

Teilbericht 6 | November 2022

Basisszenarien – Ergebnisse und Infrastrukturauswertung



Bericht aus dem
Teilprojekt A.II: SYN-Bedarfe

Christine Krüger

Larissa Doré

Tomke Janßen

Autorinnen:

Christine Krüger, Dr. Larissa Doré, Tomke Janßen

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Döppersberg 19

42103 Wuppertal

www.wupperinst.org

Unter Mitarbeit von:

Jacqueline Klingen (Wuppertal Institut)

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

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). Wuppertal, Stuttgart, Köln, Saarbrücken.

Der Text dieser Publikation 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

Ansprechperson:

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

Bildquellen:

Titelseite: GettyImages
Rückseite: eigene Darstellung

Inhaltsverzeichnis

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	6
Tabellenverzeichnis	8
Abbildungsverzeichnis	9
1 Hintergrund	11
2 Beschreibung und Abgrenzung des modellierten Systemausschnitts	12
3 Rahmen- und Technologiedaten	15
3.1 Bedarf nach Strom und synthetischen Brenn- und Kraftstoffen	15
3.1.1 <i>Europa</i>	15
3.1.2 <i>MENA-Region</i>	17
3.2 Potenziale zur erneuerbaren Stromerzeugung	17
3.3 Exogene Vorgabe für Stromerzeugungskapazitäten in Europa in 2030	20
3.4 Berücksichtigte Technologien	21
3.4.1 <i>Technologien entlang der PtX-Route</i>	22
3.4.2 <i>Speicher- und Transporttechnologien</i>	26
3.5 Techno-ökonomische Parameter zur Technologieabbildung	27
3.6 Definition der Basisszenarien	29
4 Auswertung Modellergebnisse in Hinsicht auf erneuerbare Energie-Erzeugung und Produktion von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen	30
4.1 System „DE+MENA“	30
4.1.1 <i>Szenario „Brennstoffmix“</i>	30
4.1.2 <i>Szenarien „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“</i>	41
4.2 System „DE+Europa+MENA“	46
4.2.1 <i>Szenario „Brennstoffmix“</i>	46
4.2.2 <i>Szenarien „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“</i>	57
5 Auswertung der Modellierung in Hinsicht auf Transportinfrastrukturen	62
5.1 System „DE+MENA“	62
5.2 System „DE+Europa+MENA“	64
5.2.1 <i>Szenario „Brennstoffmix“</i>	64
5.2.2 <i>Szenarien „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“</i>	68
5.3 Implikationen bestehender Infrastrukturen für die Modellergebnisse im „Brennstoffmix“-Szenario	70
5.3.1 <i>Abgleich der Modellierungsergebnisse mit bestehenden Infrastrukturen</i>	70
5.3.2 <i>Implikationen bestehender Pipelines für den Transport von flüssigen Energieträgern</i>	73
5.3.3 <i>Implikationen bestehender Pipelines für den Transport von gasförmigen Energieträgern</i>	74
5.3.4 <i>Zusammenfassung: Implikationen bestehender Transportinfrastrukturen für die Modellergebnisse</i>	76
6 Zusammenfassung	77
7 Literaturverzeichnis	79
8 Anhang	84
8.1 Entwicklung der techno-ökonomischen Technologieparameter	84
8.2 Ergänzende Ergebnisvisualisierung	104

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

AEL	Alkalische Elektrolyse
AP	Arbeitspaket
BM	Brennstoffmix - Nachfrageentwicklung mit großer Varianz des Energieträgereinsatzes im Verkehrssektor
CAPEX	Investitionskosten (für engl. capital expenditures)
CSP	Concentrated Solar Power
DAC	Direct Air Capture
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DME	Dimethylether
E2P	Verhältnis von Energie zu Leistung. Das E2P-Verhältnis stellt das Verhältnis von installierter Speicherkapazität (Energie) zur Einspeicherleistung
EE	Erneuerbare Energien
EL	Innovative Antriebe - Nachfrageentwicklung mit einem starken Fokus auf Effizienz und elektrische Fahrzeuge
EUR	Euro
FT	Fischer-Tropsch
GKV	großskalige kommerziellen Verfügbarkeit
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HT	Hochtemperatur (für engl. high temperature)
HVDC	High-voltage direct current (dt: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung)
IEAGHG	IEA Greenhouse Gas R&D Programme
KP	Kostenpotenzial
KPK	Kostenpotenzialkurve
LT	Niedertemperatur (für engl. low temperature)
OME	Polyoxymethyldimethylether
OPEX	Betriebskosten (für engl. operating expenses)
PEM	Proton Exchange Membrane
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RWGS	Reverse Water Gas Shift
SOEL	Solide oxide electrolysis (dt.: Festoxid-Elektrolyse)
SYN	Klassische Antriebe - Nachfrageentwicklung mit einem starken Fokus auf synthetische Kraftstoffe
T	Temperatur
THG	Treibhausgas

Abkürzungen – Länder und Regionen

AE	Vereinigte Arabische Emirate
BH	Bahrain
DE	Deutschland
DZ	Algerien
EG	Ägypten
IL	Israel
IQ	Irak
IR	Iran
JO	Jordanien
KW	Kuwait
LB	Libanon
LY	Libyen
MA	Maghreb ohne Tunesien und Algerien
ME	Naher Osten
MENA	Middle East and Northern Africa (dt.: Nahost und Nordafrika)
OM	Oman
QA	Katar
SA	Saudi-Arabien
SY	Syrien
TN	Tunesien
YE	Jemen

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°	Grad
a	annum
C	Celsius
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
el	elektrisch
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
KWh	Kilowattstunden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
syngas	Synthesegas
t	Tonnen
th	thermisch
TWh	Terawattstunden

Tabellenverzeichnis

Tab. 3-1	Im Modell abgebildete PtX-Technologien -----	25
Tab. 4-1	Anteil inländischer Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Deutschland, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“)-----	31
Tab. 4-2	Modellergebnis: Optimale PtX-Produktionstechnologien (System „DE+MENA“)--	38
Tab. 4-3	Anteil inländische Produktion und Import und zur Deckung der Nachfrage in Deutschland, 2050, Szenarien „Brennstoffmix“, „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“ (System „DE+MENA“)-----	45
Tab. 4-4	Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Europa, gesamt und je Region, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)-----	49
Tab. 4-5	Anteil inländische Produktion und Import und zur Deckung der Nachfrage in Europa (inklusive Deutschland), 2050, Szenarien „Brennstoffmix“, „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“ (System „DE+Europa+MENA“)-----	59
Tab. 7-1	Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten Stromerzeugungstechnologien -----	85
Tab. 7-2	Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten Wasserstoffbereitstellungstechnologien -----	86
Tab. 7-3	Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten CO ₂ -Bereitstellungstechnologien -----	88
Tab. 7-4	Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten Technologien zur Wasserbereitstellung durch Meerwasserentsalzung -----	89
Tab. 7-5	Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten Technologien zur Wärmebereitstellung -----	90
Tab. 7-6	Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten Technologien zur Synthesegaserzeugung -----	91
Tab. 7-7	Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten Syntheseprozesse inkl. Aufbereitung -----	93
Tab. 7-8	Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten Transporttechnologien-----	100
Tab. 7-9	Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten Speichertechnologien-----	103

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1	In der Modellierung berücksichtigte Länder und Regionen -----	13
Abb. 3-1	Energienachfrage aller betrachteten Sektoren, Deutschland, 2050 -----	16
Abb. 3-2	Installierte erneuerbare Erzeugungsleistung zur Deckung des Eigenbedarfs in der MENA-Region (NA: Nordafrika; ME: Naher Osten; PV: Photovoltaik; CSP: concentrated solar power) -----	17
Abb. 3-3	Potenziell in 2050 erzeugbare Strommenge für die berücksichtigten Kostenpotenzialkategorien nach Beschneidung durch die inländischen MENA-Bedarfe (PV: Photovoltaik; CSP: concentrated solar power) -----	19
Abb. 3-4	Maximal installierbare Kapazität in 2050 in den berücksichtigten Kostenpotenzialkategorien für PV, Wind-Onshore und Wind-Offshore in der MENA-Region nach und vor der Beschneidung durch die Eigenbedarfe -----	20
Abb. 3-5	Zu installierende Mindestkapazität in Europa zur Berücksichtigung des bis 2030 bereits stattgefundenen Ausbaus an erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten -----	21
Abb. 3-6	Übersicht über in Teilprojekt „A.I“ bewertete Technologien entlang der PtX-Route -----	22
Abb. 4-1	Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte), 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“) -----	32
Abb. 4-2	Erzeugte Energiemengen je Energieträger (ohne Strom und Wasserstoff, inkl. Zwischenprodukte), 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“) -----	32
Abb. 4-3	Nettoexport je Energieträger, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“) -----	33
Abb. 4-4	Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie und Region, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“) -----	34
Abb. 4-5	Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“) -----	35
Abb. 4-6	Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie und Region, länderspezifische Ergebnisse, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“) -----	40
Abb. 4-7	Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte), länderspezifische Ergebnisse, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“) -----	40
Abb. 4-8	Erzeugte Energiemengen je Energieträger (ohne Strom und Wasserstoff, inkl. Zwischenprodukte), länderspezifische Ergebnisse, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“) -----	41
Abb. 4-9	Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte), 2050, Szenarien „Brennstoffmix“ (BM), „Innovative Antriebe“ (EL) und „Klassische Antriebe“ (SYN) (System „DE+MENA“) -----	43
Abb. 4-10	Nettoexport je Energieträger, 2050, Szenarien „Brennstoffmix“ (BM), „Innovative Antriebe“ (EL) und „Klassische Antriebe“ (SYN) (System „DE+MENA“) -----	43
Abb. 4-11	Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte), 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“) -----	50
Abb. 4-12	Erzeugte Energiemengen je Energieträger (ohne Strom und Wasserstoff, inkl. Zwischenprodukte), 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“) -----	50
Abb. 4-13	Nettoexport je Energieträger, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“) -----	51
Abb. 4-14	Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie und Region, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“) -----	53
Abb. 4-15	Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“) -----	54

Abb. 4-16	Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie und Region, länderspezifische Ergebnisse, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)	56
Abb. 4-17	Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte), länderspezifische Ergebnisse, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)	56
Abb. 4-18	Erzeugte Energiemengen je Energieträger (ohne Strom und Wasserstoff, inkl. Zwischenprodukte), länderspezifische Ergebnisse, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)	57
Abb. 4-19	Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte), 2050, Szenarien „Brennstoffmix“ (BM), „Innovative Antriebe“ (EL) und „Klassische Antriebe“ (SYN) (System „DE+Europa+MENA“)	60
Abb. 4-20	Nettoexport je Energieträger, 2050, Szenarien „Brennstoffmix“ (BM), „Innovative Antriebe“ (EL) und „Klassische Antriebe“ (SYN) (System „DE+Europa+MENA“)	61
Abb. 5-1	Transportierte Energiemenge nach Transporttechnologie, 2050, Szenarien „Brennstoffmix“, „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“ (System „DE+MENA“)	63
Abb. 5-2	Transportierte Energiemengen je Energieträger und Transportform, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)	65
Abb. 5-3	Transportkapazitäten für Strom (oben) und Wasserstoff-Pipelines (unten), 2030 und 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)	66
Abb. 5-4	Transportkapazitäten für Methanol- (oben) und Kerosin-Pipelines (unten), 2030 und 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)	67
Abb. 5-5	Transportierte Energiemenge nach Transporttechnologie, 2050, Szenarien „Brennstoffmix“, „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“ (System „DE+Europa+MENA“)	69
Abb. 5-6	Pipelines für den Transport von synthetischem Diesel und Benzin, 2050, Szenario „Klassische Antriebe“ (System „DE+Europa+MENA“)	69
Abb. 5-7	Bestehende und geplante Rohölpipelines; Farblegende (Farblegende: braun = in Betrieb; rot = im Bau, gelb = geplant)	71
Abb. 5-8	Bestehende und geplante Erdgaspipelines in Europa und der MENA-Region (Farblegende: braun = in Betrieb; rot = im Bau, gelb = geplant)	72
Abb. 5-9	Bestehende und geplante Erdgaspipelines durch und um das Mittelmeer (Farblegende: braun = in Betrieb; rot = im Bau, gelb = geplant)	73
Abb. 7-1	Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie und Region, 2050, Szenario „Innovative Antriebe“ (System „DE+MENA“)	104
Abb. 7-2	Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie und Region, 2050, Szenario „Klassische Antriebe“ (System „DE+MENA“)	104
Abb. 7-3	Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenario „Innovative Antriebe“ (System „DE+MENA“)	105
Abb. 7-4	Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenario „Klassische Antriebe“ (System „DE+MENA“)	105
Abb. 7-5	Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie und Region, 2050, Szenario „Innovative Antriebe“ (System „DE+Europa+MENA“)	106
Abb. 7-6	Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie und Region, 2050, Szenario „Klassische Antriebe“ (System „DE+Europa+MENA“)	106
Abb. 7-7	Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenario „Innovative Antriebe“ (System „DE+Europa+MENA“)	107
Abb. 7-8	Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenario „Klassische Antriebe“ (System „DE+Europa+MENA“)	108

1 Hintergrund

Im Rahmen von Teilprojekt A.II des Vorhabens MENA-Fuels werden Versorgungspfade für synthetische Kraftstoffe, die zu einem Treibhausgas (THG)-neutralen Verkehr führen, mit Hilfe eines kostenminimierenden Energieversorgungsmodells untersucht, indem der Ausbau und der Einsatz von Technologien entlang der Power-to-X (PtX)-Kette¹ modelliert werden. Die Modellierung dient dazu, sich aus techno-ökonomischer Perspektive den folgenden Forschungsfragen anzunähern:

- Welche Rolle kann der MENA-Region künftig in der Versorgung Deutschland und Europas mit synthetischen Brenn- und Kraftstoffen zukommen?
- In welchen MENA Ländern könnten Strom, Wasserstoff und Brenn- und Kraftstoffe produziert werden?
- Welche regenerativen Erzeugungstechnologien würden dafür wo genutzt werden?
- Welche PtX-Technologien würden genutzt?
- Wie könnten die Energieträger transportiert werden?
- Wie würden sich diese Versorgungsstrukturen ändern, wenn sich die Nachfrage aus dem Verkehrssektor anders entwickelt?

Es werden zunächst Versorgungslösungen für drei verschiedene Szenarien modelliert, die drei verschiedenen Entwicklungen der Nachfrage aus dem Verkehrssektor entsprechen (die Bedarfe des Industriesektors und des umgebenden Energiesystems werden ebenfalls modelliert, unterscheiden sich allerdings nicht zwischen den Szenarien; siehe Kapitel 3.1 und → *Teilbericht 5*). Die Ergebnisse dieser Modellierung sind in diesem Bericht dokumentiert. Im weiteren Projektverlauf werden zusätzliche Szenarien und Sensitivitäten modelliert, um einzelnen Fragen vertieft nachzugehen. Die Beschreibung dieser Szenarien und Ergebnisse ist nicht Teil dieses Berichts, sondern erfolgt in → *Teilbericht 7*.

Dieser Bericht umfasst die Ergebnisse der Basisszenarien (Kapitel 3) und die Auswertung und Einordnung der Ergebnisse in Hinsicht auf die Transportinfrastrukturen (Kapitel 5). Zuvor wird neben einer genauen Darstellung der Systembeschreibung und -abgrenzung (Kapitel 2) auf die in der Modellierung berücksichtigten Technologien und die verwendeten Eingangsdaten eingegangen (Kapitel 3). Alle Daten sind im Datenanhang aufgeführt (Kapitel 8).

¹ Power-to-X bezeichnet die Nutzung von Strom zur Umwandlung in verschiedene Produkte.

2 Beschreibung und Abgrenzung des modellierten Systemausschnitts

Der Modellierungsansatz ist eine klassische techno-ökonomische Optimierungsaufgabe: Das Modell soll die vorgegebene Nachfrage zu minimalen Kosten decken und kann dazu Erzeugungs- und PtX-Technologien sowie verschiedene Transport- und Speichertechnologien nutzen. Randbedingungen dabei bilden die verfügbaren Potenziale.

Es werden dabei Nachfragemengen aus dem Verkehrs- und dem Industriesektor sowie aus dem umgebenden Energiesystem berücksichtigt (→ *Teilbericht 5*). Es wird die Nachfrage nach den Energieträgern Strom (aus Wind- und Solarenergie), grüner Wasserstoff, synthetisches Methan und Methanol, synthetischer Diesel, synthetisches Benzin und Kerosin, synthetisches Naphtha sowie Ammoniak aus regenerativ gewonnenen Grundstoffen abgebildet². Außerdem beinhaltet das Modell die dafür notwendigen Zwischenprodukte Wasser, Kohlendioxid (CO₂), Synthesegas und Wärme.

Den **räumlichen Bezugsrahmen** des Modells bilden große Teile Europas und der MENA-Region, dargestellt in Abb. 2-1. Aus Gründen der Komplexitätsreduktion werden sogenannte Cluster gebildet, in denen mehrere Länder zusammengefasst sind. In Europa wird Deutschland als einzelne Region abgebildet, im Westen werden Benelux, Frankreich, Großbritannien und Irland, Spanien und Portugal zum Cluster *EU_West* zusammengefasst. Im Norden bilden Norwegen, Schweden und Dänemark das Cluster *EU_North*. Das räumlich große Cluster *EU_East_Southeast* bilden die Staaten im Osten Europas, von Polen bis nach Griechenland. Südlich liegt das Cluster *EU_South*, bestehend aus Italien und der Schweiz. Die MENA-Region ist in acht Cluster unterteilt. Im Westen liegt das Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg*³, daran angrenzend die Länder Algerien, Tunesien, Libyen und Ägypten. Das Cluster *Nahost* besteht aus Jordanien, Israel, Libanon, Syrien, Irak und Iran. Die arabische Halbinsel ist unterteilt in die zwei Cluster *Nord-Arabien* (bestehend aus Saudi-Arabien, Katar, Bahrain und Kuwait) und *Süd-Arabien* (Vereinigte Arabische Emirate, Jemen und Oman). Innerhalb eines Clusters werden die nachgefragten Energiemengen und die Erzeugungspotenziale aller Länder zusammengefasst.

Es werden zwei verschiedene Systemzuschnitte modelliert: Einmal werden nur Deutschland und die MENA-Region betrachtet; dieses System wird als „DE+MENA“ bezeichnet. Diese Konfiguration bildet mögliche Versorgungsstrukturen ab, wenn Deutschland ohne den europäischen Verbund Importstrategien aus der MENA Region umsetzt. Die Ergebnisse dieser Konfiguration werden im Teilprojekt B.II (→ *Teilbericht 13*) genutzt.

Im zweiten Systemzuschnitt wird die Perspektive erweitert auf das europäische Umland, er trägt die Bezeichnung „DE+Europa+MENA“. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass nicht nur Deutschland alleine auf synthetische Kraftstoffe

² Ammoniak wird im Rahmen dieser Untersuchung ausschließlich als industrieller Grundstoff betrachtet. Der besseren Lesbarkeit halber wird Ammoniak im Folgenden aber auch unter dem Begriff „synthetische Brenn- und Kraftstoffe“ subsummiert.

³ „Maghreb ohne Tun/Alg“ entspricht Marokko und Westsahara.

umstellen wird und es kann analysiert werden, welche Rolle das europäische Zusammenspiel für die Versorgung Deutschlands einnimmt. Auch führen die Importrouten nach Deutschland über andere europäische Länder.

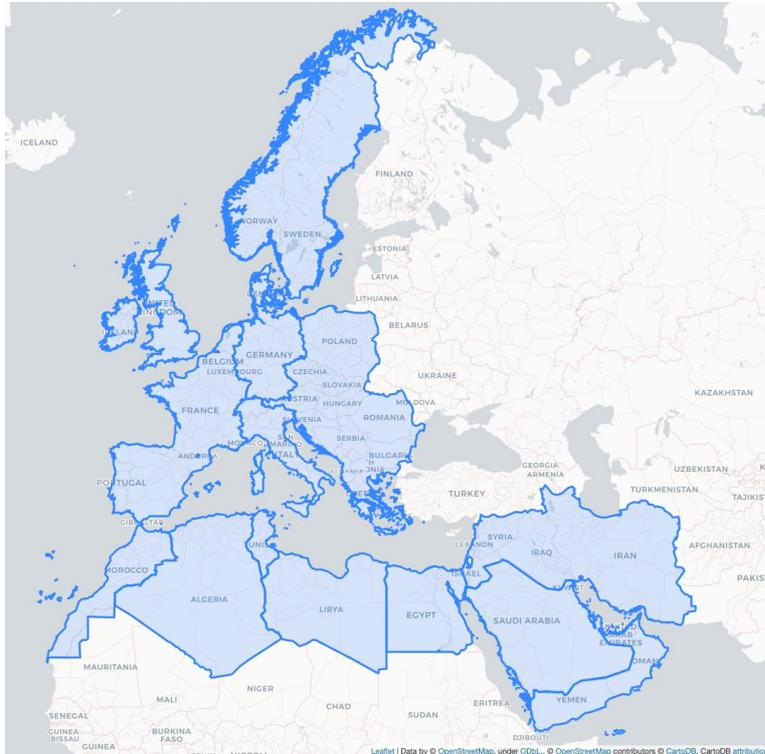


Abb. 2-1 In der Modellierung berücksichtigte Länder und Regionen

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Open Street Map (2022)

Der **zeitliche Bezugsrahmen** des Modells umfasst die Jahre 2030 bis 2059. Dabei werden jeweils zehn Jahre durch ein Jahr repräsentiert, das Jahr 2030 steht beispielsweise für die Jahre 2030 bis 2039. Wenn in diesem Bericht im Folgenden von 2030, 2040 oder 2050 die Rede ist, sind damit immer die Dekaden gemeint, die mit diesem Jahr beginnen. Das Modell arbeitet mit einer unterjährigen Auflösung, um der zeitlich nicht konstanten Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien (EE) Rechnung zu tragen. Aus Gründen der Komplexitätsreduktion wird jedes Jahr reduziert auf 25 Stunden. Dafür werden die Zeitreihen der Nachfrage und der regenerativen Erzeugung aggregiert. Für die Nachfrage und solare Strahlungsdaten wird jede 350ste Stunde der Jahreszeitreihe genutzt, so dass sich eine synthetische Tageszeitreihe ergibt. Für Windenergie wird ein zusammenhängendes Zeitintervall aus der Jahreszeitreihe genutzt, das die höchste Spreizung zwischen maximaler und minimaler Verfügbarkeit aufweist, um sicherzustellen, dass die Fluktuation hinreichend abgebildet ist.

Die **technologische Abgrenzung** des modellierten Systemausschnitts ist dadurch geprägt, dass ausschließlich der aus Wind- und Solarenergie zu deckende Anteil des Energiesystems bzw. der dargestellten Sektoren modelliert wird. Es wird also nur die THG-neutrale Erzeugung abgebildet. Entsprechend beinhalten auch die Nachfrageszenarien ausschließlich die Anteile der Nachfrage, die aus Wind- und Solarenergie gedeckt werden können. Das bedeutet, dass die Nachfrage nach konventionellen

Kraftstoffen nicht beschrieben wird, sondern nur die nach synthetischen emissionsfreien Alternativen. Ebenso werden fossile Feedstocks für die Industrie nicht berücksichtigt. Auch die Stromnachfrage ist entsprechend des Anteils reduziert, der aus konventionellen Kohle- oder Gaskraftwerken oder aus anderen EE wie Laufwasser oder Biomasse gedeckt wird. Eine weitere technologische Abgrenzung wird bei den möglichen CO₂-Quellen getroffen: Es wird ausschließlich CO₂ aus Direct Air Capture (DAC), also aus Abscheidung aus der Umgebungsluft, im Modell implementiert. Die Nutzung von CO₂ aus Biomasse wird wegen der begrenzten Verfügbarkeit nicht betrachtet, die Abscheidung aus industriellen Abgasen wird hier nicht herangezogen, da das Ziel der Klimaneutralität geschlossene Kohlenstoffkreisläufe erfordert – nur Kohlenstoff, der aus der Luft geholt wurde, darf dann wieder in die Luft abgegeben werden.

Das Modell nutzt einen Grüne-Wiese-Ansatz. Das bedeutet, dass die bestehenden Infrastrukturen wie beispielsweise existierende EE-Anlagen oder Übertragungskapazitäten nicht abgebildet sind, sondern angenommen wird, dass für alle Komponenten entsprechende Investitionen notwendig sind. Insbesondere für die Infrastrukturen zum Energietransport, wie beispielsweise Gaspipelines, stellt das eine Vereinfachung dar, deren Implikationen zu Abschluss dieses Berichts in Kapitel 5.3 eingehend diskutiert werden.

3 Rahmen- und Technologiedaten

Um die Versorgungspfade für den in Kapitel 1 beschriebenen Systemzuschnitt mithilfe des genutzten Energieversorgungsmodells (detaillierte Modellbeschreibung in → *Teilbericht 4*) zu minimalen Kosten berechnen zu können, werden folgende Inputdaten benötigt:

- Die Entwicklung der zu deckenden Bedarfe nach Strom, Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen: Diese werden in → *Teilbericht 5* beschrieben und hergeleitet und sind in Kapitel 3.1 zusammenfassend dargestellt.
- Die Potenziale zur EE-Stromerzeugung: Diese werden in Form von Kostenpotenzialkurven (KPK) in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung berücksichtigt und entsprechend zukünftig erreichbarer Stromgestehungskosten klassifiziert. Die KPK hat das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) im Teilprojekt B.I entwickelt und in → *Teilbericht 10* dokumentiert. Kapitel 3.2 gibt eine Übersicht über die zur Einordnung der Ergebnisse notwendigen Charakteristika.
- Eine Vorgabe von Stromerzeugungskapazitäten in Europa im Jahr 2030, um den Ausbau an EE-Stromerzeugungskapazitäten bis zum Startzeitpunkt der Modellierung im Jahr 2030 zu berücksichtigen: Diese werden in Kapitel 3.3 näher erläutert.
- Techno-ökonomische Parameter wie Kosten, Effizienzwerte und Lebensdauern zur Abbildung von Energieerzeugern, -wandlern, Transport- und Speichertechnologien: Kapitel 3.4 gibt zunächst einen Überblick über die berücksichtigten Technologien, bevor in Kapitel 3.5 die genutzten Parameter definiert und die verwendeten Datenquellen eingeführt werden. Eine tabellarische Zusammenstellung der Parameterentwicklung und Quellen findet sich in Anhang 8.1.

