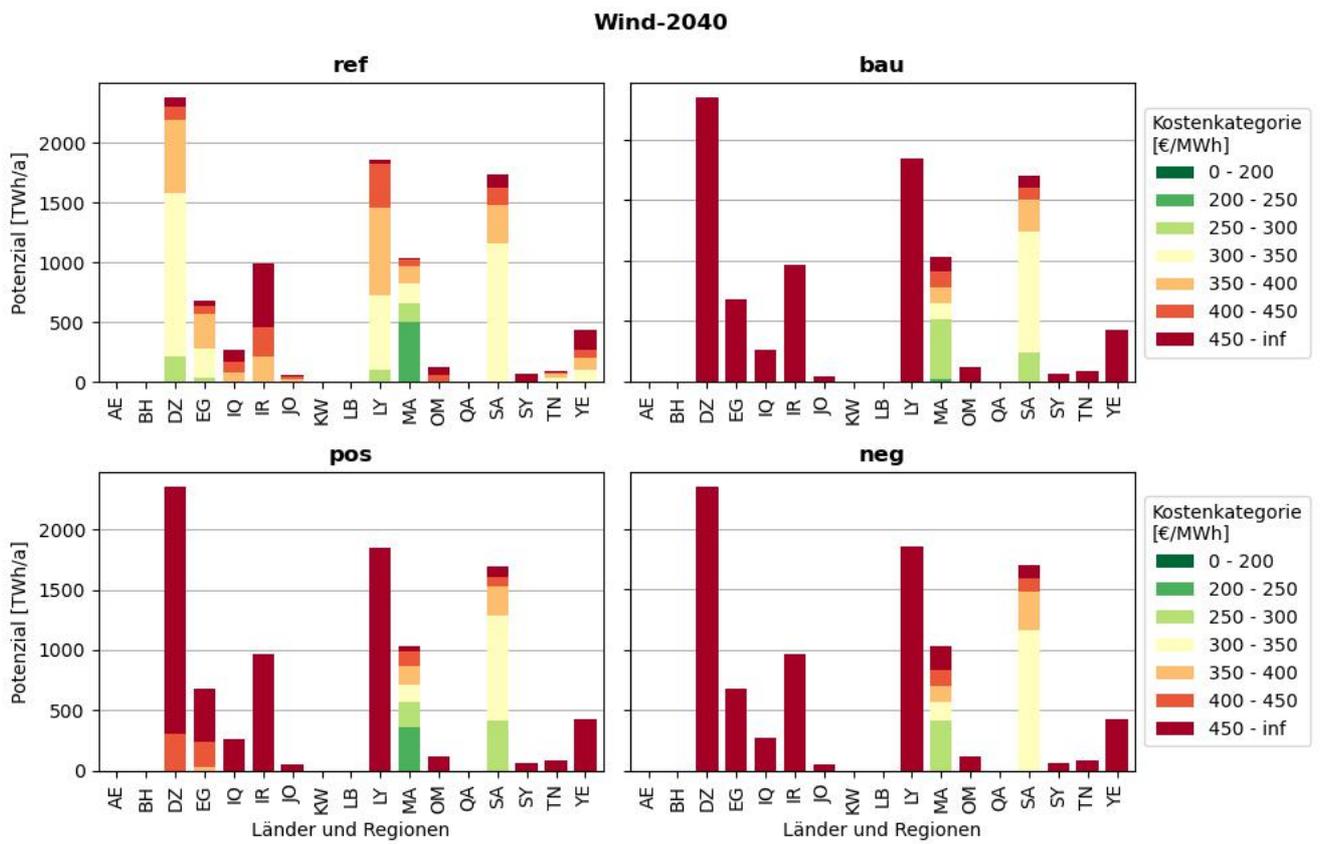
### 6.3.2 Kosten-Potenziale der Länder und Regionen