3.1 Bedarf nach Strom und synthetischen Brenn- und Kraftstoffen

3.1.1 Europa

Die Entwicklung der berücksichtigten Endenergiebedarfe wird in Teilprojekt A.II abgeschätzt und ist in → *Teilbericht 5* inklusive eines ausführlichen Datenanhangs beschrieben. Die berücksichtigten Nachfragesektoren richten sich nach dem Systemzuschnitt (vgl. Kapitel 1) und beinhalten die Versorgung mit Elektrizität und THG-neutralen Kraftstoffen für den Verkehr, den zur Defossilisierung benötigten nachhaltigen Wasserstoff sowie seine Derivate für die Industrie als auch den regenerativen Strom- und Wasserstoffbedarf des umgebenden Energiesystems⁴. Da versorgungsseitig nur Wind- und Solarenergie als mögliche Energiequellen berücksichtigt werden, wird auch bedarfsseitig nur jeweils der Anteil der Nachfrage berücksichtigt, der aus diesen EE gedeckt werden soll. Auf fossilen Energien basierende Versorgungsmöglichkeiten liegen also ebenso wie die Nachfrage nach konventionellen Kraftstoffen, Strom aus fossilen Energieträgern oder konventionellen industriellen Feedstocks außerhalb der Systemgrenze (siehe Kapitel 1). Auch andere EE wie Laufwasser oder

⁴ Die Entwicklung des Raumwärmebedarfs und ein möglicher Einsatz von Wasserstoff in diesem Sektor ist nicht berücksichtigt.

Biomasse werden nicht berücksichtigt. Um eine Bandbreite an möglichen Nachfrageentwicklungen aufzuzeigen, werden drei mögliche Entwicklungen der Kraftstoffnachfrage des Verkehrssektors, auf dem der Fokus der vorliegenden Analyse liegt, entworfen. Wie im → *Teilbericht 5* beschrieben, stellt dabei das Szenario „Brennstoffmix“ (in Abbildungen abgekürzt zu BM) eine Entwicklung des Verkehrssektors dar, in der verschiedene Energieträger zum Einsatz kommen. Die Szenarien „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“ hingegen gehen mit einem starken Fokus auf Effizienz und elektrische Fahrzeuge (Innovative Antriebe – in Abbildungen auch als EL abgekürzt) beziehungsweise einem starken Fokus auf synthetische Kraftstoffe (Klassische Antriebe, in Abbildungen auch mit SYN abgekürzt) einher. Die Szenarien unterscheiden sich dabei nicht hinsichtlich der Verkehrsnachfrage, der Entwicklung der industriellen Bedarfe nach regenerativ erzeugtem Wasserstoff und Feedstocks und der Entwicklung des umgebenden Energiesystems.

Am Beispiel von Deutschland zeigt Abb. 3-1 die gesamte Energienachfrage aller betrachteten Sektoren für das Jahr 2050. Es wird deutlich, dass sich für den Verkehrssektor nicht nur die Zusammensetzung der nachgefragten Energieträger, sondern auch die summierten Bedarfe zwischen den Szenarien stark unterscheiden. Im Szenario „Klassische Antriebe“ beträgt die gesamte Nachfrage im Verkehr 527 TWh/a und liegt damit um den Faktor 1,6 höher als im Fall starker Effizienzsteigerungen und Elektrifizierung. Zudem zeigt sich auch, dass der Strom- und Wasserstoffbedarf des umgebenden Energiesystems groß ist im Verhältnis zur Nachfrage aus den anderen Sektoren.

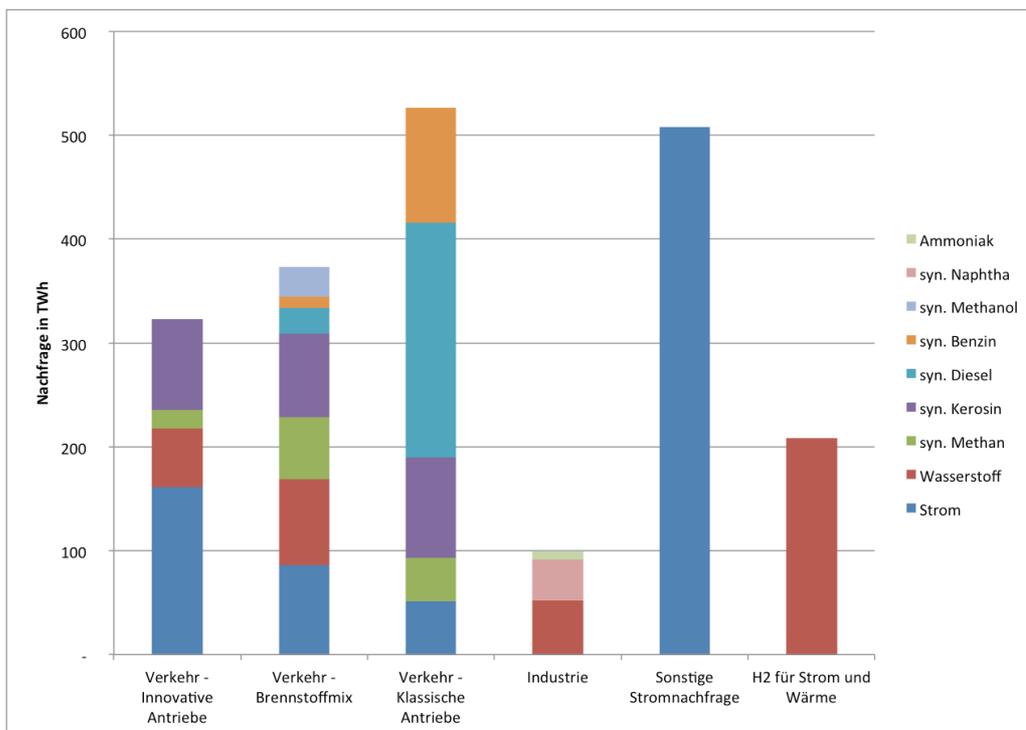


Abb. 3-1 Energienachfrage aller betrachteten Sektoren, Deutschland, 2050

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

3.1.2 MENA-Region

Um eine adäquate Entwicklung in der MENA-Region zu ermöglichen, bleiben diejenigen Potenziale an EE, die für eine Transformation der betrachteten Länder hin zu einem auf 100 % EE basierendem Energie-, Verkehrs- und Industriesystem bis zum Jahr 2050 benötigt werden, für den Export von Wasserstoff und seinen Derivaten ausgeschlossen. Um parallel zum Export eine heimische Nutzung aufzubauen, werden hierfür zudem die kostengünstigsten Potenziale vorgesehen. Die entsprechenden Energiebedarfe der MENA-Region werden dabei nicht explizit als Modelleingangsdaten berücksichtigt (vergleiche Kapitel 1), sondern es werden die günstigsten Kostenpotenzialkategorien entsprechend der benötigten erneuerbaren Kapazitäten zur Deckung der inländischen Bedarfe beschnitten. Diese Kapazitätsbedarfe werden vom Projektpartner DLR in → *Teilbericht 9* hergeleitet und dokumentiert (nicht ausgewiesen wird jedoch, in welchen Regionen genau diese Potenziale liegen und wann sie jeweils für die heimische Produktion genutzt werden). In Abb. 3-2 sind die benötigten installierten Leistungen je erneuerbarer Erzeugungstechnologie aggregiert für Nordafrika (NA) und den Nahen Osten (ME) dargestellt.

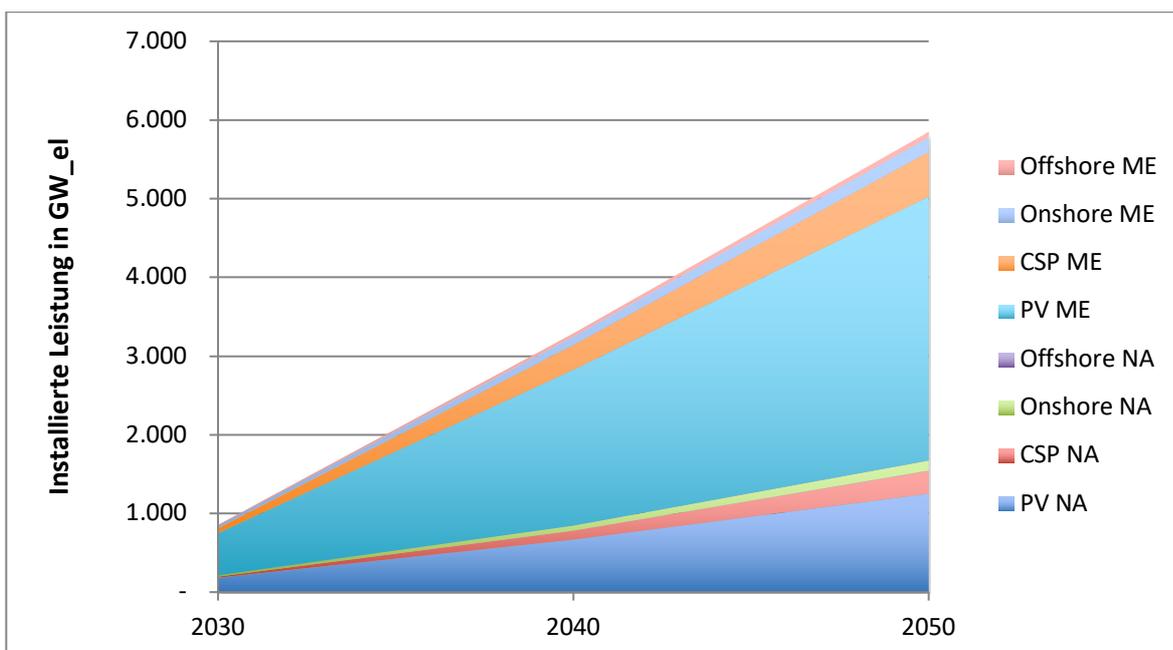


Abb. 3-2 Installierte erneuerbare Erzeugungsleistung zur Deckung des Eigenbedarfs in der MENA-Region (NA: Nordafrika; ME: Naher Osten; PV: Photovoltaik; CSP: concentrated solar power)

3.2 Potenziale zur erneuerbaren Stromerzeugung

Die Potenziale zur erneuerbaren Stromerzeugung werden vom DLR für die Technologien Photovoltaik (PV), CSP („concentrated solar power“, konzentrierende solarthermische Kraftwerke), Wind-onshore und Wind-offshore zur Verfügung gestellt. Sie werden mittels technisch möglicher installierbarer Erzeugungsleistungen und stündlicher Zeitreihen ihrer möglichen Strom- bzw. für CSP solaren Hochtemperaturwärmeerzeugung charakterisiert. Es werden für die hier behandelten Basisszenarien keine landesspezifischen Risikoaufschläge berücksichtigt und für alle Standorte identische Investitions- und fixe Betriebskosten je Technologiegruppe angesetzt

(siehe Anhang 8.1). Die Potenziale je Technologiegruppe und Land werden in Klassen von ähnlichen, für das Jahr 2050 erwarteten Stromgestehungskosten differenziert. Die Bandbreite der Klassen beträgt 10 €/MWh. Eine Dokumentation zu den Potenzialen und der zugrundeliegenden Methodik sowie allen zugrundeliegenden Annahmen kann → *Teilbericht 10* entnommen werden.

Im Folgenden werden die Kostenpotenzialkategorien immer durch den Mittelwert der jeweiligen Bandbreite angegeben. 15 €/MWh z. B. repräsentiert also Potenziale mit Stromgestehungskosten zwischen 10-20 €/MWh. Die Bezeichnungen der technologiespezifische Kostenpotenzialkategorien setzen sich jeweils aus der Technologie und diesem Mittelwert zusammen: PV-Potenziale mit spezifischen Stromgestehungskosten zwischen 10-20 €/MWh werden beispielsweise mit PV-15 abgekürzt. In den berücksichtigten Ländern erstrecken sich die solaren Potenziale auf folgende Kategorien:

- PV-15 bis PV-55
- CSP-45 bis CSP-85

Die Kostenpotenzialkategorien der Windpotenziale variieren stärker in Abhängigkeit ihrer Standorte:

- Onshore-25 bis Onshore-165
- Offshore-35 (nur in Europa und zu sehr geringen Mengen für diese Kostenpotenzialkategorie) bis Offshore-275

Die nutzbaren Erzeugungspotenziale (also die Gesamtpotenziale abzüglich der Eigenbedarfe in der MENA-Region) übersteigen die zu deckende Gesamtnachfrage um ein Vielfaches; je nach Bedarfsszenarien ca. um den Faktor 65-100. Besonders hohe Potenziale finden sich zudem in den günstigeren Kostenpotenzialkategorien. Unter diesen Umständen ist eine Auswahl der teureren Kategorien in der den folgenden Analysen zugrundeliegenden kostengetriebenen Optimierung sehr unwahrscheinlich. Zur Komplexitätsreduktion des Optimierungsproblems ist es deshalb zulässig, diese auszuschließen. In Abb. 3-3 sind die in der Optimierung genutzten Kostenpotenzialkategorien sowie erzeugbare Strommengen je Technologie und Region für das Jahr 2050 dargestellt. Diese decken 98 % der insgesamt, unter Berücksichtigung aller Kostenpotenzialkategorien beschriebenen Potenziale in den zugrunde gelegten Ländern ab. Um die Abbildung übersichtlich und hinsichtlich der Einordnung der Ergebnisse gut lesbar zu halten, sind die Potenziale entsprechend der in den Modellrechnungen berücksichtigten Cluster (vgl. Kapitel 1) aggregiert dargestellt.

Aus der Abbildung wird deutlich, dass die zur Verfügung stehenden Potenziale in der MENA-Region um ein Vielfaches größer sind als diejenigen in Europa: In der MENA-Region liegen 95 % der in den Kostenpotenzialkategorien berücksichtigten Potenziale, in Europa nur 5 %. Zudem zeigt sich prägnant die Dominanz der solaren Potenziale (in der Abbildung in roten Farben dargestellt): Aus PV kann ca. 65 % der gesamten erzeugbaren Energiemenge bereitgestellt werden, 27 % aus CSP und ca. 8 % aus Wind. Die günstigsten Potenziale in der Kategorie 15 €/MWh machen gut 8 % des Potenzials aus und finden sich zu 99,99 % in der MENA-Region. Insgesamt 64 % der Potenziale können für weniger als 30 €/MWh unter den gegebenen Prämissen erschlossen werden.

Abb. 3-4 zeigt für die berücksichtigten Kostenkategorien die installierbaren PV und Wind-Erzeugungskapazitäten in der MENA-Region vor und nach Abzug der Eigenbedarfe (aus Gründen der Übersichtlichkeit sind die CSP Potenziale hier nicht mit dargestellt da im gegebenen Systemzuschnitt PV als solare Erzeugungstechnologie in den Modellergebnissen präferiert wird; vgl. 4.1.1.). Es ist festzustellen, dass die benötigten Kapazitäten zur Deckung der inländischen Bedarfe verglichen mit den technischen Potenzialen installierbarer Erzeugungsleistungen verhältnismäßig klein sind (vgl. Kapitel 3.1.2); es müssen weniger als 1 % der vorhandenen Potenziale dafür genutzt werden.

Zudem verdeutlicht Abb. 3-4 abermals das hohe solare Erzeugungspotenzial der MENA-Region: Die installierbare Leistung von PV liegt um ein Vielfaches über derjenigen der Windenergie.

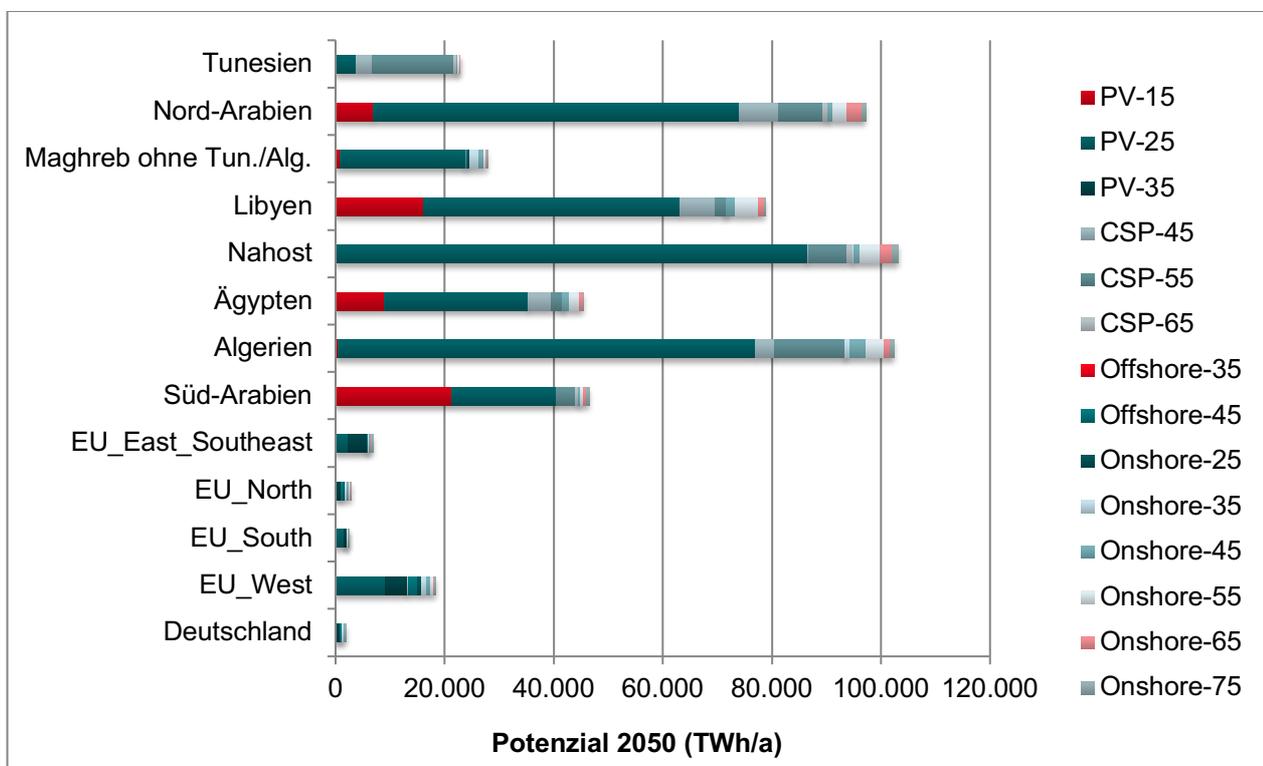


Abb. 3-3 Potenziell in 2050 erzeugbare Strommenge für die berücksichtigten Kostenpotenzialkategorien nach Beschneidung durch die inländischen MENA-Bedarfe (PV: Photovoltaik; CSP: concentrated solar power)

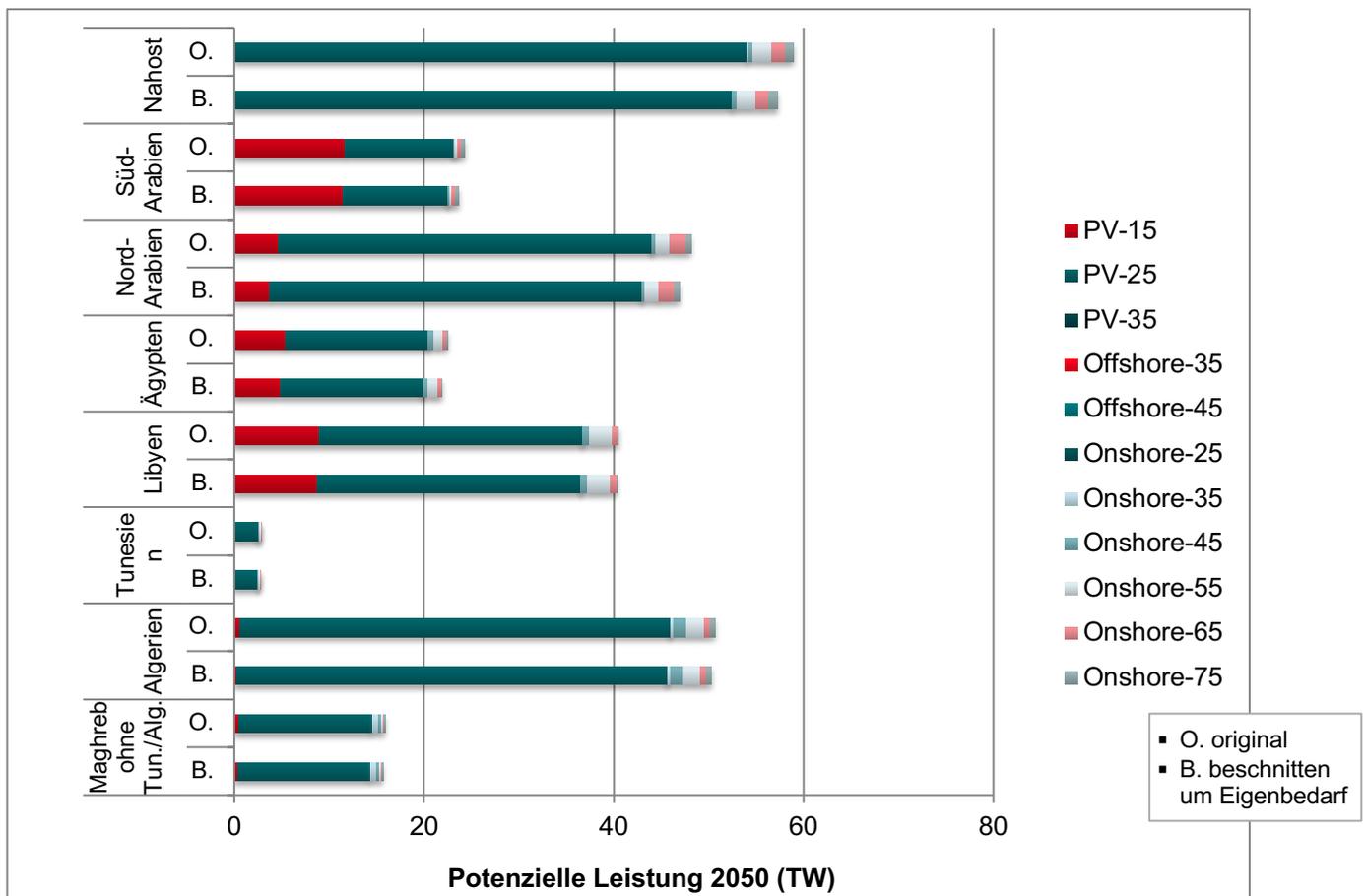


Abb. 3-4 Maximal installierbare Kapazität in 2050 in den berücksichtigten Kostenpotenzialkategorien für PV, Wind-Onshore und Wind-Offshore in der MENA-Region nach und vor der Beschneidung durch die Eigenbedarfe

Reduktion der Potenziale für den Systemzuschnitt „DE+MENA“

Für den Systemzuschnitt zur isolierten Betrachtung der Versorgungspfade von Deutschland aus der MENA-Region ohne das umliegende europäische Ausland (siehe Kapitel 1) werden die zur Verfügung stehenden Potenziale in der MENA-Region aller berücksichtigten Kostenpotenzialkategorien entsprechend des deutschen Anteils an der insgesamt berücksichtigten europäischen Nachfrage reduziert. Dieser beläuft sich auf 18,34 %. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass Deutschland nur einen ihm zustehenden Anteil der Potenziale nutzen kann und die günstigsten Potenziale nicht in vollem Umfang für DE zu Verfügung stehen werden.

3.3 Exogene Vorgabe für Stromerzeugungskapazitäten in Europa in 2030

Entsprechend des gewählten Systemzuschnitts (vgl. Kapitel 1) wird keine bestehende Erzeugungs-, Umwandlungs-, Speicher- oder Transportinfrastruktur in den Modellrechnungen für die zukünftigen Versorgungspfade berücksichtigt, sondern ein Grüne-Wiese-Ansatz verfolgt. In der für Europa explizit abgebildeten Stromnachfrage ist jedoch die gesamte regenerativ zu deckende Stromnachfrage enthalten, nicht nur diejenige, die sich durch zusätzliche Bedarfe nach synthetischen Kraftstoffen in Verkehr und Industrie ab dem Jahr 2030 ergibt. Die bereits heute dafür genutzten Kapazitäten sowie der bis zum Jahr 2030 zur Deckung dieser Nachfrage

benötigte Zubau wird in den Modellrechnungen durch exogen gesetzte Mindestkapazitäten für das Jahr 2030, das den Startpunkt der hier angestellten Modellierung darstellt, abgebildet. Diese sind aus dem Rahmenszenario übernommen, an das sich auch die Wasserstoff- und Strombedarfe des Deutschland umgebenden europäischen Energiesystems anlehnen⁵ (Fraunhofer IFAM et al., 2020). In Abb. 3-5 sind diese graphisch aufbereitet. Bei der Verteilung der zu installierenden Mindestkapazitäten auf die KPK wird zunächst jeweils das günstigste Potenzial einer Technologiegruppe genutzt. Sollte dies nicht ausreichen, wird die nächst teurere Kategorie genutzt, bis die Mindestkapazität erreicht ist.

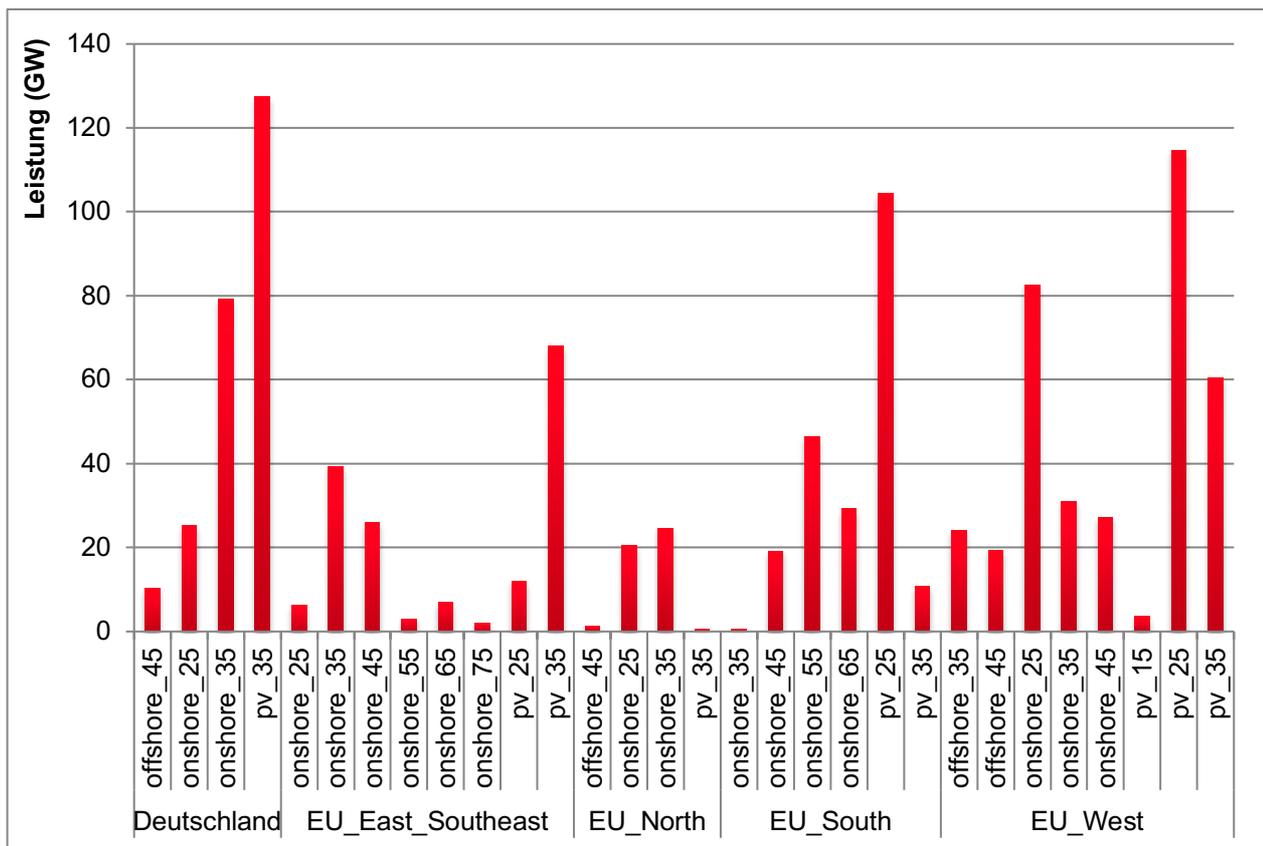


Abb. 3-5 Zu installierende Mindestkapazität in Europa zur Berücksichtigung des bis 2030 bereits stattgefundenen Ausbaus an erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten

3.4 Berücksichtigte Technologien

In Kapitel 3.4.1 wird dargelegt, welche Technologien entlang der PtX-Route berücksichtigt werden (Wassergewinnung, Wasserstoffherstellung, CO₂-Abscheidung, Synthese- und Aufbereitungstechnologien). Basierend auf den Arbeiten im Teilprojekt A.I wird dargestellt, welche der dort behandelten Technologien aufgrund des Systemzuschnitts der Modellierung oder zur Komplexitätsreduktion aus den Modellrechnungen ausgeschlossen wurde. Zudem werden zusätzlich benötigte Hilfsprozesse

⁵ Ergebnisse des Projektes Multi-Sektor-Kopplung (MuSeKo)

eingeführt sowie in Kapitel 3.4.2 kurz eine Übersicht über berücksichtigte Transport- und Speichertechnologien gegeben.

3.4.1 Technologien entlang der PtX-Route

Im Teilprojekt „A.I – SYN-PFADE“ wurde innerhalb des Projektkontextes eine große Auswahl an Technologien entlang der PtX –Routen multidimensional bzgl. ihrer Nachhaltigkeit bewertet (→ *Teilbericht 3*). Diese sind in Abb. 3-6 dargestellt.

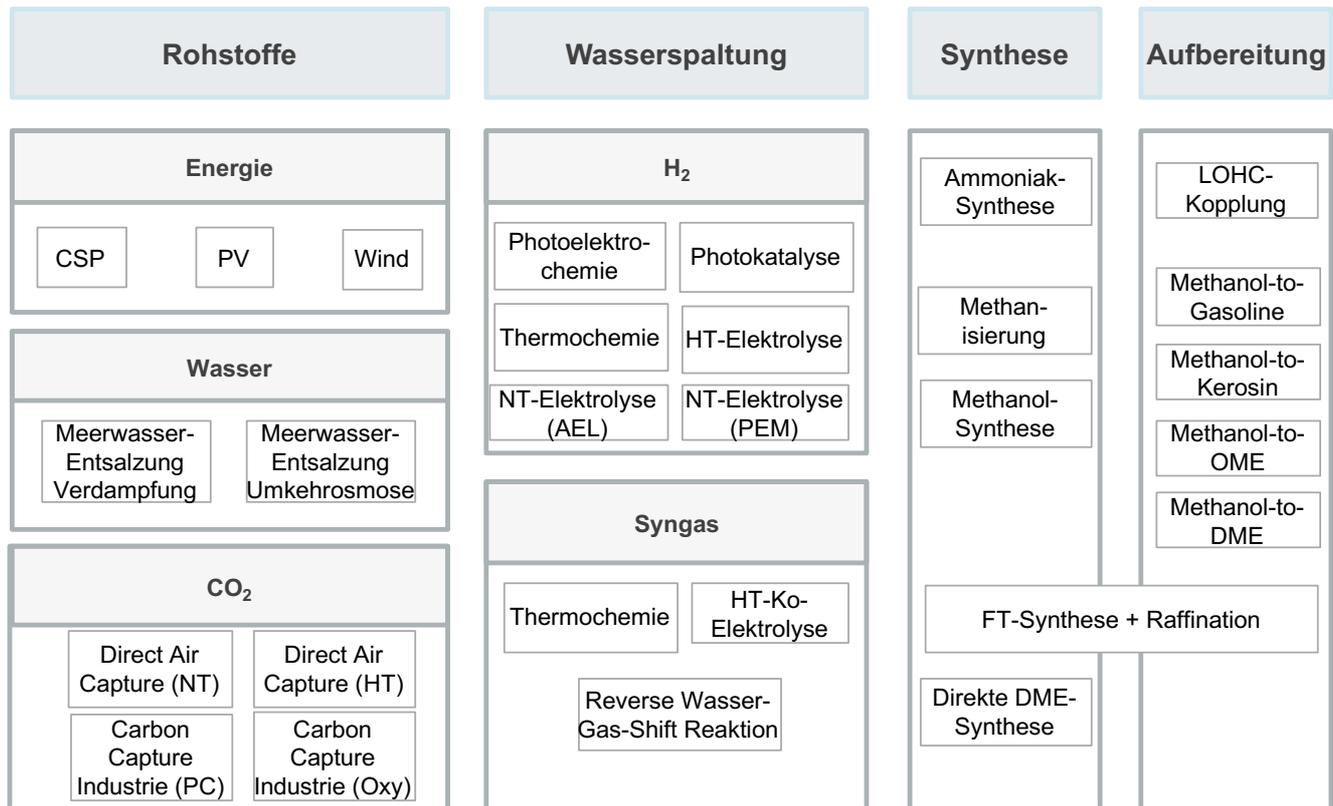


Abb. 3-6 Übersicht über in Teilprojekt „A.I“ bewertete Technologien entlang der PtX-Route

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

Sofern die dort analysierten Technologien innerhalb des berücksichtigten Betrachtungszeitraums (2030-2050) großskalige kommerzielle Verfügbarkeit (GKV) erreichen, was auf alle Technologien außer Photoelektrochemie und Photokatalyse in dem Technologiefeld Wasserstoffbereitstellung zutrifft, finden diese grundsätzlich Eingang in die Modellrechnungen. Ausnahmen stellen aufgrund des gewählten Systemzuschnitts nur die im Folgenden erläuterten Technologien bzw. Produkte dar.

Technologieausschluss aufgrund des Systemzuschnitts

■ Carbon-Capture-Industrie-Technologien

Im Rahmen der hier behandelten Basisszenarien liegt die Abtrennung von CO₂ aus industriellen Prozessen zur Nutzung als CO₂-Quelle im Produktionsprozess synthetischer Brenn-/Kraftstoffe außerhalb der gesetzten Systemgrenze. Entsprechend des gesetzten Ziels der Klimaneutralität werden nur geschlossene Kohlenstoffkreisläufe

zugelassen. Damit ist die einzig berücksichtigte CO₂-Quelle der DAC-Prozess (siehe Kapitel 2).

■ Berücksichtigung von DME und OME

In den Nachfrageszenarien wird die Nachfrage nach Dimethylether (DME) und Polyoxydimethylether (OME) nicht direkt abgebildet, jedoch diejenige nach Diesel. Diesel kann in der Modellumgebung direkt über die Fischer-Tropsch (FT)-Synthese hergestellt werden, zudem kommt perspektivisch insbesondere auch OME als Ersatz in Frage. Deshalb wird in der Modellierung OME als Ersatz für Diesel genutzt und dabei die Auswirkung des geringen Heizwertes von OME im Vergleich zu Diesel berücksichtigt. Sowohl die direkte DME-Synthese als auch der Aufbereitungsschritt Methanol-to-DME werden in den Modellrechnungen folglich nicht berücksichtigt. Außerdem wird die Technologie Methanol-to-OME im Folgenden durch die Technologie Methanol-to-Diesel unter Berücksichtigung der nötigen Wirkungsgradanpassung berücksichtigt⁶.

■ LOHC-Kopplung

Bei LOHC (engl. Liquid Organic Wasserstoff Carrier) handelt es sich um ein Trägermedium, das Wasserstoff unter Einsatz eines Katalysators hydriert und damit eine einfache Handhabung bei Lagerung und Transport in bestehenden Infrastrukturen, bspw. via Tanker, ermöglicht. Unter Wärmezufuhr kann es am Zielort wieder freigesetzt werden (→ *Teilbericht 3*, Kapitel 3.7.1). Der Nationale Wasserstoffrat bewertet die Technologie, wie auch alle weiteren Transportmöglichkeiten von flüssigem Wasserstoff, auf Distanzen unter 10.000 km als nicht konkurrenzfähig gegenüber dem Wasserstofftransport in Pipelines (Nationaler Wasserstoffrat, 2021). Für den berücksichtigten Systemzuschnitt mit ausschließlich Distanzen < 10.000 km wird LOHC daher als Transportoption und damit auch die LOHC-Kopplung ausgeschlossen.

Technologieausschluss zur Komplexitätsreduktion

Darüber hinaus werden aus den Modellrechnungen aus Gründen der Komplexitätsreduktion weitere Technologien ausgeschlossen: Falls bei direkt miteinander konkurrierenden Prozessrouten eine Technologie oder ein Technologieroutenausschnitt einer anderen in den durch das Modell bewertbaren Dimensionen (Kosten und Wirkungsgrad) klar unterlegen ist, wird sie in der Optimierung nicht berücksichtigt.

■ AEL versus PEM-Elektrolyse

In dem Technologiefeld Wasserstoffbereitstellung konkurrieren die Technologien Proton-Exchange-Membrane (PEM)-Elektrolyse und die alkalische Elektrolyse (AEL) direkt miteinander. Basierend auf den im Teilprojekt „A.I – SYN-PFADE“ vorgenommenen Technologiebewertungen (→ *Teilbericht 3*) kann die AEL den Wasserstoff günstiger bereitstellen. Der Flexibilitätsvorteil der PEM-Elektrolyse gegenüber der AEL kann in Modellrechnungen nicht dargestellt werden, da Aspekte wie Mindestlast und Leistungsänderungsgeschwindigkeit zur Beantwortung der übergeordneten Fragestellung nach Bereitstellungspfaden nicht abgebildet werden. Dass

⁶ Aus Gründen der Datenverfügbarkeit wurden für den Prozess Methanol-to-Diesel Investitionskosten und Effizienzen analog zu den Prozessen Methanol-to-Kerosin und Methanol-to-Gasoline genutzt.

die PEM-Elektrolyse in der Realität dennoch eine wichtige Rolle spielen kann, ist davon unbenommen.

■ Thermochemie-H₂ versus CSP + AEL

Vergleicht man die direkte Herstellung von Wasserstoff aus konzentrierter Solarstrahlung über das thermochemische Verfahren mit der Nutzung von CSP zur Stromerzeugung und nachfolgender AEL, zeigt sich, dass unter den angenommenen Kostendegressionen die CSP + AEL-Route in 2030 noch stark, in 2050 noch geringfügig günstiger als die Thermochemie ist. Doch auch geringfügige Kostenvorteile reichen in den Modellrechnungen mit dem Ziel der Kostenminimierung aus, um eine Technologie vollständig auszuschließen, sofern sie nicht weitere systemische Vorteile bietet. Die Thermochemie wird deshalb nicht in den Modellrechnungen berücksichtigt.

■ Weitere Technologien

In einer Vielzahl an Testrechnungen hat sich zudem gezeigt, dass einige Technologien zwar keine eindeutigen Nachteile bzw. Vor- und Nachteile in unterschiedlichen Parametern aufweisen, von der Optimierung jedoch nicht als Produktionstechnologien in den PtX-Routen gewählt werden. Dazu zählen bei den CO₂-Abscheidungstechnologien die Hochtemperatur-DAC, bei den Synthesegaserzeugungen die Reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion (RWGS) sowie Thermochemie zur Synthesegas-Erzeugung.

Fischer-Tropsch-Synthese und „Methanol-to-X“ Prozesse

Die FT-Synthese wird im Modell in zwei unterschiedlichen Konfigurationen implementiert: Eine Hochtemperatur (HT)-Variante, die als primären Output Naphtha erzeugt, und eine Niedertemperatur (NT)-Variante mit Diesel als Hauptprodukt. Beide Varianten erzeugen dabei stets Diesel, Benzin, Kerosin und Naphtha in fixen Mengenverhältnissen. Die FT-Synthese wird im Modell inklusive der Aufbereitung dargestellt. Da die Methanol-to-X-Route für Diesel und Kerosin erst ab 2040 verfügbar ist, kann diese Kraftstoffnachfrage bis dahin ausschließlich durch die FT-Technologie gedeckt werden.

Die Prozesse zur Weiterverarbeitung von Methanol zu verschiedenen Produkten werden im Modell separat abgebildet, vereinfachend werden sie in diesem Bericht an manchen Stellen mit der Gruppenbezeichnung „Methanol-to-X“ versehen.

Zusätzlich im Modell genutzte Hilfstechnologien

■ Wärmebereitstellung

Viele der Konversionstechnologien benötigen Wärme im Betrieb. Diese wird vereinfachend auf zwei verschiedenen Temperaturniveaus in der Modellierung berücksichtigt, die wie folgt differenziert werden:

- 1 | HT-Wärme (von engl. high temperature) für (sehr) hohe Temperaturen. Diese wird z. B. für den Betrieb der RWGS (>650°C), der Solide oxide electrolysis (SOEL) und der Hochtemperatur-Co-Elektrolyse (jeweils 700-1.000 °C) benötigt.

- 2 | LT-Wärme (LT von engl. low temperature) für niedrige Temperaturen. Der Wärmebedarf von der Meerwasserentsalzungs-Verdampfungs-Anlage oder dem DAC-LT-Prozess mit 60 °C bzw. 100 °C fällt beispielsweise in diese Kategorie.

Als Wärmebereitstellungstechnologie wird in dem abgebildeten, rein erneuerbar geprägten Systemausschnitt der Elektrodenkessel berücksichtigt, der Strom in Wärme umwandelt und dabei hohe Temperaturniveaus erreichen kann. Zudem ist für Prozesse, die LT-Wärme als Input benötigen, die Nutzung von Abwärme aus verschiedenen Prozessen entlang der PtX Route (z. B. aus der Methanisierung, der FT-Synthese oder den Methanol-to-X Prozessen) zulässig.

■ Grundwassernutzung in Europa

Neben den zwei berücksichtigten Technologien zur Meerwasserentsalzung wird innerhalb Europas angenommen, dass auch Grundwasser als Wasserquelle für Elektrolyse- und Syntheseprozesse genutzt werden kann.

Abschließend sind in Tab. 3-1 nochmals alle schließlich im Modell abgebildeten PtX-Technologien zusammengefasst. Die aufgrund von Komplexitätsreduktion für die hier besprochenen Modellrechnungen ausgeschlossenen Technologien sind eingeklammert.

Tab. 3-1 Im Modell abgebildete PtX-Technologien

H ₂ O-Bereitstellung	H ₂ -Bereitstellung	CO ₂ -Abscheidung	Synthesegas-erzeugung	Wärme-erzeugung	Syntheseprozesse inkl. Aufbereitung
Umkehrosmose Meerwasser	HT-SOEL	(HT-DAC)	HT-Ko-Elektrolyse	Elektroheizer LT-Wärme	Methanisierung
Verdampfung Meerwasser	Alkalisch	LT-DAC	(RWGS)	Elektroheizer HT-Wärme	Ammoniak-synthese
Grundwasser in Europa ⁷	(PEM)		(Thermochemie Syngas)	Nebenprodukt weiterer Prozessschritte	Methanol-synthese
Nebenprodukt weiterer Prozessschritte	(Thermochemie H ₂)				Methanol-to-Diesel
					Methanol-to-Gasoline
					Methanol-to-Kerosene
					FT-Synthese (HT, NT)

PEM = Proton Exchange Membrane; H₂ = Wasserstoff; HT = Hochtemperatur, LT = Niedertemperatur; DAC = Direct Air Capture, RWGS = Reverse Water Gas Shift; FT = Fischer-Tropsch

Hinweis: Eigeklammerte Technologien werden zur Komplexitätsreduktion für hier vorgestellte Ergebnisse in Modellrechnungen nicht berücksichtigt.

⁷ Einsatz in Deutschland im Hochlauf (2030, 2040).

3.4.2 Speicher- und Transporttechnologien

Als Transporttechnologien werden folgenden Optionen in den Modellrechnungen unterschieden:

- Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ oder HVDC für engl. high-voltage direct current)
- Je nach geographischer Lage Onshore- bzw. Offshore Pipeline-Verbindungen für alle gasförmigen und flüssigen Energieträger
- Tanker für alle flüssigen und die beiden verflüssigbaren gasförmigen⁸ Energieträger (Transport von Ammoniak via Tanker ist ausgeschlossen)

Für die HGÜ wird keine Differenzierung in Onshore- und Offshore-Leitungen vorgenommen, da die in der Literatur angegebene Bandbreite sowohl für Wege an Land als auch über See sehr große Schwankungsbreiten aufweisen, sodass eine Differenzierung hier zu einer Scheingenauigkeit führen würde. Tankerverbindungen sind nicht im innereuropäischen Austausch zugelassen, da Testrechnungen gezeigt haben, dass bei den angenommenen Kostendaten Tanker innerhalb Europas nicht eingesetzt werden. Ihr Einsatz wird für den berücksichtigten Systemzuschnitt entsprechend nur aus der MENA-Region nach Europa in den Modellrechnungen zugelassen.

Die Kosten für Pipelines und Stromübertragung werden im Modell als distanzabhängige Investitionskosten abgebildet. Für Tanker hingegen wird vereinfachend auf die dominierenden energieabhängigen variablen Kosten reduziert, Investitionskosten und Distanzabhängigkeit der variablen Kosten sind hier nicht berücksichtigt. Es werden folgende Verbindungen im Modell zugelassen:

- HGÜ und Pipelineverbindungen zwischen allen benachbarten europäischen Ländern und Clustern; bidirektional
- HGÜ und Pipelineverbindungen zwischen allen benachbarten Ländern und Clustern der MENA-Region; bidirektional
- HGÜ und Pipelineverbindungen von der MENA-Region in die angrenzenden (direkt und über das Mittelmeer) europäischen Cluster; bidirektional für HGÜ; unidirektional für Pipelines
- Tankerverbindungen aus allen Ländern und Clustern der MENA-Region in alle europäischen Länder und Cluster; unidirektional

Im Systemzuschnitt „DE+MENA“ (siehe Kapitel 4.1) werden die Direktverbindungen zwischen der MENA-Region und Deutschland als hybride On- und Offshore-Pipelines abgebildet.

LOHC als Transportmedium für Wasserstoff ist nicht Gegenstand der Untersuchungen (vgl. Kapitel 3.4.1).

Als Speichertechnologien werden ausschließlich Batteriespeicher sowie Wasserstofftankspeicher zum Ausgleich von Schwankungen im Tagesverlauf berücksichtigt.

⁸ Methan und Wasserstoff werden für den Transport per Tanker verflüssigt.

3.5 Techno-ökonomische Parameter zur Technologieabbildung

Um Ausbau und Einsatz der Energieerzeuger, -wandler, Transport- und Speichertechnologien modellieren zu können, werden neben den bereits besprochenen Potenzialen für EE eine Vielzahl an techno-ökonomischen Parametern benötigt. Dazu zählen Investitions- und Betriebskosten, Lebensdauern, Mengenverhältnisse aller Inputs einer Technologie, Umwandlungseffizienzen für alle Outputs sowie Verfügbarkeiten. Im Anhang 8.1 sind diese Daten für die einzelnen Technologiebereiche tabellarisch zusammengestellt. Im Folgenden werden die zugrundeliegenden Definitionen der genutzten Inputparameter erläutert. Anschließend werden die wichtigsten Datenquellen und größten Unsicherheiten in der Datenbasis dargestellt.

Übersicht über Inputparameter

- Kostenangaben beziehen sich jeweils auf den Haupt-Output-Energieträger (im tabellarischen Anhang als Output_1 bezeichnet). Sie setzen sich zusammen aus:
 - **CAPEX** – Investitionskosten (CAPEX für engl. capital expenditures), die zum Aufbau der Infrastruktur benötigt werden.
 - **OPEX fix** – fixe, kapazitätsbezogene Betriebskosten (OPEX für engl. operating expenditures), die benötigt werden, um die Betriebsbereitschaft sicherzustellen.
 - **OPEX var** – variable, einsatzbezogene Betriebskosten, die alle Kostenanteile zum Betrieb der Anlage beinhalten, jedoch **nicht** die für die in der Modellierung explizit berücksichtigten energetischen und stofflichen Inputs anfallenden Kosten.
- Die **Lebensdauer** ist die technisch erwartete Lebensdauer der gesamten Anlage; nach Ablauf der Lebensdauer ist eine vollständige Neuinstallation notwendig.
- Viele der berücksichtigten Konversionsprozesse benötigen mehrere Inputs (beispielsweise Wasserstoff, CO₂, Wärme). In diesem Fall wird über den Parameter **Verhältnis Input_x/Input_1** das Mengenverhältnis abgebildet. Input_1 stellt dabei stets den Hauptenergie- oder Masseneintrag des Prozesses dar, anhand dessen Energie- bzw. Masseneintrag die anderen Inputströme skaliert werden.
- **Effizienzen** werden für jeden Output angegeben und beziehen sich immer auf den Hauptenergieinput (Input_1). Für die Speicher werden Round-Trip-Effizienzen und für die leitungsgebundenen Transporttechnologien distanzbezogene Effizienzen angegeben.
- Zeiten, in denen die Anlage aufgrund von geplanten Wartungsarbeiten oder ungeplanten Ausfällen als nicht verfügbar angenommen wird, sind in dem Parameter **Nichtverfügbarkeit** als Anteil der gesamten Stunden eines Jahres abgebildet. Für einige Technologien sind zu diesem Parameter keine Angaben zu finden; in diesem Fall wird von einer konstanten Verfügbarkeit ausgegangen.
- Für Speicher wird zudem das sogenannte E2P-Verhältnis genutzt, welches das Verhältnis von installierter Speicherkapazität (Energie) und Ladeleistung darstellt.

Grundsätzlich werden alle Daten energiebezogen (MWh bzw. MW) ausgewiesen. Nur Wasser und CO₂ werden in Masseneinheiten (t bzw. t/h) angegeben.

Wichtige Datenquellen

Grundsätzlich wird eine einheitliche Datengrundlage innerhalb des Projektkontextes zur Nutzung in den Modellierungsarbeiten auch bzgl. der Technologieparameter angestrebt. Die Grundlage dafür wird unter anderem im Teilprojekt „A.I – SYN-PFADE“ durch die umfangreiche Technologiebewertung gelegt. Entsprechend stellt der → *Teilbericht 3* für die Technologien entlang der PtX-Route die primär genutzte Quelle dar. Nicht alle der in der Modellierung benötigten techno-ökonomischen Parameter sind dort jedoch Gegenstand der Bewertung, so dass ergänzende Quellen genutzt wurden. Für die techno-ökonomischen Parameter der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien werden die Eingangsdaten zur Entwicklung der Kostenpotenzialkurven des DLR genutzt, welche in → *Teilbericht 10* dokumentiert werden. Darüber hinaus wurden innerhalb des Projektkontextes für vielfältige Konversions-, Synthese-, und Speichertechnologien vom DLR im Rahmen der techno-ökonomischen Power-to-Liquid (PtL)-Potenzialanalyse Input-Daten für Modellrechnungen aufbereitet, die auch für die vorliegenden Analysen genutzt werden (→ *Teilbericht 10*, Kapitel 3.7).

Die Tanker-Transportkosten basieren auf den Arbeiten des IZES in Arbeitspaket 9. Diese sind in → *Teilbericht 12* dokumentiert.

Daten zu den Pipelinekostendaten basieren auf einem Bericht der IEAGHG (2013). Die Berechnung der Durchflussmenge durch die Pipeline in Abhängigkeit vom Pipelinedurchmesser erfolgt in Anlehnung an Peters et al. (2006).

Umgang mit Unsicherheiten und Datenlücken

Der Untersuchungsgegenstand der vorliegenden Arbeit ist es, mögliche zukünftige Kraftstoff- und Wasserstoffbereitstellungspfade durch Modellrechnungen aufzuzeigen. Diesem ist es immanent, mit Unsicherheit belastet zu sein. Auch die angenommenen Entwicklungen der techno-ökonomischen Technologieparameter bis zum Jahr 2050 sind davon betroffen. Dies gilt insbesondere für Technologien, die heute noch keine GKV erreicht haben oder sich in steilen Bereichen der Lernkurven (also Phasen starker Kostenreduktion) befinden. Dazu zählen die DAC-Technologien, die regenerativ basierten Technologien zur Synthesegasproduktion sowie einige der Synthese- und Aufbereitungsprozesse. Diese werden voraussichtlich erst in 2030 (bzw. Thermochemie, Methanol-to-Diesel und Methanol-to-Kerosene erst in 2040) großskalig kommerziell verfügbar sein. Erwartete Erfahrungskurven zur Kostendegression sowie technologische Entwicklungen zur Effizienzsteigerung werden aus den jeweiligen Quellen übernommen. Falls diese keine Kosten im Zeitverlauf ausweisen, werden die Kosten des Bezugsjahres als konstant angenommen. Nicht spezifisch für Zwischenjahre ausgewiesene Werte werden durch lineare Interpolation der umliegenden Datenpunkte ermittelt.