**Abb. 6-13** Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario *PV-2030*



**Abb. 6-14** Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario *CSP-2040*



**Abb. 6-15: Kosten-Potenziale des Exports für FT-Kraftstoff nach Ländern und Regionen im Szenario *Wind-2040***

## 6.4 Lokale Gestehungskosten für FT-Kraftstoff

### 6.4.1 Ohne Berücksichtigung von Investitionsrisiken

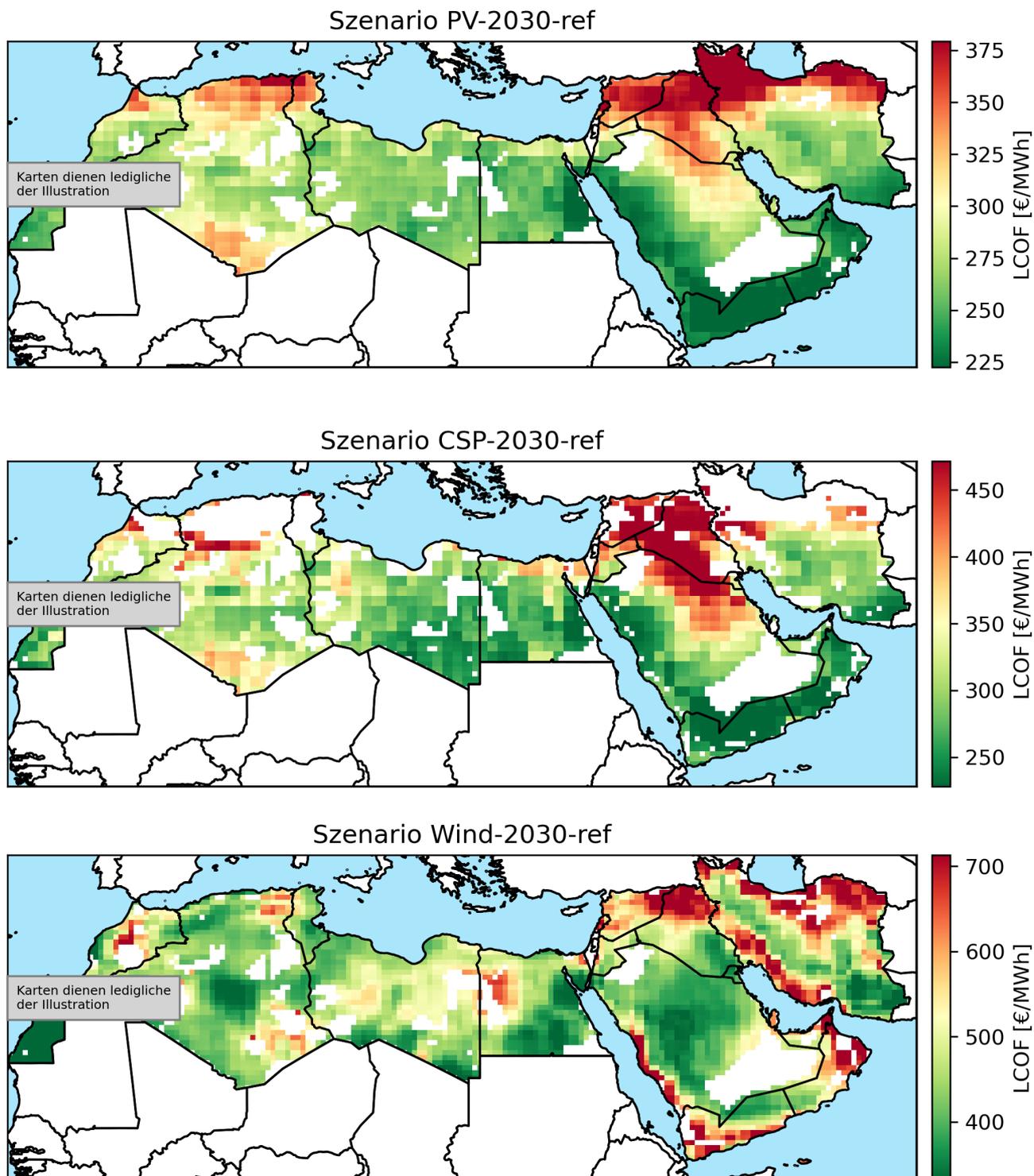


Abb. 6-16 Lokale Gestehungskosten für FT-Kraftstoff mit PV, CSP und Wind im Szenario 2030-ref