Einige Technologien sind zwar bereits schon heute schon etabliert, trotzdem unterschieden sich die Literaturwerte stark bzgl. der Investitionskosten für den Aufbau der benötigten Technologien. Dies gilt insbesondere für Pipelines: Es wird eine große

Bandbreite an Kosten angegeben⁹, zudem werden diese zumeist als variable Kosten für den Transport, nicht als Investitionskosten ausgewiesen. Da die Modellierungsergebnisse sehr sensitiv auf Transportkostenannahmen sind, werden die Auswirkungen verschiedener Kosten in einer Szenariovariante analysiert (→ *Teilbericht 7*). Dabei wird sowohl das Kostenverhältnis von Pipelines auf Land bzw. See als auch das Verhältnis der Kosten von Tanker- bzw. Pipelinetransport untersucht.

3.6 Definition der Basisszenarien

Die hier untersuchten Basisszenarien sind definiert durch

- die Entwicklung der Energiebedarfe entsprechend der Nachfrageszenarien „Brennstoffmix“, „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“ (siehe Kapitel 3.1),
- die Kostenpotenzialkurven der regenerativen Erzeugung beschnitten um die Eigenbedarfe der MENA-Region (siehe Kapitel 3.2),
- keine Berücksichtigung regionaler Risikoaufschläge in den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten sowie
- die Parametrierung der Technologien wie in den Kapiteln 3.3 bis 3.5 beschrieben.

Die Basisszenarien unterscheiden sich untereinander ausschließlich in der Nachfrageentwicklung und werden deswegen mit den gleichen Bezeichnungen wie die Nachfrageszenarien benannt („Brennstoffmix“, „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“, in Abbildungen abgekürzt zu BM, EL und SYN). Aufbauend auf den Basisszenarien werden im weiteren Projektverlauf Sensitivitätsrechnungen angestellt und Szenarien unter Einbeziehung der Risikobewertungen modelliert (→ *Teilbericht 7*).

⁹ Pipelineprojekte unterscheiden sich in ihren Kosten sehr stark durch die örtlichen Begebenheiten, die Beschaffenheit des Untergrunds, etc.

4 Auswertung Modellergebnisse in Hinsicht auf erneuerbare Energie-Erzeugung und Produktion von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen

Die zuvor geschilderten Rahmen- und Technologiedaten (Kapitel 3) finden Eingang in ein Energieversorgungsmodell, das zur Aufgabe hat, die vorgegebenen Bedarfe unter Einhaltung der Randbedingungen zu minimalen Kosten zu decken. Die so erzielten Modellierungsergebnisse dienen dazu, die in Kapitel 1 beschriebenen Forschungsfragen zur Rolle der MENA-Region für die Versorgung Deutschlands und Europas mit synthetischen Brenn- und Kraftstoffen und den entsprechenden Versorgungspfaden zu beantworten. Hier werden die Ergebnisse dieser Modellierung für die drei Basisszenarien, welche sich hinsichtlich der Entwicklung der zukünftigen Nachfrage unterscheiden, vorgestellt. Dabei wird zunächst auf das System „DE+MENA“ (Kapitel 4.1) eingegangen. Anschließend werden die Ergebnisse des Systems „DE+Europa+MENA“ (Kapitel 4.2) analysiert¹⁰. Für beide Systeme werden die Ergebnisse des Basisszenarios „Brennstoffmix“ detailliert vorgestellt. Aufbauend darauf werden die Unterschiede zu den Ergebnissen der weiteren Basisszenarien „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“ aufgezeigt. Die Ergebnisauswertung fokussiert auf das Jahr 2050, an geeigneten Stellen werden zudem Implikationen zum Hochlauf in den Jahren 2030 und 2040 diskutiert.

Die Vorstellung und Einordnung der Szenarioergebnisse für den Transport von Energieträgern ist Gegenstand von Kapitel 5.

4.1 System „DE+MENA“

Der Systemausschnitt „DE+MENA“ stellt die Importbeziehungen zwischen Deutschland und der MENA-Region ohne eine Einbeziehung des europäischen Auslands dar. Die hier ermittelten Ergebnisse finden Eingang in die in AP 10 im Teilprojekt B.II (→ *Teilbericht 13*) angestellten volkswirtschaftlichen Analysen.

4.1.1 Szenario „Brennstoffmix“

Im Rahmen der Analyse der Ergebnisse für das Szenario „Brennstoffmix“ wird zunächst auf die Importquoten in Deutschland und die Produktionsmengen in den einzelnen Regionen eingegangen. Anschließend wird der Ausbau der EE-Erzeugungskapazitäten in den einzelnen Regionen analysiert und mit den zugrunde gelegten EE-Potenzialen abgeglichen. Zudem wird die Wahl der Produktionstechnologien in dem Szenario vorgestellt. Zum Schluss dieses Unterkapitels wird dargestellt, wie die Ergebnisse für geclusterte Regionen auf einzelne Länder runtergebrochen werden können und welche Implikationen sich aus diesen disaggregierten Ergebnissen ableiten lassen.

Importquoten und Erzeugungsländer – wieviel wird von wo importiert?

Tab. 4-1 stellt den Anteil der inländischen Produktion sowie des Imports nach Deutschland für das Jahr 2050 dar. Abb. 4-1, Abb. 4-2 und Abb. 4-3 visualisieren die

¹⁰ Für die Definition und Unterscheidung dieser Systeme siehe auch Kapitel 1.

mit diesen Importquoten¹¹ korrespondierenden Produktionsmengen in den einzelnen Regionen bzw. Exportmengen der MENA-Region¹². Abb. 4-2 wird dabei zur besseren Nachvollziehbarkeit der Energiemengen der weiteren Energieträger ohne Strom und Wasserstoff dargestellt, da Strom und Wasserstoff als Vorprodukte für die Erzeugung aller weiteren Brenn-/Kraftstoffe sehr hohe Produktionsmengen haben. Wie aus Tab. 4-1 deutlich erkennbar ist, wird unter den gegebenen Modellannahmen der gesamte benötigte Strom nur innerhalb Deutschlands produziert, gasförmige und flüssige Energieträger werden dagegen (nahezu) vollständig aus der MENA-Region importiert. Der Grund hierfür sind die vergleichsweise hohen Transportkosten für Strom, während gasförmige und flüssige Energieträger zu geringeren Kosten transportiert werden können. Aus ökonomischer Sicht ist es daher sinnvoller, zur Herstellung letzterer die EE-Potenziale mit vergleichsweise geringen Stromgestehungskosten in der MENA-Region zu nutzen (eine detaillierte Analyse der genutzten EE-Potenziale folgt weiter unten).

Tab. 4-1 Anteil inländischer Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Deutschland, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“)

	Heimisch	Import
Strom	100 %	0 %
Wasserstoff	0 %	100 %
synthetisches Methan	13 %	87 %
synthetisches Methanol	5 %	95 %
synthetisches Diesel	5 %	95 %
synthetisches Benzin	13 %	87 %
synthetisches Kerosin	2 %	98 %
synthetisches Naphtha	6 %	94 %
Ammoniak	0 %	100 %

Der Import nach Deutschland erfolgt dabei aus mehreren MENA-Regionen: Wasserstoff wird insbesondere aus Algerien importiert; Länder/Regionen mit großen Exportmengen von synthetischem Methan und flüssigen Energieträgern sind insbesondere das Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg*¹³ sowie Algerien, Ägypten und das Cluster *Nahost*. Geringe Mengen werden zudem aus dem Cluster *Süd-Arabien* importiert. Gemäß den Modellierungsergebnissen erfolgt keine Produktion in Libyen, Tunesien sowie dem Cluster *Nord-Arabien*.

¹¹ Die hier und im Folgenden berechneten Importquoten sind Netto-Importquoten (d. h. absolute Importmengen abzüglich Export). Darüber hinaus wird bei der Berechnung der Importquoten angenommen, dass die Nachfrage und der Bedarf nach Energieträgern für die heimische Nutzung der nachfolgenden Prozessschritte zu gleichen (relativen) Anteilen durch Import bzw. heimische Produktion gedeckt werden.

¹² Abb. 4-1 (und folgende Abbildungen mit einer analogen Darstellungsweise) stellen die Energiemengen inklusive erzeugte Menge von Zwischenprodukten (Strom, Wasserstoff, Methanol) dar, welche in nachfolgenden Prozessschritten weiterverarbeitet werden.

¹³ Rund 40 % des Potenzials kommen dabei aus Marokko und 60 % aus Westsahara.

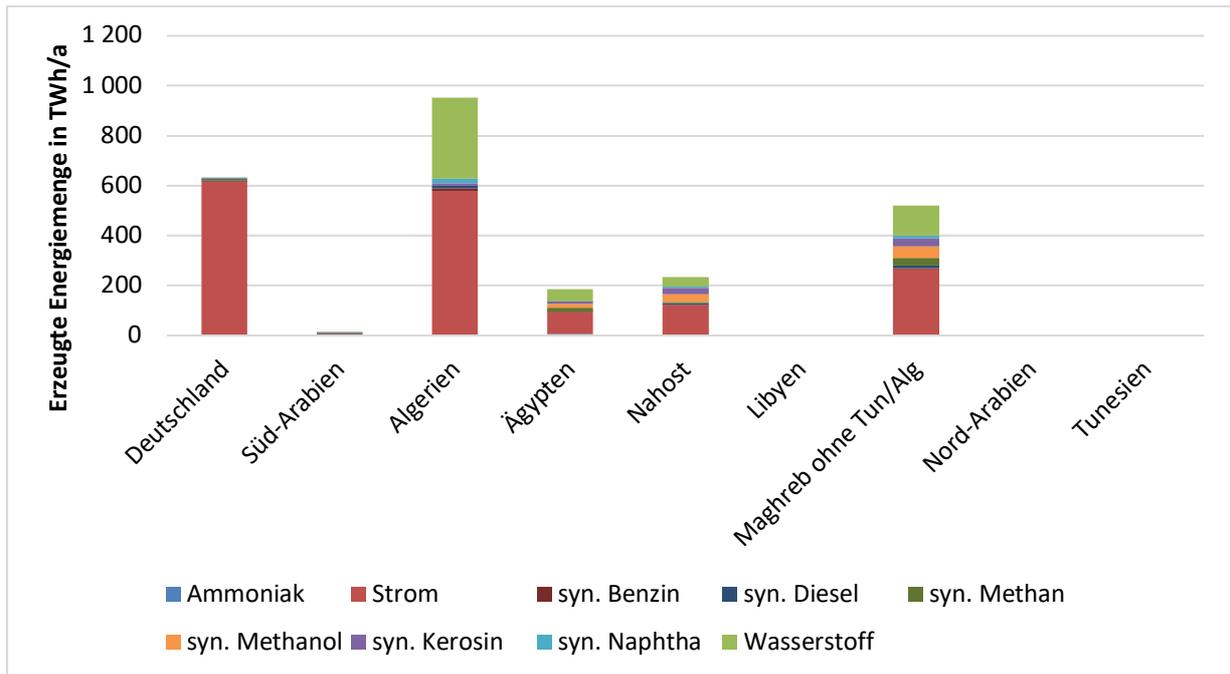


Abb. 4-1 Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte), 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“)

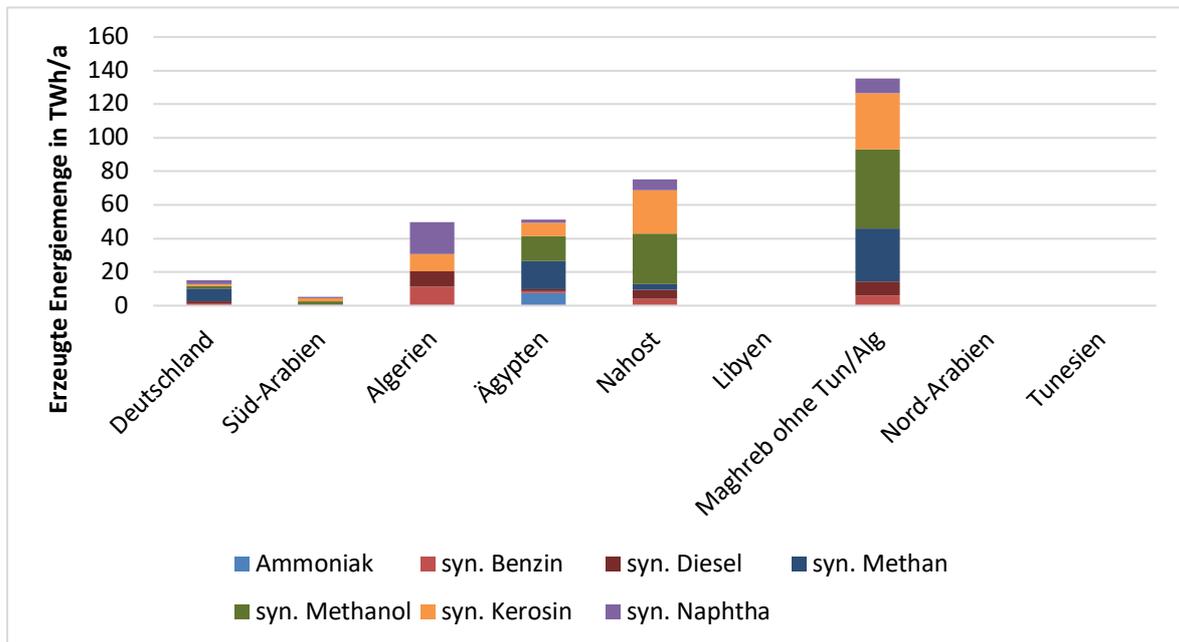


Abb. 4-2 Erzeugte Energiemengen je Energieträger (ohne Strom und Wasserstoff, inkl. Zwischenprodukte), 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“)

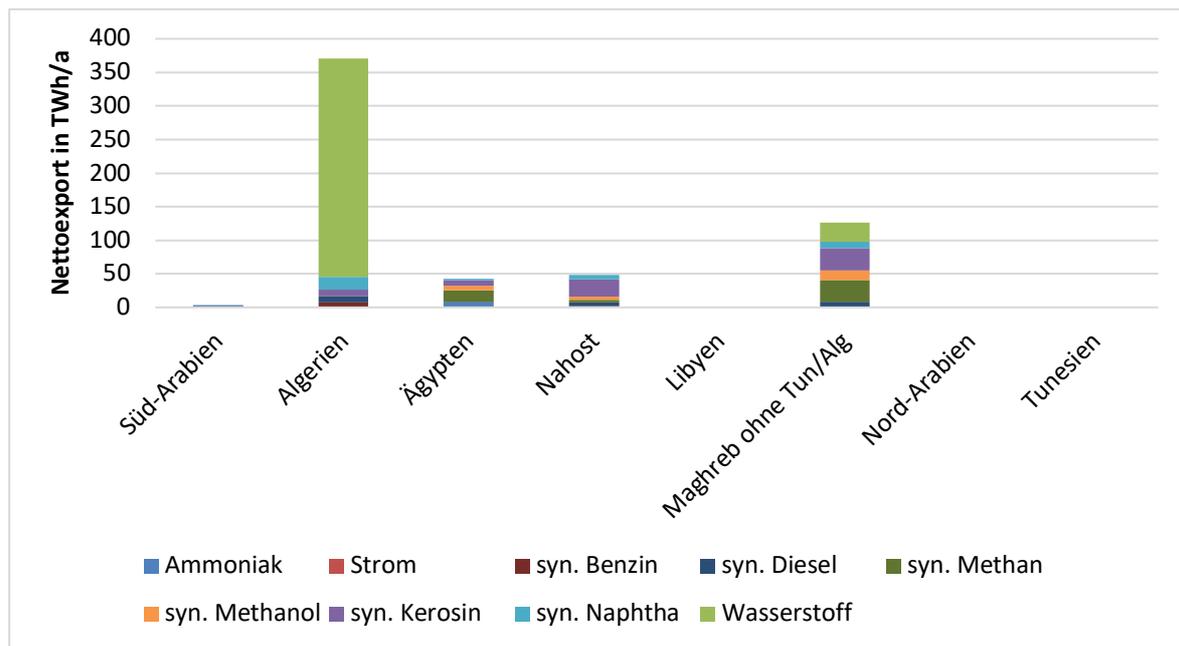


Abb. 4-3 Nettoexport je Energieträger, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“)

Damit wird deutlich, dass der Import vor allem aus Regionen mit vergleichsweise geringen Transportdistanzen nach Deutschland erfolgt. Insbesondere aus Algerien, welches die geringste Transportdistanz nach Deutschland aufweist, werden große Energiemengen importiert. Trotz hoher Transportdistanzen werden auch geringe Mengen aus dem Cluster *Süd-Arabien* importiert; dieses Cluster weist im Vergleich zu den anderen Regionen jedoch sehr günstige EE-Potenziale auf, was den Transport über weite Strecken – zumindest für geringe Energiemengen – lohnenswert macht.

Nutzung von EE-Potenzialen – welche regenerativen Energiequellen werden genutzt?

Für eine detaillierte Analyse der EE-Erzeugungsmengen und Nutzung der EE-Potenziale sind in Abb. 4-4 die Stromerzeugungsmengen und in Abb. 4-5 der Anteil der in den Modellergebnissen installierten EE-Erzeugungskapazitäten an der maximal installierbaren Kapazität aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzial (KP)-Kategorie für das Jahr 2050 visualisiert.

Wie aus den Abbildungen ersichtlich wird, stellt Onshore-Windenergie den wesentlichen Energieträger in Deutschland dar; zudem werden vergleichsweise geringe PV-Erzeugungskapazitäten (KP-Kategorie PV-35) installiert. Letztere sind jedoch nur geringfügig höher (etwa 6 %) als der exogen vorgegebene Mindestausbau (siehe Kapitel 3). Onshore-Windenergieanlagen hingegen werden in signifikantem Maße über die Mindestausbauvorgaben hinaus zugebaut; zudem erfolgt eine Reinvestition in diese Anlagen nach Ende der Lebensdauer von 20 Jahren¹⁴. Dieser Kapazitätsausbau der Onshore-Windenergieanlagen bedeutet eine vollständige Ausschöpfung der

¹⁴ In Offshore-Windenergieanlagen, dessen Ausbau im Jahr 2030 exogen vorgegeben wird, wird – gemäß den Modellergebnissen – nach Ende der Lebensdauer von 20 Jahren nicht reinvestiert.

vorhandenen Potenziale der KP-Kategorie Onshore-25 und Onshore-35; Onshore-45-Potenziale werden zu etwa 50 % ausgeschöpft. Die PV-35-Potenziale hingegen werden nur zu knapp 20 % genutzt (vgl. Abb. 4-5).

In der MENA-Region stellt dagegen die Solarenergie den wesentlichen Energieträger dar. Dabei wird – unter den zugrunde liegenden Annahmen – lediglich die PV-Technologie eingesetzt, in die CSP-Technologie wird (vom Modell) nicht investiert. Dies ist auf die zugrunde liegenden Kostenannahmen zurückzuführen, nach denen die CSP-Technologie geringfügig teurer als die PV-Technologie ist¹⁵. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die CSP-Technologie andere Vorteile (z. B. Bereitstellung von gesicherter Leistung oder Abwärme sowie Hochtemperatur-Wärmespeicher) aufweist. Diese können modellseitig nicht berücksichtigt werden, aber den zukünftigen Einsatz dieser Technologie fördern. Trotz hoher Stromerzeugungsmengen aus Solarenergie werden die PV-Potenziale der günstigen KP-Kategorie PV-15 und PV-25 in der MENA-Region nur zu einem sehr geringen Maß ausgeschöpft; es bestehen insbesondere noch sehr große PV-25-Potenziale in Algerien, Libyen sowie dem Cluster *Nahost* und dem Cluster *Nord-Arabien*.

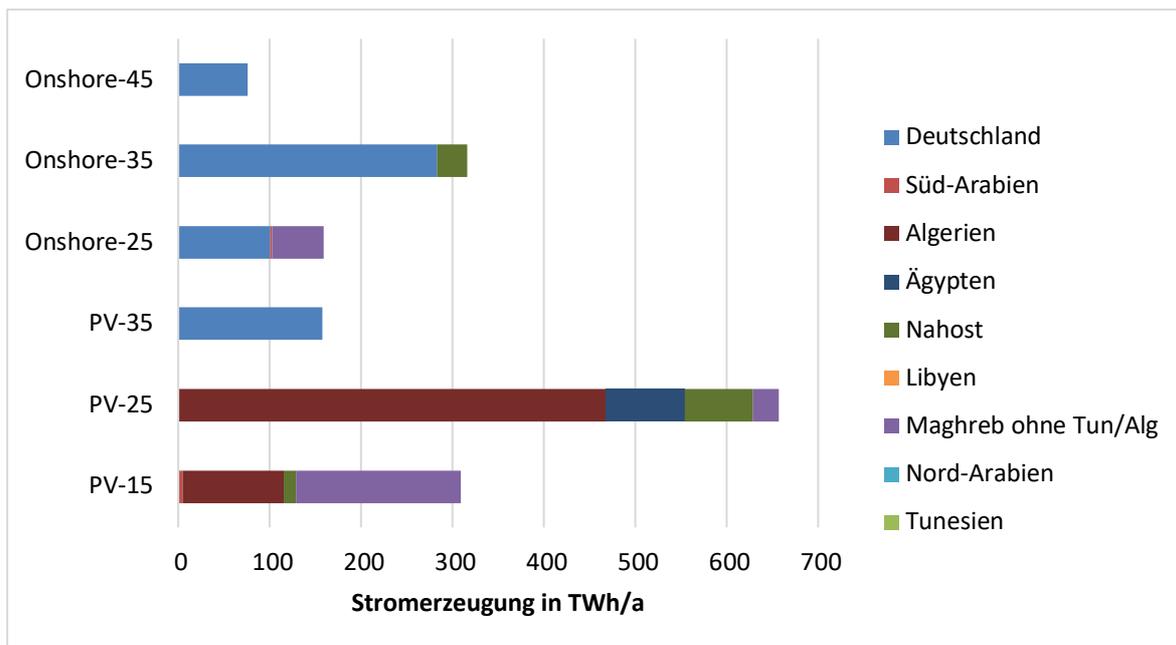


Abb. 4-4 Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie und Region, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“)

Die Stromerzeugungsmengen aus Windenergie in der MENA hingegen sind vergleichsweise gering. Vom Modell werden Onshore-Windenergieanlagen in den Clustern *Maghreb ohne Tun/Alg*, *Süd-Arabien* und *Nahost* in den günstigen KP-Kategorien Onshore-25 und Onshore-35 ausgewählt. Aufgrund der geringen Onshore-25-Potenziale in der MENA-Region bedeuten diese geringen Anlagenkapazitäten bereits

¹⁵ Verglichen wird dabei PV + Batteriespeicher, da CSP-Anlagen mit einem thermischen Speicher zur flexiblen Stromerzeugung ausgerüstet sind.

eine komplette Ausschöpfung dieser Potenziale; größere nicht genutzte Onshore-35-Potenziale bestehen noch in Algerien und in dem Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg*.

Zusammenfassend macht diese Analyse der Stromerzeugungsmengen deutlich, dass Onshore-Windenergie den präferierten Energieträger in Deutschland darstellt. Der Ausbau von Onshore-Windenergieanlagen orientiert sich dabei hauptsächlich an der Stromnachfrage in Deutschland, da diese inländisch gedeckt wird. Trotz weiterer vorhandener EE-Potenziale in Deutschland, insbesondere von Solarenergie (PV-35), wird der Import von gasförmigen und flüssigen Energieträgern aus der MENA-Region bevorzugt. Dies unterstreicht die Aussage, dass die geringen Stromgestehungskosten in der MENA-Region der Treiber für den Import sind, und nicht die begrenzten EE-Potenziale in Deutschland.

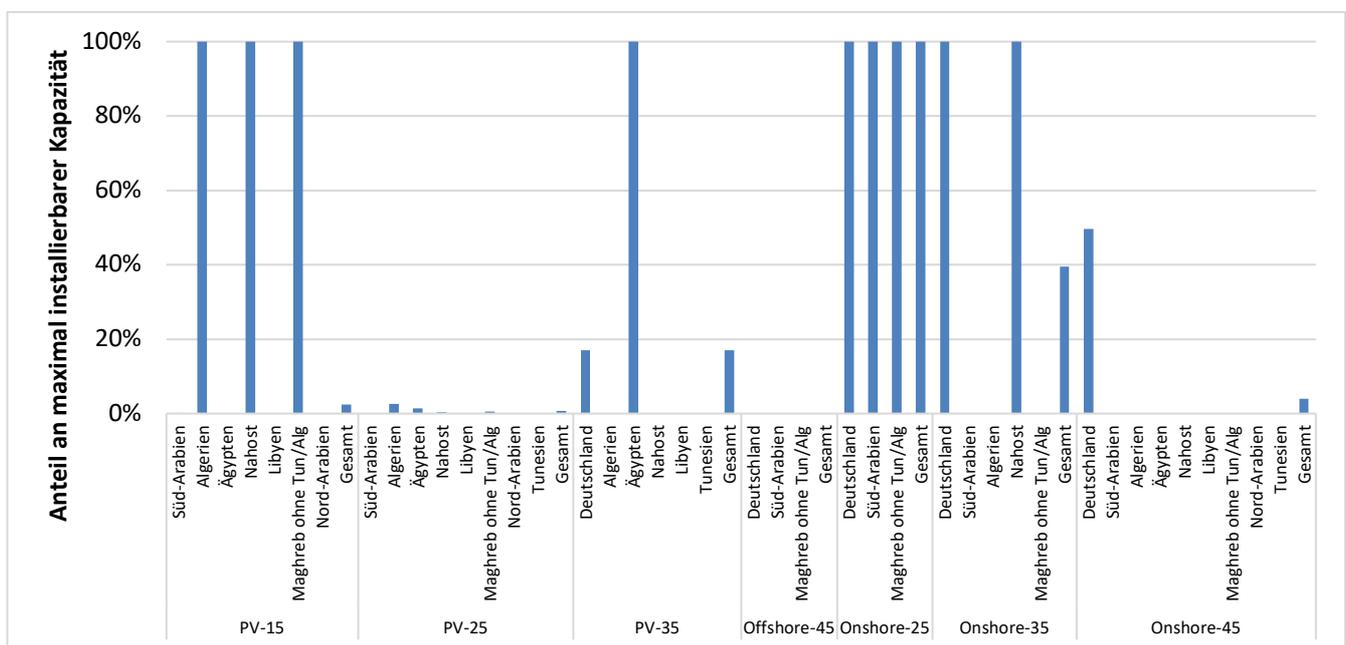


Abb. 4-5 Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“)¹⁶

Solarenergie stellt den wesentlichen Energieträger in der MENA-Region dar; unterstützend wird zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von PV-Anlagen Windenergie genutzt. Die PV-Potenziale zu günstigen Stromgestehungskosten in der MENA-Region sind sehr groß: Die PV-Potenziale, welche für die vorliegende Modellierung bereits um den Eigenbedarf der MENA-Länder beschnitten und um den Anteil Deutschlands an der gesamten europäischen Nachfrage (siehe letzten Abschnitt in Kapitel 3.2) reduziert wurden, werden selbst in der KP-Kategorie PV-25 nicht annähernd ausgeschöpft. Dabei sind PV-Potenziale in den günstigen KP-Kategorie (PV-15 und PV-25) in allen MENA-Regionen vorhanden. Dies verdeutlicht, dass vor allem

¹⁶ Es sind nur die Regionen dargestellt, welche in den betreffenden KP-Kategorien eine maximal installierbare Kapazität größer 0 aufweisen. PV-35-Potenziale sind in Ägypten (wie auch den anderen MENA-Regionen) sehr gering, sodass – trotz einer vollständigen Ausschöpfung – nur geringe Mengen Strom in dieser KP-Kategorie erzeugt werden.

die Transportdistanzen nach Deutschland die Wahl der Produktionsstandorte beeinflussen, weniger das Vorhandensein günstiger EE-Potenziale¹⁷.

PtX-Prozesspfade zur Herstellung von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen – welche Produktionstechnologien kommen zum Einsatz?

Wie im Rahmen von Kapitel 3 erläutert, wird im Rahmen der Modellierung eine Vielzahl an Technologien zur Produktion von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen betrachtet. Tab. 4-2 stellt diese Technologien dar; grau hinterlegt sind dabei die Technologien, welche im Rahmen der Modellierung aus techno-ökonomischer Sicht als optimal betrachtet werden.

Wasser wird zu etwa gleichen Teilen durch Meerwasserentsalzung (55 %) und als Nebenprodukt weiterer Prozesse (45 %) bereitgestellt¹⁸. Dabei wird für die Meerwasserentsalzung vor allem die Verdampfung als Technologie eingesetzt. Die Verdampfung ist zwar mit vergleichsweise hohen Investitionskosten verbunden und benötigt Niedrigtemperaturwärme als Input, ist jedoch wesentlich effizienter hinsichtlich des Strominputs und wird daher vom Modell insgesamt bevorzugt. Regional (in Algerien) ist jedoch auch die Umkehrosmose ökonomisch sinnvoll. Wasser als Nebenprodukt entsteht vor allem bei der CO₂-Abtrennung mittels LT-DAC sowie während der Syntheseprozesse. Welche Wasserproduktion wo zum Einsatz kommt, hängt von dem Zusammenspiel von verfügbarer Abwärme, Verwendungsmöglichkeiten für diese Abwärme und günstig verfügbaren Stromerzeugungsmengen ab. In Algerien beispielsweise wird die verfügbare Abwärme zum größten Teil für die LT-DAC genutzt, für die Wasserproduktion wird (neben dem Wasser aus der DAC) deswegen die Umkehrosmose eingesetzt.

Gemäß den Modellergebnissen wird die **Wasserstoffproduktion** über die Hochtemperatur-SOEL-Elektrolyse aus techno-ökonomischer Sicht bevorzugt. Im Hochlauf (2030 und 2040) wird mit vergleichsweise geringen Produktionsmengen zudem die AEL-Elektrolyse regional (Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg*) eingesetzt. Die SOEL-Elektrolyse ist zwar mit höheren Investitionskosten als die AEL-Elektrolyse verbunden, hat jedoch – u. a. bedingt durch den Wärmeinput – eine höhere elektrische und auch Gesamt-Effizienz und wird daher größtenteils eingesetzt. Zudem ist für die SOEL-Elektrolyse eine signifikante Reduktion der Investitionskosten bis 2050 zugrunde gelegt (Investitionskosten etwa 20 % höher als bei AEL-Elektrolyse in 2050), was den ausschließlichen Einsatz ab 2050 erklärt. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die zukünftige Kostenentwicklung der SOEL-Elektrolyse einer großen Unsicherheit unterliegt, unter anderem aufgrund der Tatsache, dass bisher nur wenige

¹⁷ Sensitivitätsanalysen in (→ *Teilbericht 7*) zeigen jedoch, dass die Höhe der Transportkosten zwar einen Einfluss darauf hat, welche Endenergieträger in den Regionen produziert werden, jedoch wenig darauf, wie viel Elektrizität als Grundlage aller weiteren Produktionsschritte in einer Region erzeugt wird. Die Charakteristik der Erzeugung hat somit anscheinend einen stärkeren Einfluss als die Transportdistanz. Eine höhere zeitliche Auflösung führt außerdem zu einer teilweisen Verlagerung von Solar- hin zu Windenergie und damit zu einer Verschiebung der Erzeugungsmengen nach Europa.

¹⁸ Zahlen beziehen sich auf das Jahr 2050. Im Hochlauf (2030, 2040) wird zudem Grundwasser in Deutschland genutzt. 2050 hingegen reichen die Wassermengen als Nebenprodukt aus weiteren Prozessen in Deutschland aus, sodass kein Grundwasser genutzt werden muss.

SOEL-Elektrolyse existieren, sowie der schweren Skalierbarkeit der SOEL-Elektrolysezelle.

Für die **CO₂-Abtrennung** wird gemäß den Modellergebnissen die LT-DAC-Technologie gegenüber der Hochtemperatur-DAC-Technologie bevorzugt, da erstere sowohl höhere Effizienzen als auch geringere Investitionskosten aufweist. Darüber hinaus entsteht Wasser als Nebenprodukt, welches in weiteren Produktionstechnologien genutzt werden kann, was auch in signifikantem Umfang geschieht.

Für die **Synthesegaserzeugung** wird modellseitig nur die Hochtemperatur-Co-Elektrolyse berücksichtigt (vgl. Erläuterungen in Kapitel 3.4.1).

Für verschiedene Prozessschritte wird **HT- bzw. LT-Wärme** als Input benötigt. Für die Erzeugung von HT-Wärme werden entsprechend Elektroheizer eingesetzt. Es ist keine Investition in Elektroheizer zur Erzeugung von LT-Wärme notwendig, da ausreichend LT-Wärme als Kuppelprodukt weiterer Prozessschritte anfällt, insbesondere bei den Prozessschritten FT-Synthese und Methanolsynthese, sowie in geringeren Mengen auch bei der Methanisierung und den Methanol-to-X-Prozessen.

Für die Brenn- und Kraftstoffe synthetisches Methan, synthetisches Methanol und Ammoniak steht jeweils nur eine **Synthesetechnologie** im Modell zur Verfügung, sodass Kapazitäten für diese Technologien entsprechend errichtet werden. Für die Produktion der weiteren Produkte synthetisches Naphtha, synthetischer Diesel, synthetisches Benzin und synthetisches Kerosin ist unter den gegebenen Annahmen eine Kombination verschiedener Synthesetechnologie techno-ökonomisch vorteilhaft. Die zugrunde liegenden Produktverhältnisse der FT-Synthese im Vergleich zu der Nachfragestruktur sowie die technologische Verfügbarkeit der Technologien bedingen dabei die notwendigen Kapazitäten der verschiedenen Synthesetechnologien.

2030 wird die Kraftstoffnachfrage ausschließlich durch die FT-Technologie gedeckt, da die Methanol-to-X-Route für Diesel und Kerosin erst ab 2040 verfügbar ist. Eine Kombination von LT- und HT-FT spiegelt dabei am besten die Nachfragestruktur von Diesel, Benzin und Kerosin wider¹⁹. Ab 2040 wird zusätzlich stark in die Methanol-to-Kerosene-Technologie investiert, um die – im Vergleich zu Diesel und Benzin – stark ansteigende Nachfrage nach synthetischem Kerosin bedienen zu können. Es wird im Jahr 2040 auch in die Methanol-to-Gasoline-Technologie investiert, die Kapazitäten dieser Technologie sind jedoch vergleichsweise sehr gering. Die Nachfrage nach synthetischem Naphtha, welche ab 2050 auftritt, bedingt die Investition in weitere HT-FT-Anlagen, da diese Technologie eine hohe Naphtha-Ausbeute aufweist. Damit wird deutlich, dass insbesondere für den Prozessschritt der Synthese (inklusive Aufbereitung) eine Kombination verschiedener Technologien techno-ökonomisch vorteilhaft ist. Dabei muss jedoch bedacht werden, dass die im Rahmen der Modellierung exogen vorgegebenen Produktverhältnisse der FT-Synthese in der Realität bis zu einem gewissen Grad an die Nachfragestruktur angepasst werden können und sich entsprechend die Auslegung der FT-Anlagen am Markt orientieren wird. Darüber hinaus gibt es Forschungsansätze zur Co-Produktion von Naphtha in der

¹⁹ Die Kapazität der LT-FT-Technologie liegt um etwa 60 % höher als die Kapazität der HT-FT-Technologie (2030).

Methanol-to-X-Route, was das Verhältnis der Kapazitäten von FT- und Methanol-to-X-Route ebenfalls beeinflussen kann. Dennoch wird im Rahmen der Modellergebnisse deutlich, dass beide Technologierouten – FT und Methanol-to-X – Vorteile aufweisen, welche den Einsatz beider Technologierouten zukünftig anreizen können.

Tab. 4-2 Modellergebnis: Optimale PtX-Produktionstechnologien (System „DE+MENA“)

H ₂ O-Bereitstellung	H ₂ -Bereitstellung	CO ₂ -Abscheidung	Synthesegas-erzeugung	Wärme-erzeugung	Syntheseprozesse inkl. Aufbereitung
Umkehrosmose Meerwasser	HT-SOEL	(HT-DAC)	HT-Ko-Elektrolyse	Elektroheizer LT-Wärme	Methanisierung
Verdampfung Meerwasser	Alkalisch	LT-DAC	(RWGS)	Elektroheizer HT-Wärme	Ammoniaksynthese
Grundwasser (in Europa) ²⁰	(PEM)		(Thermochemie Syngas)	Nebenprodukt weiterer Prozessschritte	Methanolsynthese
Nebenprodukt weiterer Prozessschritte	(Thermochemie H ₂)				Methanol-to-Diesel
					Methanol-to-Gasoline
					Methanol-to-Kerosene
					FT-Synthese (HT und LT)

PEM = Proton Exchange Membrane; H₂ = Wasserstoff; HT = Hochtemperatur, LT = Niedertemperatur; DAC = Direct Air Capture, RWGS = Reverse Water Gas Shift; FT = Fischer-Tropsch

**Grau hinterlegt sind Technologien, die gemäß der Modellergebnisse zur Brenn- und Kraftstoffproduktion eingesetzt werden. Die aufgrund der Komplexitätsreduktion für die hier besprochenen Modellrechnungen ausgeschlossenen Technologien sind eingeklammert.*

Disaggregation: Länderspezifische Ergebnisse – Wo genau könnte die Produktion innerhalb der Ländercluster stattfinden?

Die Disaggregation der Ergebnisse pro Land erfolgt anhand der folgenden Methodik: Die in den Modellergebnissen ausgewiesenen Stromerzeugungsmengen und Kapazitäten von EE-Anlagen werden für jede KP-Kategorie vollständig dem Land innerhalb eines Clusters mit dem besten Kapazitätsfaktor in der betreffenden KP-Kategorie (im betreffenden Jahr) zugeordnet. Ist die Kapazität einer KP-Kategorie gemäß den Modellergebnissen größer als die maximal installierbare Kapazität des Landes mit dem besten Kapazitätsfaktor, wird die verbleibende Stromerzeugung bzw. EE-Kapazität dem Land mit dem zweitbesten Kapazitätsfaktor zugeordnet. Dieses Vorgehen wird wiederholt, bis die gesamte Stromerzeugung bzw. EE-Anlagenkapazität gemäß Modellergebnissen auf die Länder innerhalb eines Clusters aufgeteilt ist. Auf

²⁰ Einsatz in Deutschland im Hochlauf (2030, 2040).

Basis dieser Zuordnung wird für jedes Land und jedes Jahr der Anteil der gesamten Stromerzeugung (d. h. summiert über alle KP-Kategorien) an der gesamten Stromerzeugung des gesamten Clusters im betreffenden Jahr ermittelt. Dieser Anteil wird anschließend als Verteilungsschlüssel für die Berechnung länderspezifischer Produktionsmengen bzw. Anlagenkapazitäten der gasförmigen und flüssigen Brenn- und Kraftstoffe und Transportmengen bzw. Kapazitäten der Transportinfrastrukturen genutzt²¹.

Abb. 4-6 bis Abb. 4-8 stellen die Ergebnisse der Disaggregation anhand länderspezifischer Stromerzeugungs- und Produktionsmengen dar. Dabei werden zwecks besserer Nachvollziehbarkeit die Länder eines Clusters in Abb. 4-6 jeweils in derselben Farbe (mit unterschiedlicher Musterfüllung) dargestellt; in Abb. 4-7 und Abb. 4-8 sind die Ergebnisse nach Cluster-Zugehörigkeit sortiert.

Wie aus den Abbildungen ersichtlich ist, wird bei Zugrundelegung der oben beschriebenen Methodik die Produktionsmenge der Cluster auf wenige Länder verteilt:

- Die Produktion des Clusters *Süd-Arabien* entfällt komplett auf Jemen aufgrund der besseren Kapazitätsfaktoren bei PV-15 bzw. der Tatsache, dass nur Jemen in diesem Cluster Onshore-25-Potenziale aufweist.
- Die Produktion des Clusters *Nahost* wird auf Jordanien und Iran aufgeteilt. Da nur Jordanien in diesem Cluster PV-15-Potenziale aufweist, wird die Stromerzeugung in dieser KP-Kategorie komplett Jordanien zugerechnet; analog entfällt die Stromerzeugung in der KP-Kategorie Onshore-35 auf den Iran. Stromerzeugung in der KP-Kategorie PV-25 findet sowohl in Iran als auch Jordanien statt. Entsprechend wird auch die Produktion der gasförmigen und flüssigen Energieträger Jordanien und dem Iran zugeordnet, wobei aufgrund der höheren Stromerzeugung in Jordanien auch höhere Mengen der gasförmigen und flüssigen Energieträger in diesem Land produziert werden.

Zusammenfassend ist Algerien das Hauptlieferland für Wasserstoff; hohe Importmengen der weiteren gasförmigen und flüssigen Brenn- und Kraftstoffe werden aus dem Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* geliefert. Lieferländer mit geringeren Importmengen sind Ägypten, Iran, Jordanien und Jemen.

Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass im Rahmen der Basisszenarien rein techno-ökonomische Bewertungskriterien für die modell-seitige Entscheidung von Lieferländern in der MENA-Region zugrunde gelegt werden; Investitionsrisiken in der MENA-Ländern werden nicht einbezogen. Gemäß den Ergebnissen der Basisszenarien sind damit einige Lieferländer techno-ökonomisch vorteilhaft, welche ein hohes Investitionsrisiko aufweisen (z. B. Jemen, Algerien, Ägypten, Iran); Länder mit geringem Investitionsrisiko hingegen werden nicht als Lieferländer gewählt (→ *Teilbericht 8*). Die explizite Berücksichtigung von Investitionsrisiken im Modell und die

²¹ Bei der Berechnung länderspezifischer Transportmengen bzw. Transportinfrastrukturkapazitäten wird zusätzlich geprüft, welche Energiemengen lediglich durch ein Cluster durchgeleitet, aber nicht produziert werden (d. h. das Cluster fungiert als Transitregion). Diese Transit-Mengen werden annahmegemäß einem Land je Cluster zugeordnet: Dies ist Saudi-Arabien im Cluster *Nord-Arabien* bzw. Jordanien im Cluster *Nahost*. Aufgrund der geografischen Lage wird für das Cluster *Süd-Arabien* kein Transitland festgelegt.

daraus resultierenden Implikationen vorteilhafter Lieferländer werden im Rahmen weiterer Modellrechnungen betrachtet (→ *Teilbericht 7*).

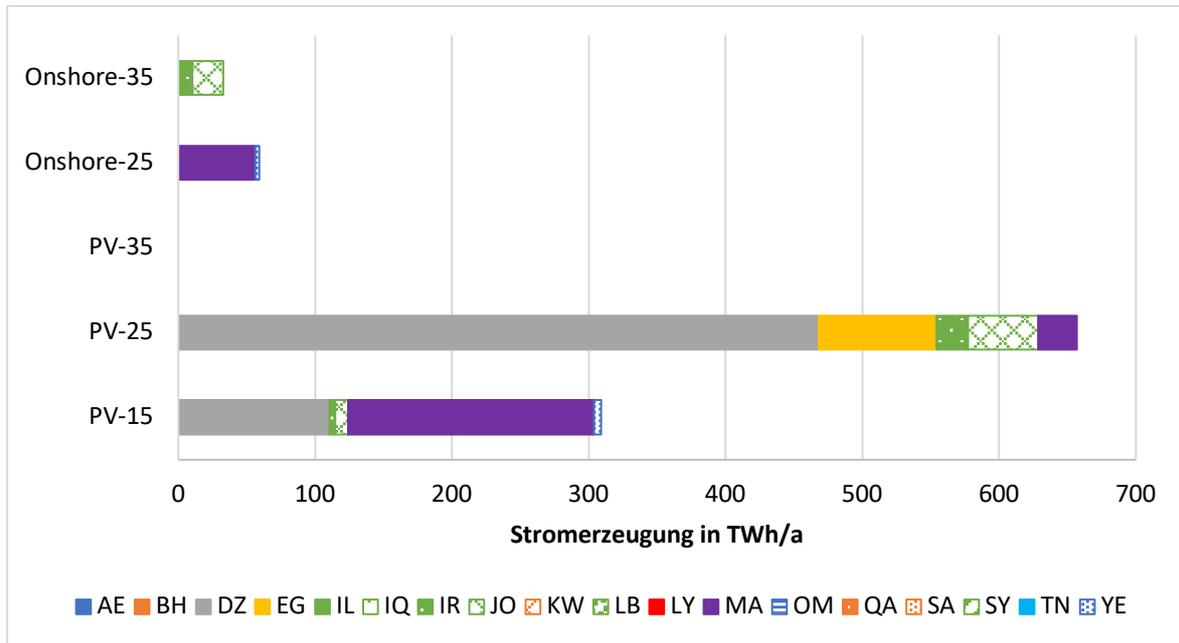


Abb. 4-6 Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie und Region, länderspezifische Ergebnisse, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“)

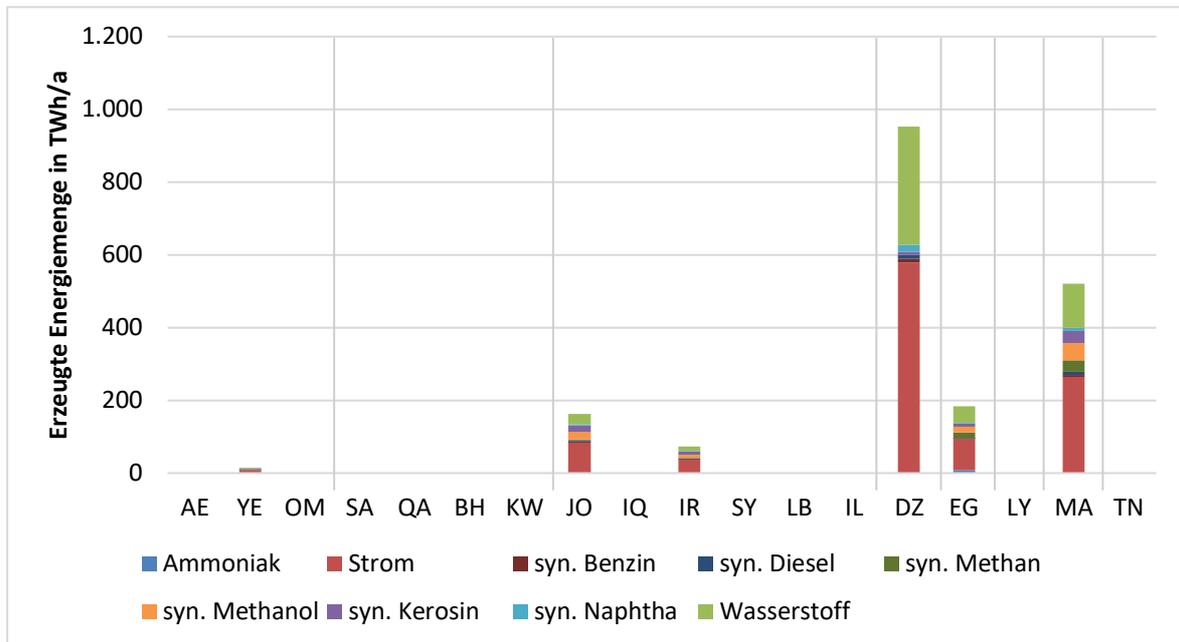


Abb. 4-7 Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte), länderspezifische Ergebnisse, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“)

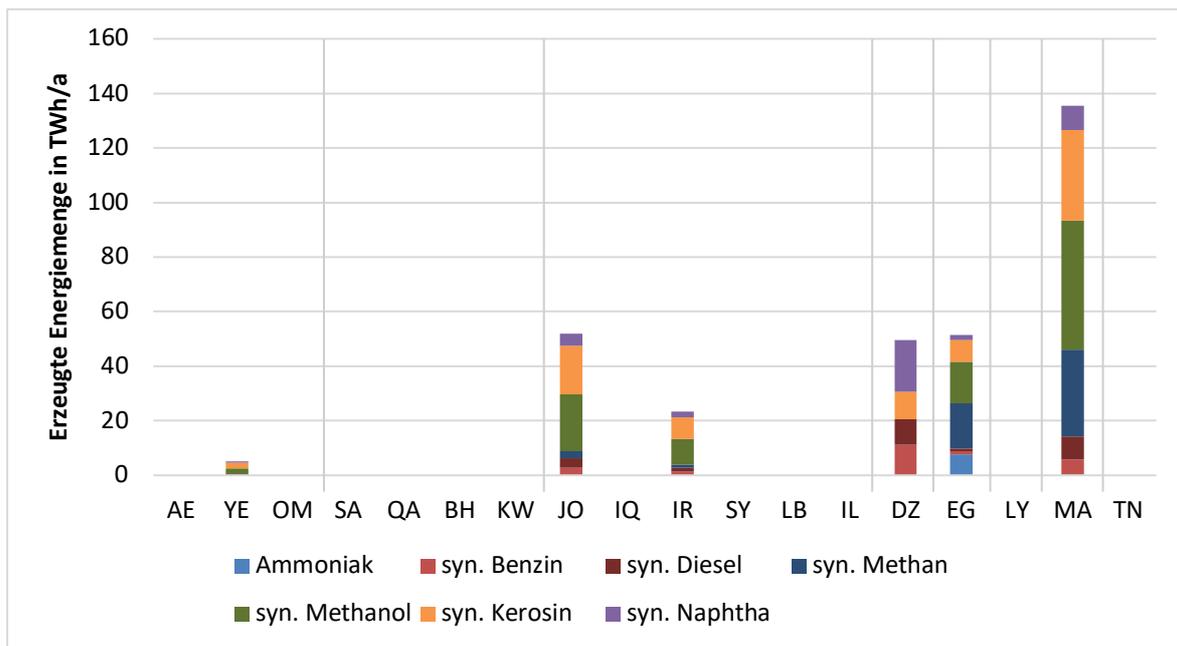


Abb. 4-8 Erzeugte Energiemengen je Energieträger (ohne Strom und Wasserstoff, inkl. Zwischenprodukte), länderspezifische Ergebnisse, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+MENA“)

4.1.2 Szenarien „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“

Wie verändern sich die Ergebnisse, wenn andere Entwicklungen der Nachfrage angenommen werden?

Im Folgenden werden die Unterschiede in den Ergebnissen der drei Basisszenarien, welche sich hinsichtlich der zukünftigen Nachfrageentwicklung unterscheiden, aufgezeigt. Abb. 4-9 stellt dafür die Produktionsmengen in den einzelnen Szenarien für das Jahr 2050 vergleichend gegenüber; die damit assoziierten Exportmengen der MENA-Region sind in Abb. 4-10 dargestellt. Tab. 4-3 gibt eine Übersicht über die Importquoten in den drei Szenarien. Darstellungen zu den Stromerzeugungsmengen und Nutzung der vorhandenen EE-Potenziale aufgeschlüsselt nach KP-Kategorie in den Szenarien „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“ finden sich im Anhang (Abb. 8-1 bis Abb. 8-4).

Wie aus Abb. 4-9, Abb. 4-10 und Tab. 4-3 deutlich wird, bleiben die grundsätzlichen Versorgungsstrukturen unabhängig von der zukünftigen Nachfrageentwicklung erhalten: Aus techno-ökonomischer Sicht ist die inländische Stromproduktion aufgrund der hohen Stromtransportkosten sinnvoll. Gasförmige und flüssige Energieträger werden zu einem kleinen Teil in Deutschland produziert, jedoch ist es unter Kostengesichtspunkten sinnvoll, diese größtenteils zu importieren. Der Import dieser Brenn- und Kraftstoffe erfolgt für alle Nachfrageentwicklungen aus den gleichen MENA-Regionen; lediglich im „Klassische Antriebe“-Szenario kommt aufgrund der höheren Nachfrage Libyens als zusätzliches Exportland hinzu.

Die Produktionsmengen in den Ländern variieren hingegen zum Teil stark für die unterschiedlichen Nachfragestrukturen: Im Vergleich zum „Brennstoffmix“-Szenario steigt in den beiden anderen Szenarien die Produktionsmenge in Deutschland an.