### 6.4.2 Mit Berücksichtigung von Investitionsrisiken

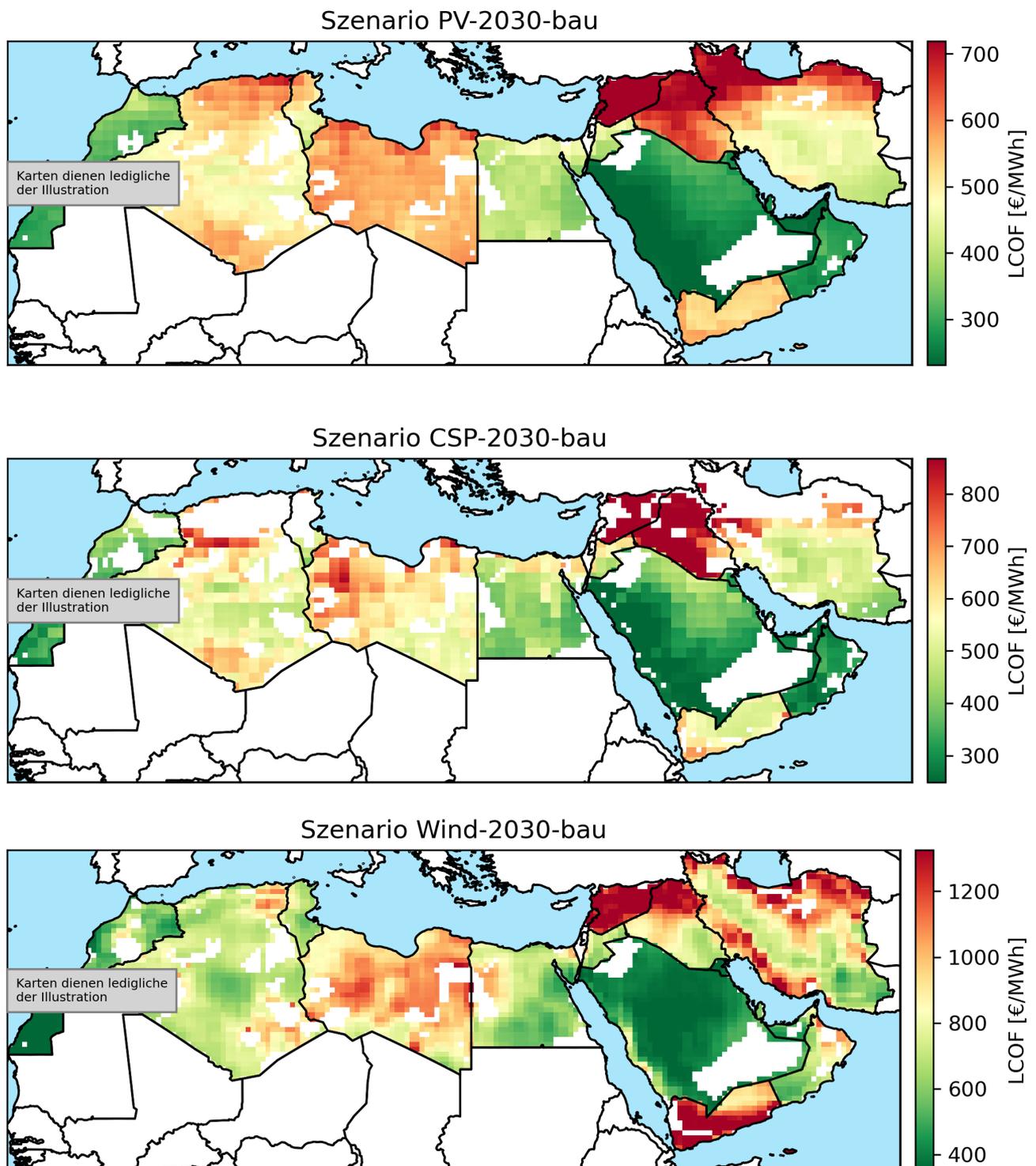


Abb. 6-17 Lokale Gestehungskosten für FT-Kraftstoff mit PV, CSP und Wind im Szenario 2030-bau

## **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/)