Dies ist im „Innovative Antriebe“-Szenario durch den höheren Elektrifizierungsgrad und damit höheren Endenergiebedarf an Strom bedingt. Da die inländische Stromerzeugung aus techno-ökonomischer Sicht sinnvoll ist (siehe oben), ist im „Innovative Antriebe“-Szenario eine höhere Stromerzeugung in Deutschland notwendig. Im „Klassische Antriebe“-Szenario ist der Endenergiebedarf aufgrund der Bevorzugung flüssiger Kraftstoffe insgesamt höher, da deren Produktion sowie Verbrennung im Motor mit vergleichsweise hohen Wirkungsgradverlusten verbunden ist. Da synthetische Brenn- und Kraftstoffe anteilig – auch wenn zu einem sehr geringen Anteil – innerhalb Deutschlands produziert werden, führt dies entsprechend zu einer höheren Erzeugung in Deutschland.

Die Produktionsmengen in der MENA-Region sinken für das „Innovative Antriebe“-Szenario bedingt durch die insgesamt geringere Nachfrage nach gasförmigen und flüssigen Brenn- und Kraftstoffen; entsprechend steigen die Produktionsmengen in der MENA-Region für das „Klassische Antriebe“-Szenario. Dabei kommt es für das „Klassische Antriebe“-Szenario zu einer Verschiebung der Produktionsmengen zwischen den MENA-Regionen (im Vergleich zum „Brennstoffmix“-Szenario): Die Produktion (2050) sinkt in Algerien, dem Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* und dem Cluster *Nahost*; dieser Rückgang wird durch höhere Produktionsmengen in Ägypten sowie Libyen als zusätzliches Erzeugerland kompensiert. Dabei muss jedoch bedacht werden, dass Libyen hohe Investitionsrisiken aufweist, wobei diese Risiken im Rahmen der Basisszenarien modell-seitig nicht berücksichtigt werden.

Ähnlich zum „Brennstoffmix“-Szenario erfolgt die Stromproduktion in den Szenarien „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“ auf Basis von PV und Onshore-Windenergie. Dabei werden die gleichen KP-Kategorien wie im „Brennstoffmix“-Szenario genutzt. Lediglich das Ausmaß der Ausnutzung der vorhandenen EE-Potenziale variiert szenarioabhängig: In Deutschland wird Onshore-45 (Szenario „Innovative Antriebe“) bzw. PV-35 (Szenarien „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“) im Vergleich zum „Brennstoffmix“-Szenario weiter ausgebaut, um die höheren Stromerzeugungsmengen realisieren zu können. Im „Klassische Antriebe“-Szenario wird in der MENA-Region vor allem PV (PV-15 in Libyen sowie PV-25 in Ägypten und Libyen)²² sowie in geringen Mengen Onshore-45 in Libyen ausgebaut, um die höhere Nachfrage bedienen zu können (vgl. Abb. 8-1 und Abb. 8-2 im Anhang). Trotz des massiven Ausbaus der PV-25-Anlagen in Ägypten sind die PV-25-Potenziale sowohl in Ägypten als auch in der MENA-Region insgesamt im „Klassische Antriebe“-Szenario nur zu einem geringen Anteil ausgeschöpft. Damit wird deutlich, dass – auch bei einem sehr hohen Endenergiebedarf – günstige EE-Potenziale in MENA mehr als ausreichend vorhanden sind, um die Nachfrage in Deutschland bedienen zu können, vorausgesetzt die entsprechenden Investitionen in die Erzeugungskapazitäten finden statt.

²² Es wird zudem PV-35 in Libyen fast bis zur Potenzialgrenze (97 %) ausgebaut. Das Potenzial und entsprechend die installierten Kapazitäten von PV-35 in Libyen sind jedoch vergleichsweise sehr gering.

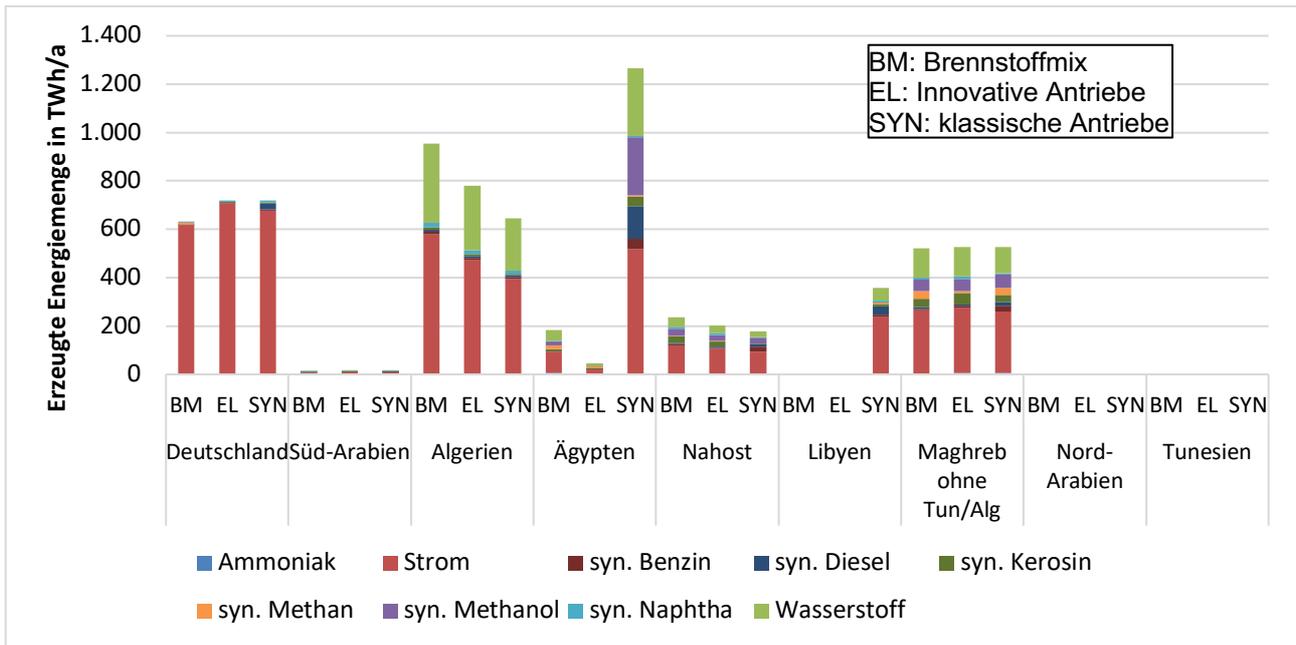


Abb. 4-9 Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte), 2050, Szenarien „Brennstoffmix“ (BM), „Innovative Antriebe“ (EL) und „Klassische Antriebe“ (SYN) (System „DE+MENA“)

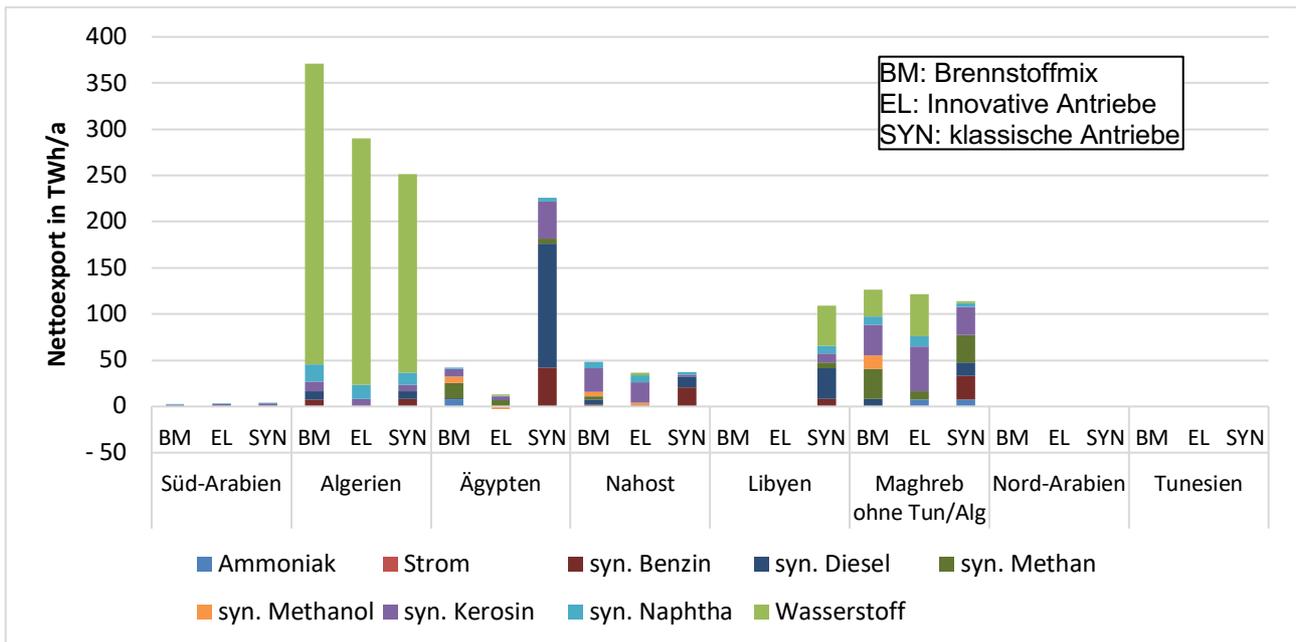


Abb. 4-10 Nettoexport je Energieträger, 2050, Szenarien „Brennstoffmix“ (BM), „Innovative Antriebe“ (EL) und „Klassische Antriebe“ (SYN) (System „DE+MENA“)

Die Produktion der Energieträger erfolgt in den Szenarien „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“ bis auf die FT-Produkte mit den gleichen PtX-Technologien wie im „Brennstoffmix“-Szenario. Die Technologieentscheidung für die Wasser-, Wasserstoff-, CO₂-, Syngas- und Wärmebereitstellung ist damit robust gegenüber der zukünftigen Nachfrageentwicklung. Die aus techno-ökonomischer Sicht vorteilhaften PtX-Technologien zur Produktion von FT-Produkten hingegen unterscheiden sich aufgrund der unterschiedlichen Nachfragestrukturen in den Szenarien: Im „Brennstoffmix“-Szenario erfolgt die Produktion über HT- und LT-FT-Route, sowie ab 2040 zusätzlich über Methanol-to-Kerosene (vgl. Erläuterungen Kapitel 4.1.1). Im „Innovative Antriebe“-Szenario hingegen wird nur die HT-FT-Route eingesetzt, da diese Route eine vergleichsweise hohe Naphtha-Ausbeute aufweist. Dies korrespondiert am besten mit der Nachfragestruktur im „Innovative Antriebe“-Szenario, in welchem lediglich Kerosin und Naphtha – jedoch kein Diesel oder Benzin – nachgefragt werden. Zusätzlich wird ab 2040 Kerosin über die Methanol-to-Kerosene-Route produziert, wobei der Großteil der Kerosinnachfrage über diese Route bedient wird. Im „Klassische Antriebe“-Szenario werden ähnlich zum „Brennstoffmix“-Szenario HT- und LT-FT-Route eingesetzt. Zusätzlich werden die Kraftstoffe Diesel, Benzin und Kerosin über die Methanol-to-X-Route produziert, wobei ab 2040 (Benzin und Kerosin) bzw. 2050 (Diesel) der Großteil der Produktion über diese Routen erfolgt.

Tab. 4-3 Anteil inländische Produktion und Import und zur Deckung der Nachfrage in Deutschland, 2050, Szenarien „Brennstoffmix“, „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“ (System „DE+MENA“)

	Strom	Wasserstoff	syn. Methan	syn. Methanol	syn. Diesel	syn. Benzin	syn. Kerosin	syn. Naphtha	Ammoniak
Szenario „Brennstoffmix“									
Heimisch	100 %	0 %	13 %	5 %	5 %	13 %	2 %	6 %	0 %
Import	0 %	100 %	87 %	95 %	95 %	87 %	98 %	94 %	100 %
Szenario „Innovative Antriebe“									
Heimisch	100 %	0 %	0 %	-	-	-	3 %	11 %	0 %
Import	0 %	100 %	100 %	-	-	-	97 %	89 %	100 %
Szenario „Klassische Antriebe“									
Heimisch	100 %	0 %	0 %	-	10 %	5 %	6 %	15 %	0 %
Import	0 %	100 %	100 %	-	90 %	95 %	94 %	85 %	100 %

4.2 System „DE+Europa+MENA“

Das System „DE+Europa+MENA“ dient der Analyse der Versorgung Deutschlands als Teil Europas. Die Entwicklung in Deutschland ist eingebettet in eine Defossilisierung des Verkehrs und der weiteren betrachteten Sektoren in Gesamteuropa, mit entsprechenden damit einhergehenden Nachfragen nach synthetischen Brenn- und Kraftstoffen. Doch nicht nur die Nachfrage aus den europäischen Ländern wird hier einbezogen, auch die Ausnutzung der EE-Erzeugungspotenziale in Europa ist Gegenstand dieser Untersuchung. Durch den geänderten geografischen Zuschnitt können sich andere Transportrouten als im System ohne Betrachtung Europas als vorteilhaft erweisen, damit können sich auch die Erzeugungsländer unterscheiden. Hier werden im Folgenden die Ergebnisse für das System „DE+Europa+MENA“ in analoger Struktur zum Kapitel 4.1 gezeigt, dabei wird insbesondere auf Punkte eingegangen, die sich vom anderen Systemzuschnitt unterscheiden. Die Wahl der optimalen PtX-Produktionstechnologien im System „DE+Europa+MENA“ unterscheidet sich nicht signifikant von der Wahl im System „DE+MENA“, sodass auf die Auswertung der Produktionstechnologien im Folgenden verzichtet wird.

4.2.1 Szenario „Brennstoffmix“

Ähnlich zum System „DE+MENA“ werden im Folgenden die Importquoten, Produktionsmengen in den einzelnen Regionen und der Ausbau der EE-Erzeugungskapazitäten in den einzelnen Regionen für das Szenario „Brennstoffmix“ im System „DE+Europa+MENA“ analysiert. Abschließend wird die Disaggregation der Ergebnisse auf einzelne Länder dargestellt.

Importquoten und Erzeugungsländer – wie viel wird von wo importiert?

Tab. 4-4 stellt den Anteil der inländischen Produktion sowie des Imports nach Europa (gesamt und differenziert für die einzelnen Regionen) für das Jahr 2050 dar. Abb. 4-11 und Abb. 4-12 visualisieren die mit diesen Importquoten korrespondierenden Produktionsmengen in den einzelnen Regionen (Darstellung ohne Strom und Wasserstoff in Abb. 4-12 zur besseren Nachvollziehbarkeit der Energiemengen der weiteren Energieträger), Abb. 4-13 die damit assoziierten Exportmengen der MENA-Region.

Wie aus Tab. 4-4 deutlich wird, ist auch unter Einbezug der europäischen Potenziale und Nachfrage die Versorgung Europas wesentlich durch Importe von Energieträgern bestimmt. Jedoch sind die gesamteuropäischen Importquoten im Vergleich zu den Importanteilen von Deutschland (in beiden Systemen „DE+MENA“ und „DE+Europa+MENA“) vergleichsweise gering²³. Insbesondere Wasserstoff und FT-Produkte werden zu einem wesentlich größeren Anteil innerhalb Europas produziert. Anhand der Importquoten für die einzelnen europäischen Regionen wird deutlich, dass EU_West und EU_North einen hohen Anteil ihrer Nachfrage heimisch decken können. Dies bedingt aufgrund der hohen Nachfrage insbesondere in EU_West hohe

²³ Die europäischen Importquoten für synthetisches Methan und synthetisches Methanol sind höher als für Deutschland im System „DE+MENA“, allerdings nur zu einem sehr geringen Anteil. In der Summe über alle Energieträger ist der Importanteil für Europa geringer.

Produktionsmengen (vgl. Abb. 4-11). Deutschland, *EU_South* und *EU_East_Southeast* hingegen weisen vergleichsweise hohe Importquoten auf (Ausnahme: geringer bzw. kein Stromimport nach Deutschland bzw. *EU_East_Southeast*). Dabei sind die Importquoten summiert über alle Energieträger für Deutschland im System „DE+Europa+MENA“ etwas höher als im System „DE+MENA“. *EU_South* und Deutschland sind als einzige europäische Region auf Stromimporte angewiesen; dabei sind die Stromimporte nach Deutschland vergleichsweise gering. Bei *EU_South* – welches Italien und die Schweiz umfasst – stellen Stromimporte einen wesentlichen Beitrag zur Deckung der Stromnachfrage der Region dar²⁴. Dabei wird Strom (im Jahr 2050) vor allem aus *EU_West* sowie zu einem wesentlich geringeren aus *EU_East_Southeast* nach Deutschland bzw. *EU_South* exportiert. Diese und folgende Aussagen basieren auf den Netto-Import bzw. Exportmengen. Dabei ist jedoch zu bedenken, dass aufgrund der integrierten Betrachtung im Rahmen eines Energieversorgungsmodells die konkreten Transportflüsse nur bedingt zurückverfolgt werden können und damit die genaue Herkunft der importierten/exportierten Energiemengen nicht immer eindeutig identifizierbar ist.

Neben den Netto-Stromexporten einiger europäischer Regionen weisen *EU_East_Southeast* (für Naphtha) und *EU_North* (für Diesel und Benzin) Netto-Exportmengen im Jahr 2050 auf. Im Vergleich zur netto-exportierten Strommenge ist die Energiemenge der netto-exportierten Brenn- und Kraftstoffe jedoch vergleichsweise gering (etwa 12 % der Energiemenge von Strom). Bezogen auf die gesamte europäische Nachfrage des jeweiligen Energieträgers sind die Netto-Exportmengen von sowohl Strom (5 %) als auch der flüssigen Energieträger (bis zu 8 % für Diesel) vergleichsweise gering.

Zusammenfassend machen diese Ergebnisse damit deutlich, dass aufgrund großer EE-Potenziale zu wettbewerbsfähigen Kosten in Europa – insbesondere in *EU_West* – die europäische Nachfrage gesamt im Vergleich zur deutschen Nachfrage anteilig höher durch die heimische Produktion gedeckt werden kann. Diese anteilig höhere heimische Produktion ist jedoch vor allem auf eine höhere Eigenversorgung einzelner europäischer Regionen (*EU_West* und *EU_North*) zurückzuführen; sie ist nur in einem geringen Maße mit der Versorgung einzelner europäischer Regionen durch andere europäische Regionen zu begründen. Dabei findet vor allem eine Versorgung von *EU_South* mit Strom aus *EU_West* statt. Bedingt durch die hohen Transportkosten ist es sinnvoll, Strom vor allem innerhalb Europas zu produzieren und bei Bedarf innerhalb Europas zu exportieren, um hohe Stromimportmengen über weite Distanzen aus der MENA-Region zu minimieren.

Der Import erfolgt – ähnlich zu den Ergebnissen des Systems „DE+MENA“ – vor allem aus Algerien (der Großteil des Wasserstoffimports erfolgt aus Algerien) und dem Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg*, gefolgt von dem Cluster *Nahost* und Ägypten; analog werden geringe Mengen aus dem Cluster *Süd-Arabien* importiert (vgl. Abb. 4-13). Im Gegensatz zum System „DE+MENA“ gewinnt das Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg*

²⁴ Dies könnte unter anderem darauf zurückzuführen sein, dass *EU_South* vergleichsweise geringe Onshore-Windpotenziale in den günstigen KP-Kategorie hat, wobei vom System grundsätzlich ein Mix aus Wind Onshore und PV in Europa präferiert wird (vgl. Erläuterungen unten).

hinsichtlich der Exportmengen nach Europa an Bedeutung hinzu. Dies ist vor allem auf die Möglichkeit zurückzuführen, Energieträger über kostengünstige Onshore-Pipelines über eine geringe Distanz nach *EU_West* zu transportieren.

Damit wird deutlich, dass – ähnlich zum System „DE+MENA“ – der Import aus MENA-Regionen mit geringen Transportkosten nach Europa präferiert wird, da alle MENA-Regionen kostengünstige EE-Potenziale aufweisen²⁵. Im Vergleich zu den Ergebnissen des Systems „DE+MENA“, das nur Direkttransportrouten von MENA-Ländern nach Deutschland abgebildet hat, lässt sich hier insgesamt eine Verschiebung von Produktionsmengen nach Westen und Osten beobachten. Dies liegt darin begründet, dass die Verbindungen über die Straße von Gibraltar im Westen und die Türkei im Osten Transportwege darstellen, die zu großem Teil über Land verlaufen und damit günstiger sind als Seeverbindungen über das Mittelmeer, insbesondere wenn es auch im Osten und Westen Europas entsprechende Abnehmer der importierten Energie gibt. Geringe Mengen werden auch hier aus dem geografisch weit entfernten Cluster *Süd-Arabien* importiert, da dieses sehr hohe Kapazitätsfaktoren für PV-Anlagen aufweist.

²⁵ Tunesien weist vergleichsweise schlechte Kapazitätsfaktoren für PV-Anlagen auf, was bedingt, dass keine Produktion in diesem Land stattfindet.

Tab. 4-4 Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Europa, gesamt und je Region, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)

	Strom	Wasserstoff	syn. Methan	syn. Methanol	syn. Diesel	syn. Benzin	syn. Kerosin	syn. Naphtha	Ammoniak
Europa (inkl. Deutschland)									
Heimisch	100 %	34 %	0 %	3 %	33 %	38 %	5 %	23 %	0 %
Import	0 %	66 %	100 %	97 %	67 %	62 %	95 %	77 %	100 %
Deutschland									
Heimisch	98 %	0 %	0 %	0 %	6 %	16 %	2 %	7 %	0 %
Import	2 %	100 %	100 %	100 %	94 %	84 %	98 %	93 %	100 %
EU_West									
Heimisch	100 %	88 %	0 %	4 %	40 %	51 %	6 %	27 %	0 %
Import	0 %	12 %	100 %	96 %	60 %	49 %	94 %	73 %	100 %
	Nettoexport								
EU_South									
Heimisch	76 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Import	24 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
EU_North									
Heimisch	100 %	91 %	0 %	0 %	100 %	100 %	28 %	57 %	-
Import	0 %	9 %	100 %	100 %	0 %	0 %	72 %	43 %	-
					Nettoexport	Nettoexport			
EU_East_Southeast									
Heimisch	100 %	5 %	0 %	3 %	1 %	4 %	0 %	-	0 %
Import	0 %	95 %	100 %	97 %	99 %	96 %	100 %	-	100 %
	Nettoexport							Nettoexport	

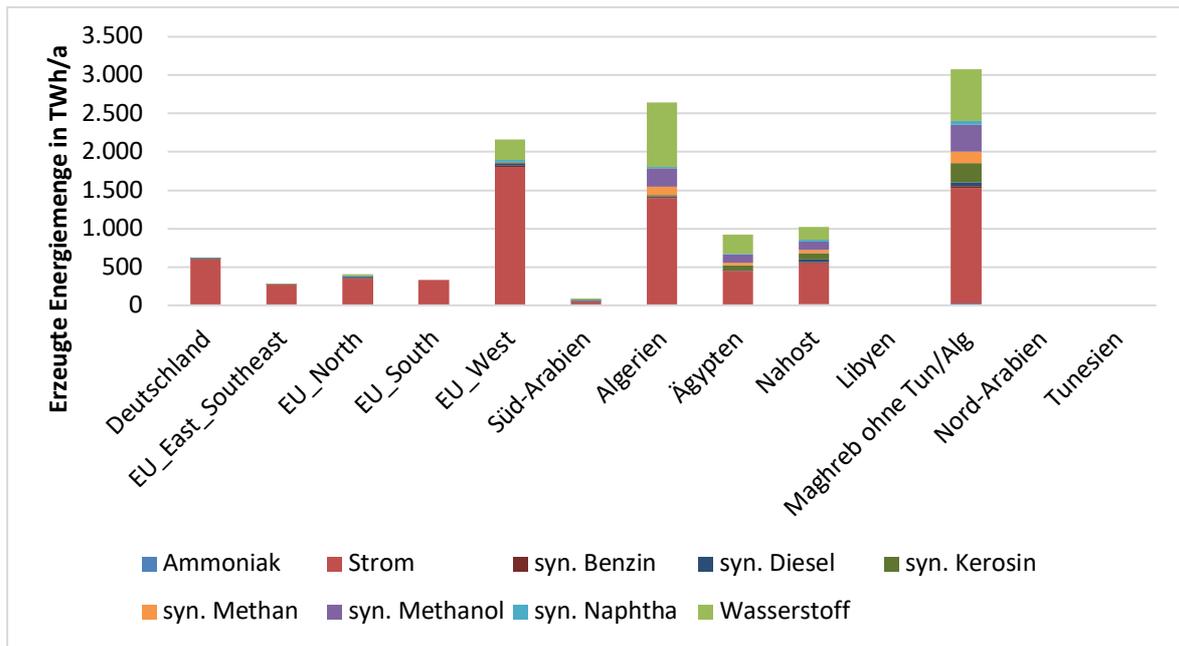


Abb. 4-11 Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte), 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)

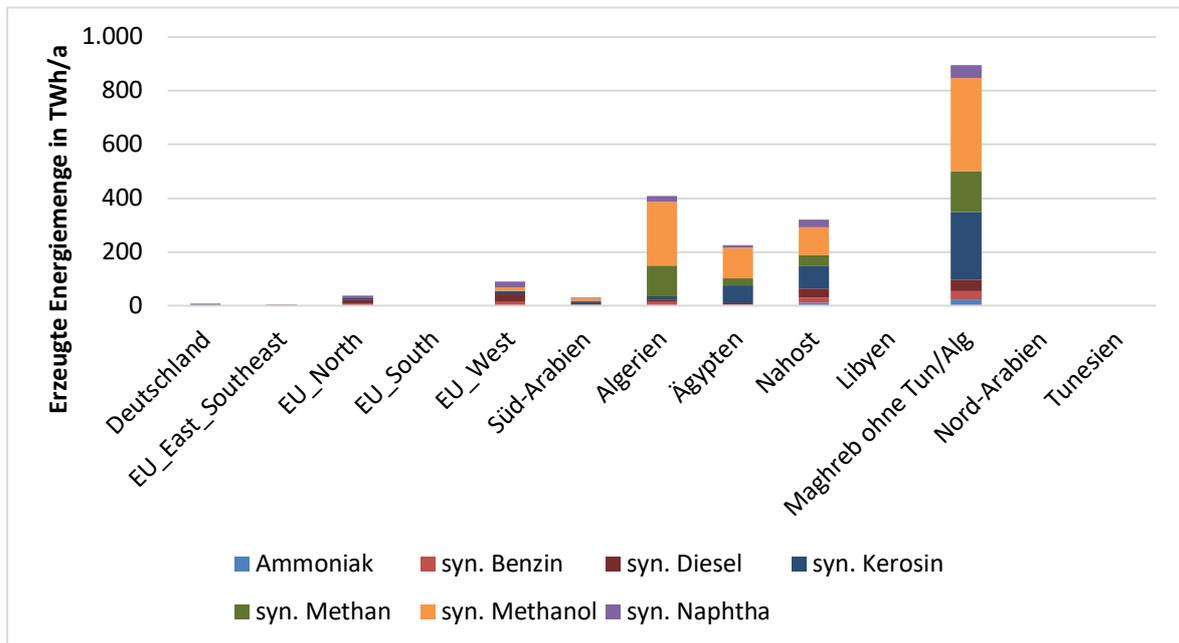


Abb. 4-12 Erzeugte Energiemengen je Energieträger (ohne Strom und Wasserstoff, inkl. Zwischenprodukte), 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)

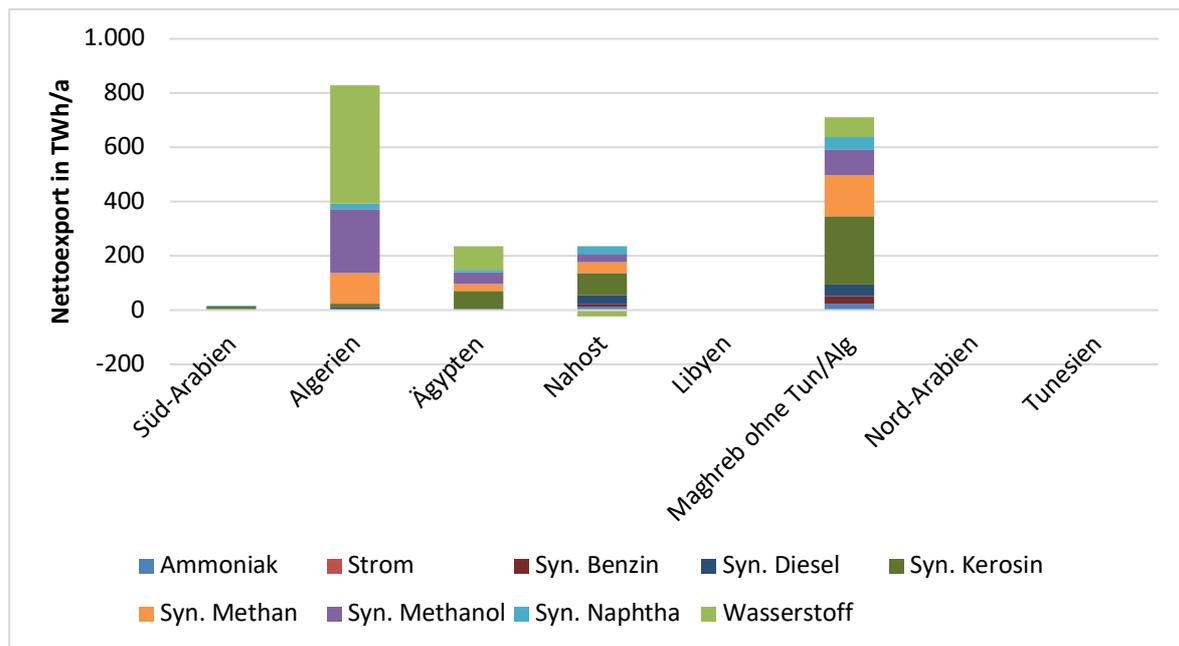


Abb. 4-13 Nettoexport je Energieträger, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)

Nutzung von EE-Potenzialen – welche regenerativen Energiequellen werden genutzt?

Für eine detaillierte Analyse der EE-Erzeugungsmengen und Nutzung der EE-Potenziale sind in Abb. 4-14 die Stromerzeugungsmengen und in Abb. 4-15 die Potenzialausschöpfung, also der Anteil der EE-Erzeugungskapazitäten an der maximal installierbaren Kapazität, aufgeschlüsselt nach KP-Kategorie für das Jahr 2050 visualisiert.

Wie aus den Abbildungen deutlich wird, lassen sich für Deutschland und die MENA-Region ähnliche Schlussfolgerungen ableiten wie im System „DE+MENA“: In Deutschland wird vor allem Onshore-Windenergie ausgebaut, in geringeren Mengen auch PV. Die Potenziale der günstigsten KP-Kategorien Onshore-25 und Onshore-35 sind komplett ausgeschöpft; es bleiben jedoch noch nennenswerte EE-Potenziale in Deutschland ungenutzt. Die MENA-Region ist durch einen starken Ausbau von PV geprägt, im Jahr 2050 wird 87 % des Stroms durch PV-Anlagen erzeugt, die weiteren 13 % durch Onshore-Windenergieanlagen. Trotz des großflächigen Ausbaus von PV-Anlagen sind große EE-Potenziale in der MENA-Region ungenutzt.

In den weiteren Regionen Europas (außer Deutschland) werden sowohl PV- als auch Onshore-Windenergieanlagen ausgebaut; dabei erfolgt 55 % der Stromerzeugung in 2050 durch Windenergieanlagen. Hohe Stromerzeugungskapazitäten (Wind und PV) finden sich in *EU_West*, vergleichsweise große Kapazitäten von PV-Anlagen zudem in *EU_South* bzw. von Windenergieanlagen in *EU_North*. Es erfolgt der Ausbau lediglich in den sehr günstigen KP-Kategorien 15²⁶, 25 bzw. 35 €/MWh (Jahr 2050).

²⁶ Sehr geringes PV-15-Potenzial in *EU_West*, welches vollständig ausgeschöpft wird.

Damit wird – analog zum System „DE+MENA“ – lediglich in Deutschland mit Onshore-45 eine KP-Kategorie teurer als 35 €/MWh genutzt.

Ein Abgleich mit den exogen vorgegebenen Mindestausbaukapazitäten von EE-Anlagen in Europa im Jahr 2030 (vgl. Kapitel 3) zeigt auf, dass in Offshore-Windenergieanlagen sowie Onshore-Windenergieanlagen mit hohen Stromerzeugungskosten nach Ende der Lebensdauer von 20 Jahren in 2050 nicht mehr reinvestiert wird. In Onshore-Windenergieanlagen der günstigen KP-Kategorien 25 und 35 €/MWh hingegen wird in 2050 reinvestiert. Bereits 2030 kommt es zu einem Ausbau von Windenergie über die exogenen Mindestvorgaben hinaus, insbesondere in *EU_North* und *EU_West*. PV-Anlagen haben gemäß Modellannahmen eine Lebensdauer von 30 Jahren, so dass die Kapazitäten, welche 2030 exogen vorgegeben sind, auch noch in der Dekade ab 2050 in Betrieb sind. 2030 kommt es nur geringfügig zu einem PV-Anlagenausbau über die Mindestkapazitäten hinaus²⁷; in der Dekade ab 2050 wird insbesondere in *EU_West* und *EU_South* über die Mindestvorgaben hinaus PV-25 zugebaut (zudem vergleichsweise geringerer Zubau von PV-25 und PV-35 in *EU_North*).

Die günstigen Windpotenziale Onshore-25 (sowie regionenabhängig auch Onshore-35) sowie die sehr geringen PV-15-Potenziale (sowie regionenabhängig auch PV-25) sind in Europa vollständig ausgeschöpft; es bleiben dennoch signifikante EE-Potenziale, insbesondere PV-Potenziale, ungenutzt (vgl. Abb. 4-15).

Zusammenfassend machen diese Ergebnisse deutlich, dass der Ausbau von EE-Anlagen in Europa auch ohne exogene Vorgabe techno-ökonomisch sinnvoll ist. Dabei werden jedoch unter den gegebenen Modellannahmen Onshore- gegenüber Offshore-Windenergieanlagen sowie Anlagen mit geringen Stromerzeugungskosten präferiert. Es kommt vor allem in *EU_West* aufgrund der dort hohen Nachfrage sowie den dort hohen EE-Potenzialen in den günstigen KP-Kategorien (insbesondere von Onshore-Windenergie) zu einem massiven Ausbau der EE-Erzeugungskapazitäten. Jedoch sind trotz dieses Ausbaus noch signifikante EE-Potenziale in Europa vorhanden. Dies verdeutlicht, dass – ähnlich zum System „DE+MENA“ – die vergleichsweise geringen EE-Erzeugungskosten in der MENA-Region der Treiber für den Import von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen nach Europa sind.

²⁷ PV-15 in *EU_West* bis zur Potenzialgrenze; das Potenzial von PV-15 in *EU_West* ist jedoch sehr gering.

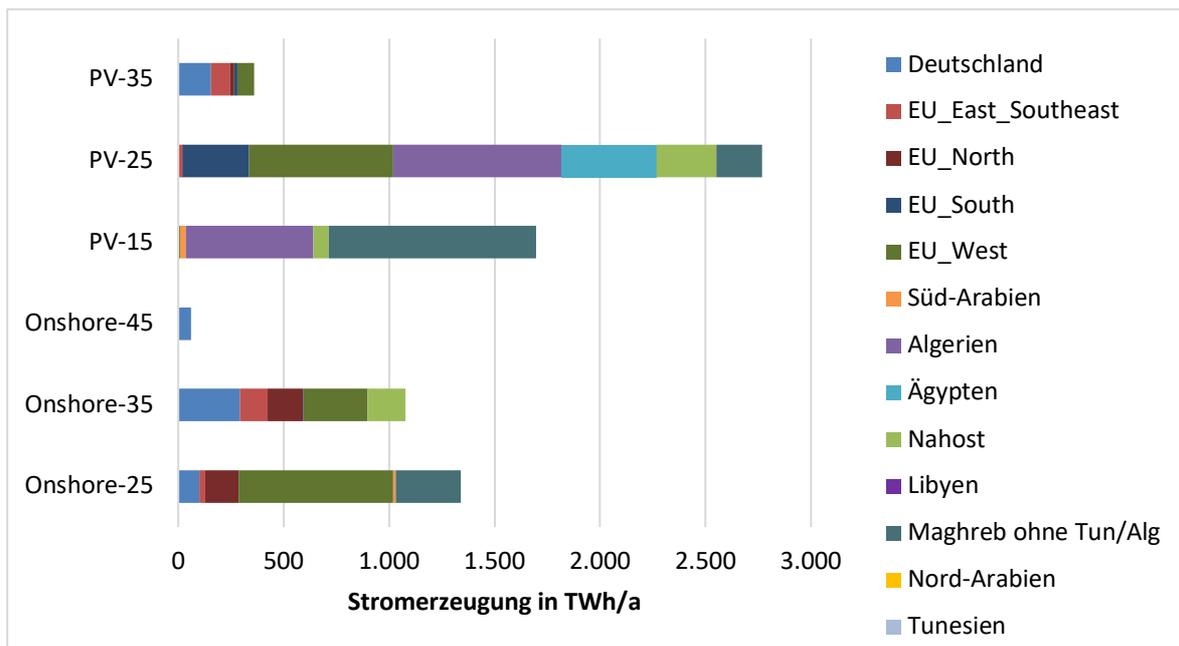


Abb. 4-14 Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie und Region, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)

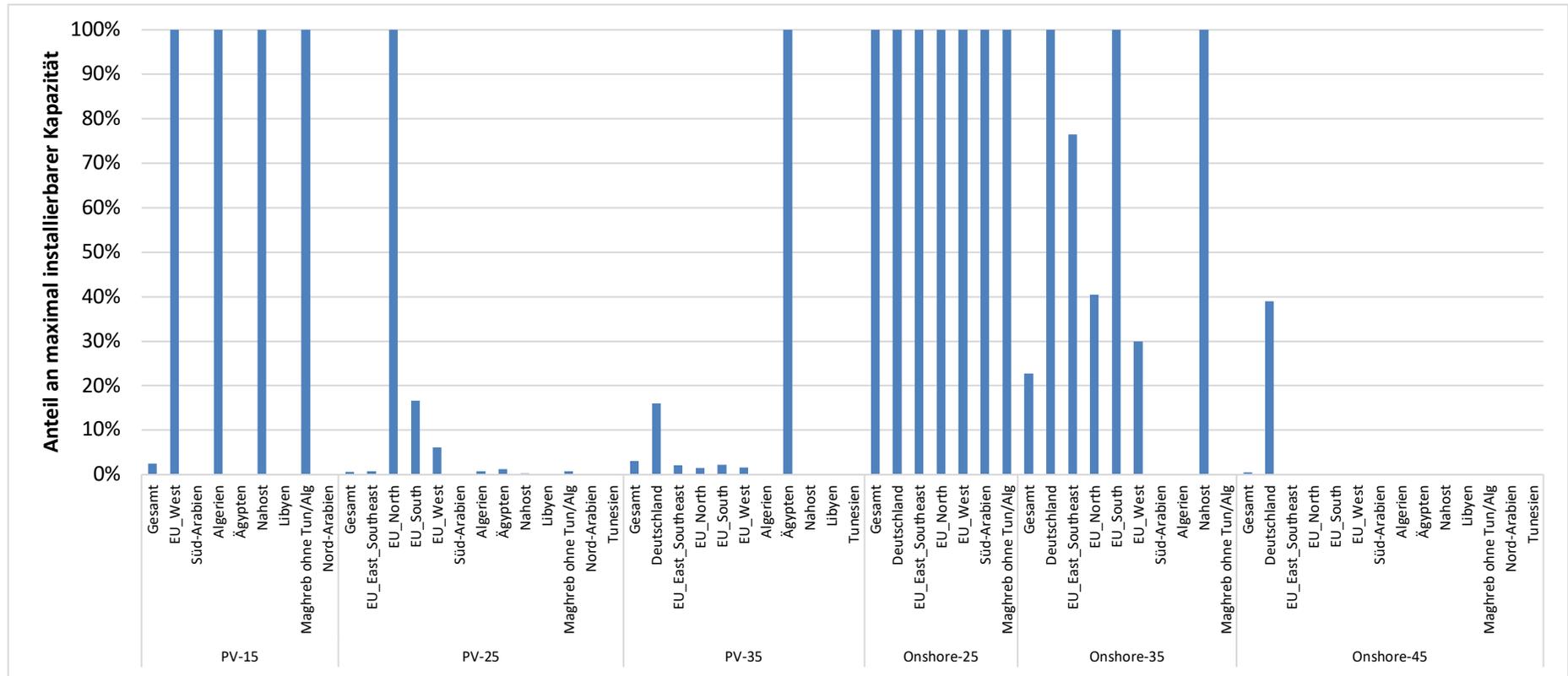


Abb. 4-15 Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)

Disaggregation: Länderspezifische Ergebnisse – Wo genau könnte die Produktion innerhalb der Ländercluster stattfinden?

Abb. 4-16 bis Abb. 4-18 stellen die Disaggregation der Ergebnisse für die MENA-Länder im System „DE+Europa+MENA“ anhand länderspezifischer Stromerzeugungs- und Produktionsmengen dar. Dabei werden zwecks besserer Nachvollziehbarkeit die Länder eines Clusters in Abb. 4-16 jeweils in derselben Farbe (mit unterschiedlicher Musterfüllung) dargestellt; in Abb. 4-17 und Abb. 4-18 sind die Ergebnisse nach Cluster-Zugehörigkeit sortiert. Die Disaggregation der Ergebnisse erfolgt analog zum System „DE+MENA“ anhand der in Kapitel 4.1.1 beschriebenen Methodik.

Wie aus den Abbildungen ersichtlich ist, führt die Disaggregation zu den gleichen Ergebnissen wie im System „DE+MENA“: Die Produktion des Clusters *Süd-Arabien* entfällt komplett auf Jemen. Die Produktion des Clusters *Nahost* wird auf Jordanien und Iran aufgeteilt, wobei größere Produktionsmengen Jordanien zugeteilt werden.

Entsprechend ergeben sich auch für das System „DE+Europa+MENA“ analoge Schlussfolgerungen zum System „DE+MENA“: Algerien ist das Hauptlieferland für Wasserstoff; hohe Importmengen der weiteren gasförmigen und flüssigen Brenn- und Kraftstoffe werden aus dem Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* geliefert, gefolgt von Algerien. Lieferländer mit geringeren Importmengen sind Ägypten, Iran, Jordanien und Jemen. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass auch im System „DE+Europa+MENA“ für die Basisszenarien eine rein techno-ökonomische Bewertung vorteilhafter MENA-Lieferländer erfolgt. Investitionsrisiken in den MENA-Ländern werden nicht berücksichtigt, können jedoch die Wahl der Lieferländer erheblich beeinflussen und werden daher im Rahmen von weiteren Szenariountersuchungen betrachtet (→ *Teilbericht 7*).

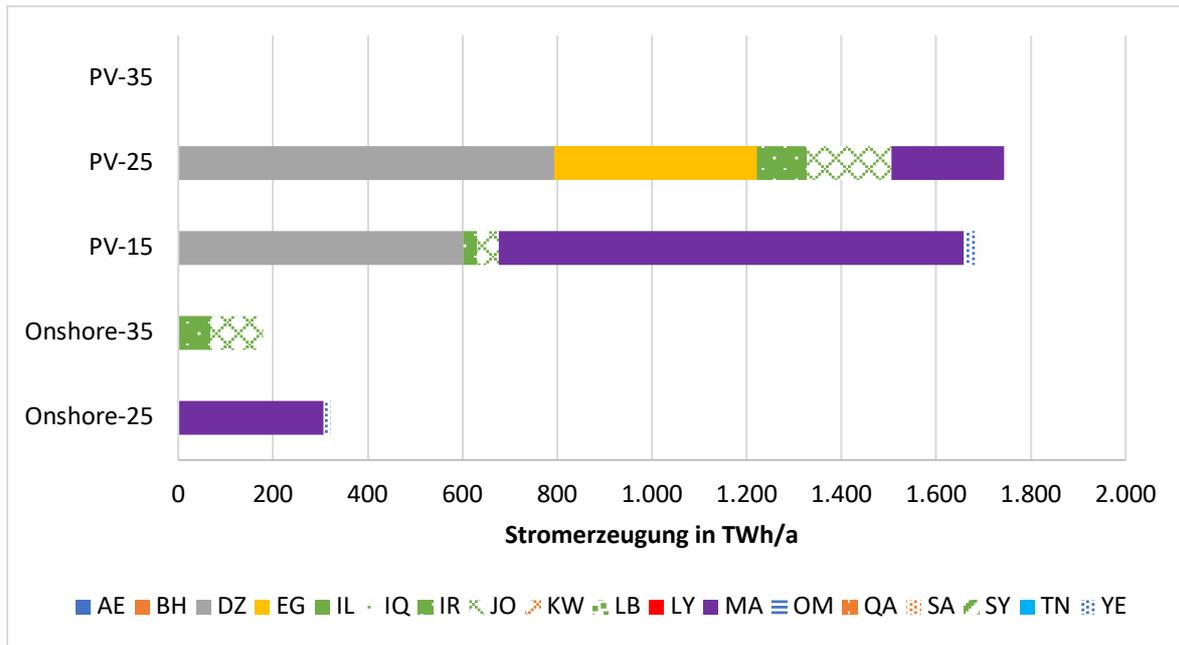


Abb. 4-16 Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie und Region, länderspezifische Ergebnisse, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)

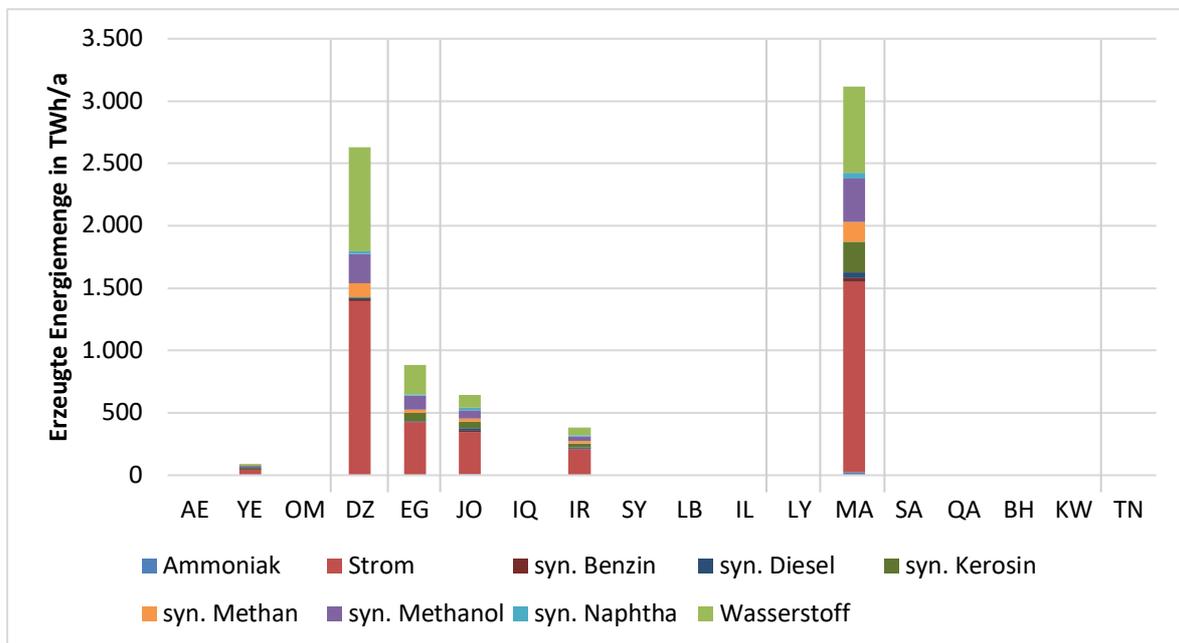


Abb. 4-17 Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte), länderspezifische Ergebnisse, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)

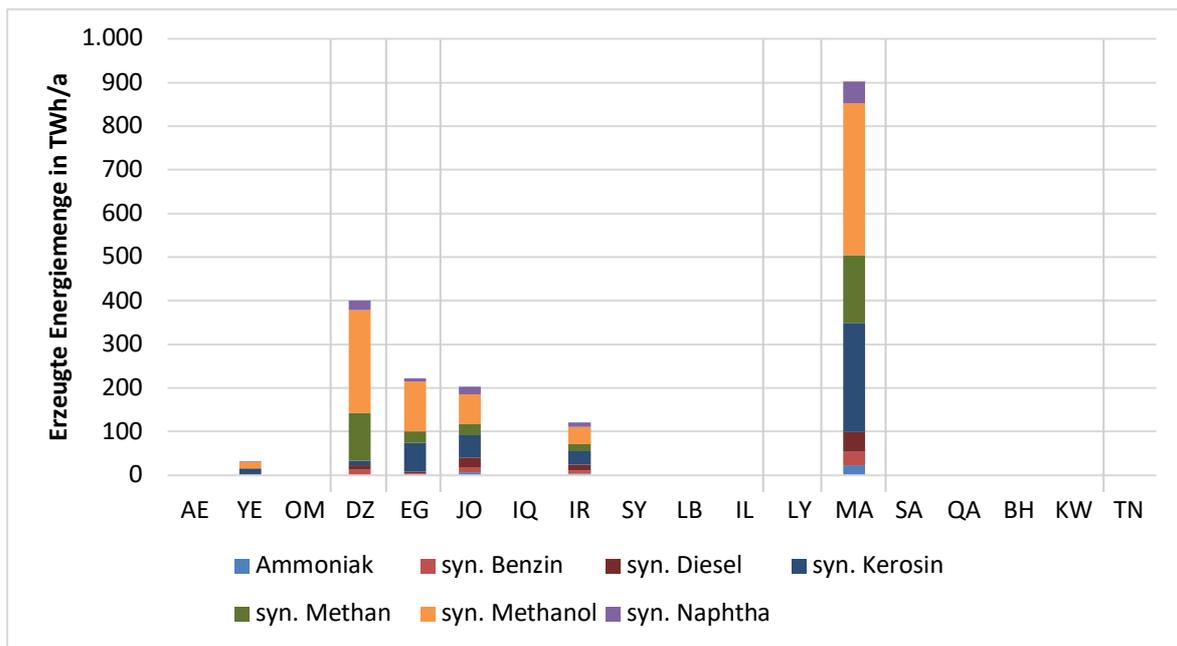


Abb. 4-18 Erzeugte Energiemengen je Energieträger (ohne Strom und Wasserstoff, inkl. Zwischenprodukte), länderspezifische Ergebnisse, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)

4.2.2 Szenarien „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“

Wie verändern sich die Ergebnisse, wenn andere Entwicklungen der Nachfrage angenommen werden?

In Tab. 4-5 sowie in Abb. 4-19 und Abb. 4-20 sind die Importquoten sowie die Produktions- bzw. Exportmengen im Jahr 2050 für die drei Basisszenarien vergleichend gegenübergestellt. Darstellungen zu den Stromerzeugungsmengen und Nutzung der vorhandenen EE-Potenziale aufgeschlüsselt nach KP-Kategorie in den Szenarien „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“ finden sich im Anhang (Abb. 8-5 bis Abb. 8-8).

Die Ergebnisse in Tab. 4-5 sowie in Abb. 4-20 machen deutlich, dass – ähnlich zum System „DE+MENA“ – die grundsätzlichen Versorgungsstrukturen robust gegenüber einer Änderung der zukünftigen Nachfrageentwicklung sind: In allen drei Szenarien wird Strom (nahezu) vollständig innerhalb Europas produziert; die weiteren gasförmigen und flüssigen Energieträger werden anteilig sowohl heimisch produziert als auch aus der MENA-Region importiert. Der Import erfolgt dabei für alle drei Szenarien aus den gleichen MENA-Regionen; lediglich im „Klassische Antriebe“-Szenario wird (analog zum System „DE+MENA“) zusätzlich aus Libyen importiert (vgl. Abb. 4-20).

Die Importquoten für einzelne Kraft- und Brennstoffe unterscheiden sich für die Szenarien „Brennstoffmix“ und „Klassische Antriebe“; jedoch werden mit 82 % („Brennstoffmix“) bzw. 81 % („Klassische Antriebe“) ähnliche Gesamt-Importquoten (ohne Strom) realisiert. Im Gegensatz dazu sind die Importquoten für gasförmige und

flüssige Energieträger in dem Szenario „Innovative Antriebe“ geringer²⁸; es ergibt sich eine Gesamt-Importquote (ohne Strom) von 61 %. Dies ist unter anderem auf die geringere Nachfrage nach synthetischen Brenn- und Kraftstoffen in dem Szenario „Innovative Antriebe“ zurückzuführen, was eine anteilig höhere Produktion in Europa ermöglicht. Darüber hinaus sind die absoluten Produktionsmengen im „Innovative Antriebe“-Szenario ebenfalls höher als in den beiden anderen Szenarien, wobei dieses Ergebnis nicht eindeutig erklärt werden kann. Im Gegensatz zum „Brennstoffmix“-Szenario werden in den beiden anderen Szenarien geringe Strommengen importiert; der Stromimport erfolgt dabei über eine eher geringe Transportdistanz aus Algerien nach Europa (*EU_South*).

Ähnlich zum System „DE+MENA“ unterscheiden sich die Produktionsmengen in den einzelnen Regionen szenarioabhängig: Im Vergleich zum „Brennstoffmix“-Szenario ist das Szenario „Innovative Antriebe“ insbesondere durch höhere Stromproduktionsmengen in Europa gekennzeichnet, um den höheren Endenergiebedarf nach Strom in diesem Szenario decken zu können. Die Produktionsmengen in der MENA-Region sind entsprechend geringer, da eine geringere absolute Nachfrage nach synthetischen Brenn- und Kraftstoffen besteht sowie die Importquoten geringer sind. Im „Klassische Antriebe“-Szenario sind einerseits die Produktionsmengen in Europa etwas höher; aber insbesondere in der MENA-Region werden wesentliche höhere Produktionsmengen gesehen, um die höhere Nachfrage nach synthetischen Brenn- und Kraftstoffen in diesem Szenario bedienen zu können. Die höheren Produktionsmengen werden – ähnlich zum System „DE+MENA“ – durch einen starken Ausbau der Produktionskapazitäten in MENA sowie durch Libyen als zusätzliches Exportland realisiert. Die Stromerzeugung erfolgt wie für die Szenarien „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“ in den gleichen KP-Kategorien wie im „Brennstoffmix“-Szenario. Auch bei einem vergleichweisen hohen Ausbau der EE-Kapazitäten im „Klassische Antriebe“-Szenario sind insbesondere in der MENA-Region noch riesige EE-Potenziale vorhanden.

²⁸ Die Importquote im „Innovative Antriebe“-Szenario ist für alle Brenn- und Kraftstoffe gleich bzw. geringer im Vergleich zu den Szenarien „Brennstoffmix“ und „Klassische Antriebe“ bis auf Wasserstoff in dem Szenario „Klassische Antriebe“. Die vergleichsweise geringe H₂-Importquote im „Klassische Antriebe“-Szenario ist auf den sehr geringen H₂-Bedarf in diesem Szenario zurückzuführen. Die absolute H₂-Importmenge nach Europa ist im „Klassische Antriebe“-Szenario wesentlich geringer als in den Szenarien „Innovative Antriebe“ und „Brennstoffmix“.

Tab. 4-5 Anteil inländische Produktion und Import und zur Deckung der Nachfrage in Europa (inklusive Deutschland), 2050, Szenarien „Brennstoffmix“, „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“ (System „DE+Europa+MENA“)

	Strom	Wasserstoff	syn. Methan	syn. Methanol	syn. Diesel	syn. Benzin	syn. Kerosin	syn. Naphtha	Ammoniak
Szenario „Brennstoffmix“									
Heimisch	100 %	34 %	0 %	3 %	33 %	38 %	5 %	23 %	0 %
Import	0 %	66 %	100 %	97 %	67 %	62 %	95 %	77 %	100 %
Szenario „Innovative Antriebe“									
Heimisch	98 %	54 %	48 %	25 %	-	-	21 %	43 %	0 %
Import	2 %	46 %	52 %	75 %	-	-	79 %	57 %	100 %
Szenario „Klassische Antriebe“									
Heimisch	99,6 %	75 %	8 %	7 %	14 %	9 %	8 %	31 %	0 %
Import	0,4 %	25 %	92 %	93 %	86 %	91 %	92 %	69 %	100 %

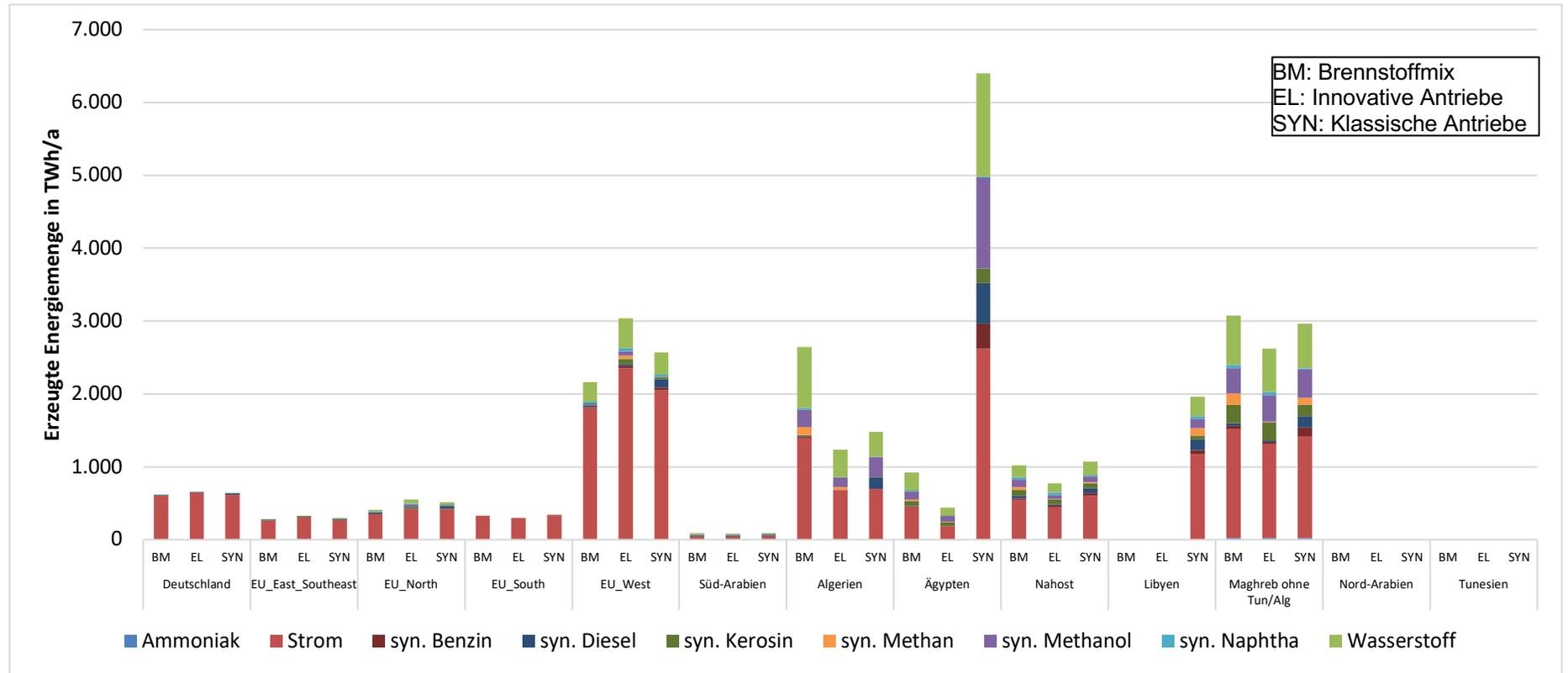


Abb. 4-19 Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte), 2050, Szenarien „Brennstoffmix“ (BM), „Innovative Antriebe“ (EL) und „Klassische Antriebe“ (SYN) (System „DE+Europa+MENA“)

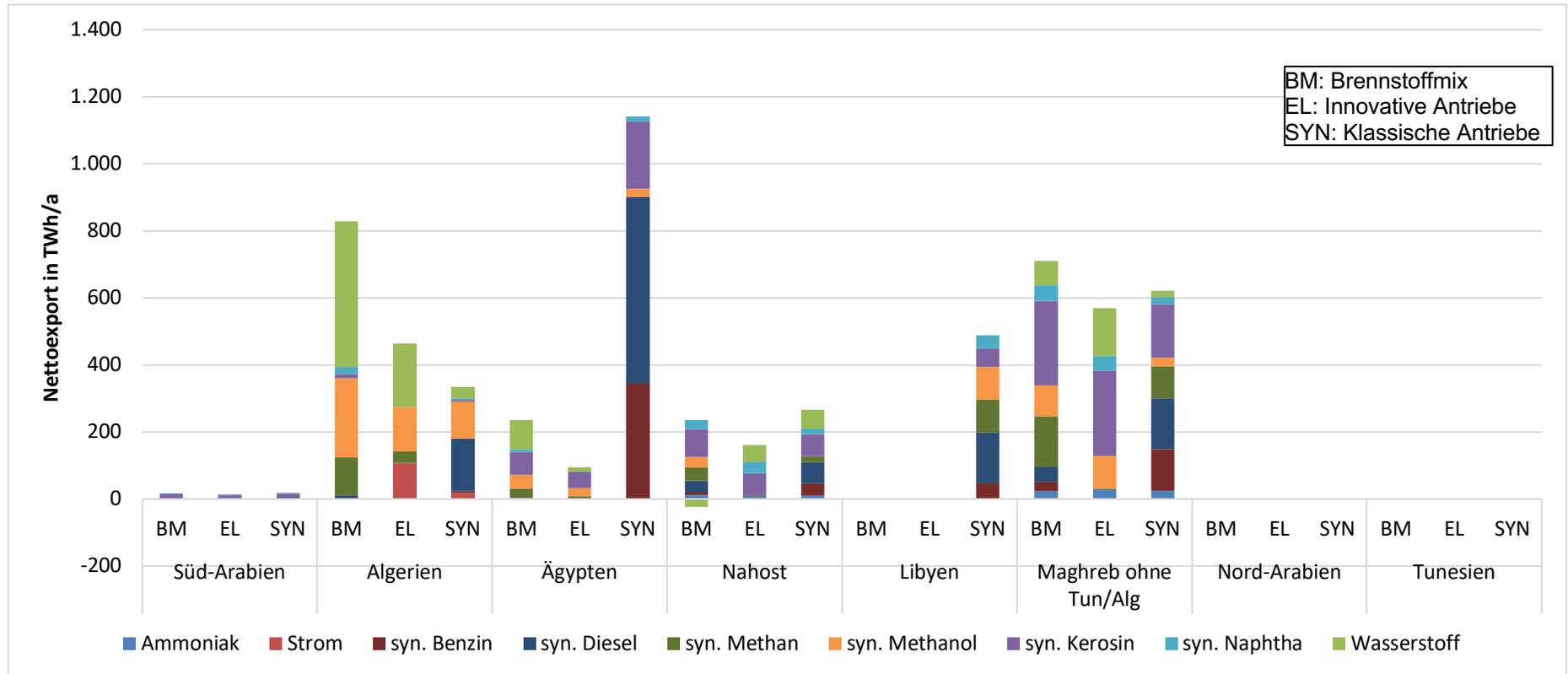


Abb. 4-20 Nettoexport je Energieträger, 2050, Szenarien „Brennstoffmix“ (BM), „Innovative Antriebe“ (EL) und „Klassische Antriebe“ (SYN) (System „DE+Europa+MENA“)

5 Auswertung der Modellierung in Hinsicht auf Transportinfrastrukturen

In diesem Kapitel wird betrachtet, über welche Strecken und in welcher Form die Energie transportiert wird. Dabei wird insbesondere der Transport von der MENA-Region nach Europa thematisiert. Wie im Kapitel 3 wird hier zunächst auf die Ergebnisse des Szenarios „Brennstoffmix“ fokussiert und die anderen Szenarien anschließend vergleichend betrachtet. Es werden nacheinander die beiden geografischen Zerschnitte „DE+MENA“ (Kapitel 5.1) und „DE+Europa+MENA“ (Kapitel 5.2) analysiert.

Die hier angestellte Modellierung arbeitet ebenfalls mit einem Grüne-Wiese-Ansatz. Das bedeutet, dass bestehende Infrastrukturen im Modell nicht abgebildet sind. Insbesondere für Transportinfrastrukturen ist jedoch die Nutzung bestehender Anlagen von Vorteil gegenüber dem Neubau; deswegen wird in Kapitel 5.3 zusätzlich analysiert, ob und wie die vom Modell berechneten Transportbedarfe bestehenden Pipelines entsprechen und welche Implikationen die Nutzung bestehender Infrastrukturen für die Modellergebnisse haben könnte.

Bei den hier angestellten Analysen ist zu beachten, dass Infrastrukturkosten mit großen Spannbreiten angegeben werden. Insbesondere das Binnenverhältnis der Kosten von Tankern, Pipelines an Land und Pipelines durch das Meer hat große Auswirkungen darauf, auf welche Arten Energie transportiert wird und damit auch, aus welchen Ländern sie importiert wird. Sind die Tankerkosten beispielsweise niedrig gegenüber den Pipelinekosten, verringert das den Einfluss der Transportdistanz und auch weiter entfernte Lieferländer werden attraktiver. Hohe Kosten für Offshore-Pipelines können dazu führen, dass weite Umwege über Land in Kauf genommen werden. In diesem Bericht werden die Ergebnisse gezeigt, die sich mit den in Kapitel 8.1 angenommenen Kosten ergeben. Im → *Teilbericht 7* werden die Ergebnisse von Sensitivitätsrechnungen zu Infrastrukturkosten gezeigt, in denen dieses Binnenverhältnis der Kosten variiert und die Auswirkungen auf die Modellergebnisse geprüft werden.

5.1 System „DE+MENA“

Im System „DE+MENA“ sind wiederum Deutschland und die MENA-Region ohne das europäische Ausland abgebildet. Dementsprechend sind nur direkte Transportrouten zwischen den MENA-Regionen und Deutschland implementiert; dabei sind sowohl Pipelineverbindungen, die über Meer und Land verlaufen, als auch Tankerverbindungen im Modell vorgesehen. Diese Direkttransportrouten entsprechen nicht den Wegen, entlang denen tatsächliche Energieversorgungsstrukturen aufgebaut sind, sondern sind eine abstrakte Annäherung. Deswegen wird an dieser Stelle nicht detailliert auf die Infrastrukturnutzung eingegangen, sondern es werden lediglich die Unterschiede zwischen den drei Szenarien diskutiert. Genauere Analysen der genutzten Infrastrukturen werden in Kapitel 5.2 für das System „DE+Europa+MENA“ angestellt.

Die insgesamt transportierten Energiemengen aus den einzelnen Erzeugungsregionen entsprechen den in Abb. 4-3 beschriebenen Exportmengen. Die Arten des Energieträgertransports unterscheiden sich nicht wesentlich zwischen den Szenarien (siehe Abb. 5-1):

- Strom wird nicht über die Clustergrenzen transportiert, sondern verbrauchsnahe erzeugt (siehe dazu auch Importquoten in Tab. 4-1).
- Der Transport per Pipeline wird bei den getroffenen Kostenannahmen gegenüber dem Tankertransport deutlich bevorzugt; Ammoniak, Wasserstoff und Methanol werden ausschließlich über Pipelines transportiert.
- Im Szenario „Innovative Antriebe“ wird weder synthetischer Diesel noch synthetisches Benzin nachgefragt und entsprechend auch nicht transportiert.
- Im Szenario „Klassische Antriebe“ wird Methanol nur als Zwischenprodukt für die Kraftstoffherstellung, nicht aber als Endprodukt genutzt, dementsprechend gibt es in diesem Szenario keinen Methanoltransport.

Obwohl das Brennstoffmix-Szenario nicht die höchste Wasserstoffherzeugung hat (siehe Abb. 4-9), wird in diesem der meiste Wasserstoff als Endprodukt nachgefragt (siehe Abb. 3-1), so dass es eine höhere Wasserstofftransportmenge aufweist als die anderen Szenarien. Die höhere Nutzung von Diesel- und Benzinpipelines im Szenario „Klassische Antriebe“ ist der entsprechend höheren Nachfrage nach diesen Energieträgern geschuldet. Diese führt auch dazu, dass in diesem Szenario in geringem Umfang Transport von Benzin per Tanker stattfindet.

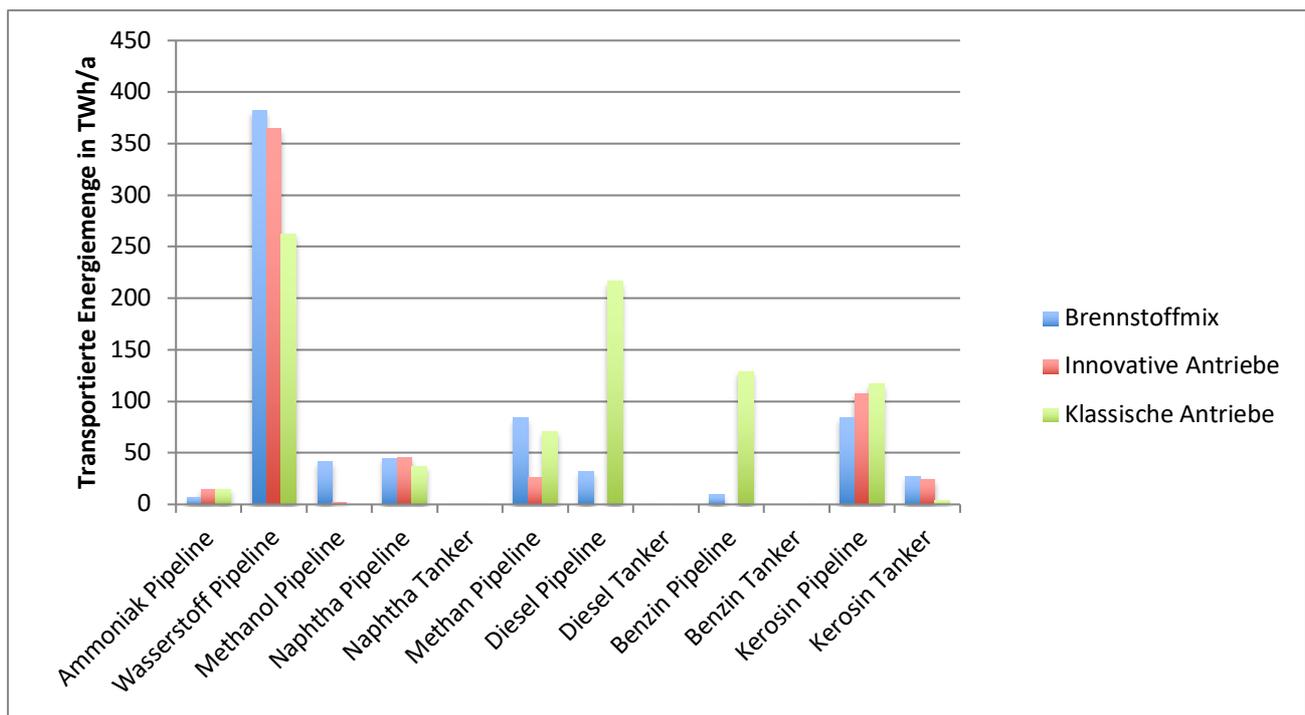


Abb. 5-1 Transportierte Energiemenge nach Transporttechnologie, 2050, Szenarien „Brennstoffmix“, „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“ (System „DE+MENA“)

5.2 System „DE+Europa+MENA“

In der Systemkonfiguration „DE+Europa+MENA“ werden im Modell die folgenden Transportoptionen abgebildet:

- HGÜ und Pipelineverbindungen zwischen allen benachbarten europäischen Ländern und Clustern, bidirektional,
- HGÜ und Pipelineverbindungen zwischen allen benachbarten Ländern und Clustern der MENA-Region, bidirektional,
- HGÜ und Pipelineverbindungen von der MENA Region in die angrenzenden (direkt und über das Mittelmeer) europäischen Cluster, bidirektional für HGÜ, unidirektional für Pipelines,
- Tankerverbindungen aus allen Ländern und Clustern der MENA-Region in alle europäischen Länder und Cluster, unidirektional.

Start- und Endpunkte für alle Verbindungen sind dabei jeweils die Landesmittelpunkte bzw. die Küstenmittelpunkte der Mittelmeeranrainer. Es werden Pipelines unterschieden, die größtenteils an Land (onshore) oder auf See (offshore) verlaufen. Je nach dem dominierenden Streckenanteil werden auf den einzelnen Länderverbindungen entweder On- oder Offshore-Pipelines zugelassen. So führt beispielsweise die Verbindung aus dem Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* nach Spanien (bzw. zum Cluster *EU_West*) trotz der Meerenge von Gibraltar größtenteils über Land und wird als Onshore-Verbindung aufgenommen; die Verbindung Tunesien – Italien hingegen ist ein Beispiel für eine Offshore-Pipeline. Landtransportwege von der MENA-Region nach Europa führen einerseits im Westen über die erwähnte Verbindung aus dem Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* nach Spanien, im Osten bietet das Cluster *Nahost* um Syrien eine Landverbindung über die Türkei nach Osteuropa.

5.2.1 Szenario „Brennstoffmix“

Die bevorzugte Transportform ist der Transport über Pipelines, dabei dominiert der Landtransportweg (siehe Abb. 5-2). Die größten Energiemengen werden in Form von synthetischem Kerosin, Methan und Wasserstoff transportiert. Der Tankertransport spielt eine untergeordnete Rolle und kommt nur für synthetisches Kerosin sowie in sehr geringem Umfang auch für Naphtha zum Einsatz. Die genutzten Tankertransportrouten führen aus dem Cluster *Südarabien* (Vereinigte Arabische Emirate, Oman und Jemen) ins Cluster *EU_North*. Im Jahr 2040 werden Tanker darüber hinaus in geringem Umfang für Transporte aus dem Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* und dem Cluster *Nahost* eingesetzt.

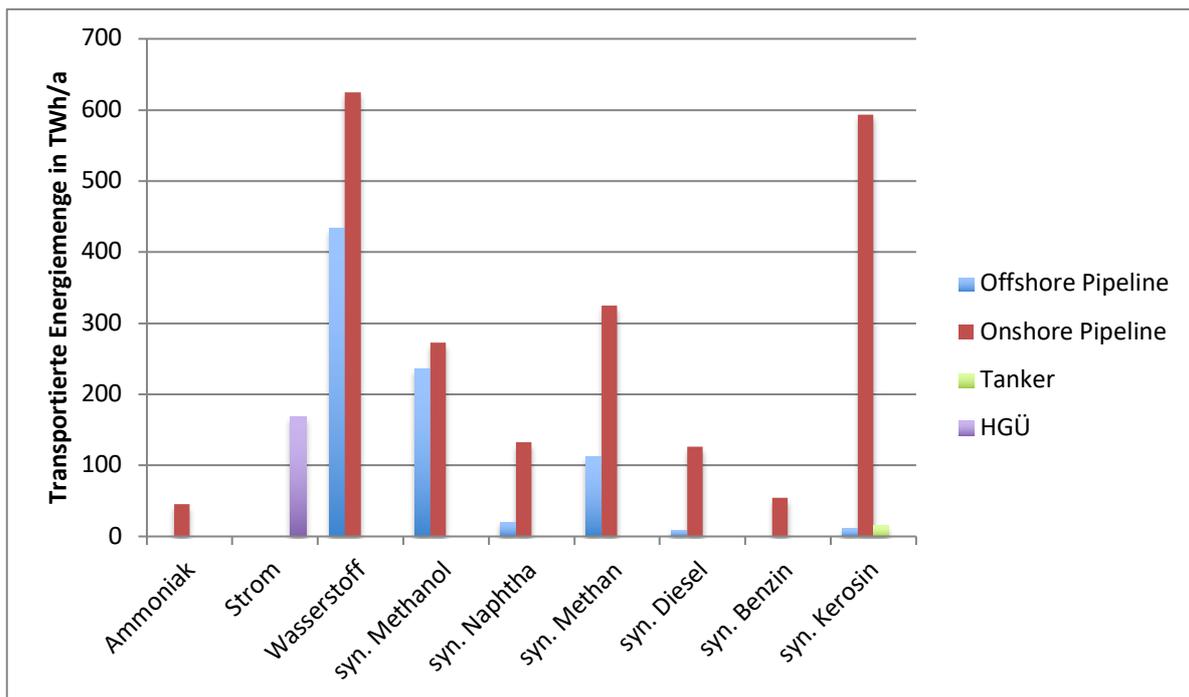


Abb. 5-2 Transportierte Energiemengen je Energieträger und Transportform, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENa“)

Die Darstellungen in Abb. 5-3 und Abb. 5-4 zeigen den Aufbau der Infrastrukturen am Beispiel von Strom und Pipelines für Wasserstoff, Methanol und Kerosin zwischen 2030 und 2050. Bei dieser Darstellung ist zu beachten, dass es zusätzlich zu den hier gezeigten Verbindungen der Cluster auch Vernetzungen innerhalb der Cluster gibt. Jede der Verbindungslinien zeigt die Grenzkuppelkapazität zwischen zwei Regionen bzw. Clustern, die dort zusätzlich zur innerhalb der Regionen vorhandenen Transportkapazitäten benötigt werden.

Stromtransport über Landesgrenzen findet ausschließlich innerhalb von Europa statt. Der Import nach Europa findet in Form von synthetischen Energieträgern statt (vgl. dazu auch die Importquoten in Tab. 4-4). Dabei wird stets tendenziell die Endenergieform übertragen, Umwandlungsschritte in der PtX-Kette finden weitestgehend am Erzeugungsort statt. Im Jahr 2030 dominiert im Wasserstofftransport die östliche Transportroute aus dem *Cluster Nahost* über die Türkei nach Südosteuropa. Bis zum Jahr 2050 gewinnt die westliche Route über das *Cluster Maghreb ohne Tun/Alg* nach Westeuropa erheblich an Bedeutung. Die anderen Energieträger werden in 2030 wie auch in 2050 sowohl über die östliche als auch die westliche Landverbindung transportiert. Im Jahr 2050 wird auch die Anbindung von Algerien über das Mittelmeer für den Pipelinetransport verschiedener Energieträger genutzt.

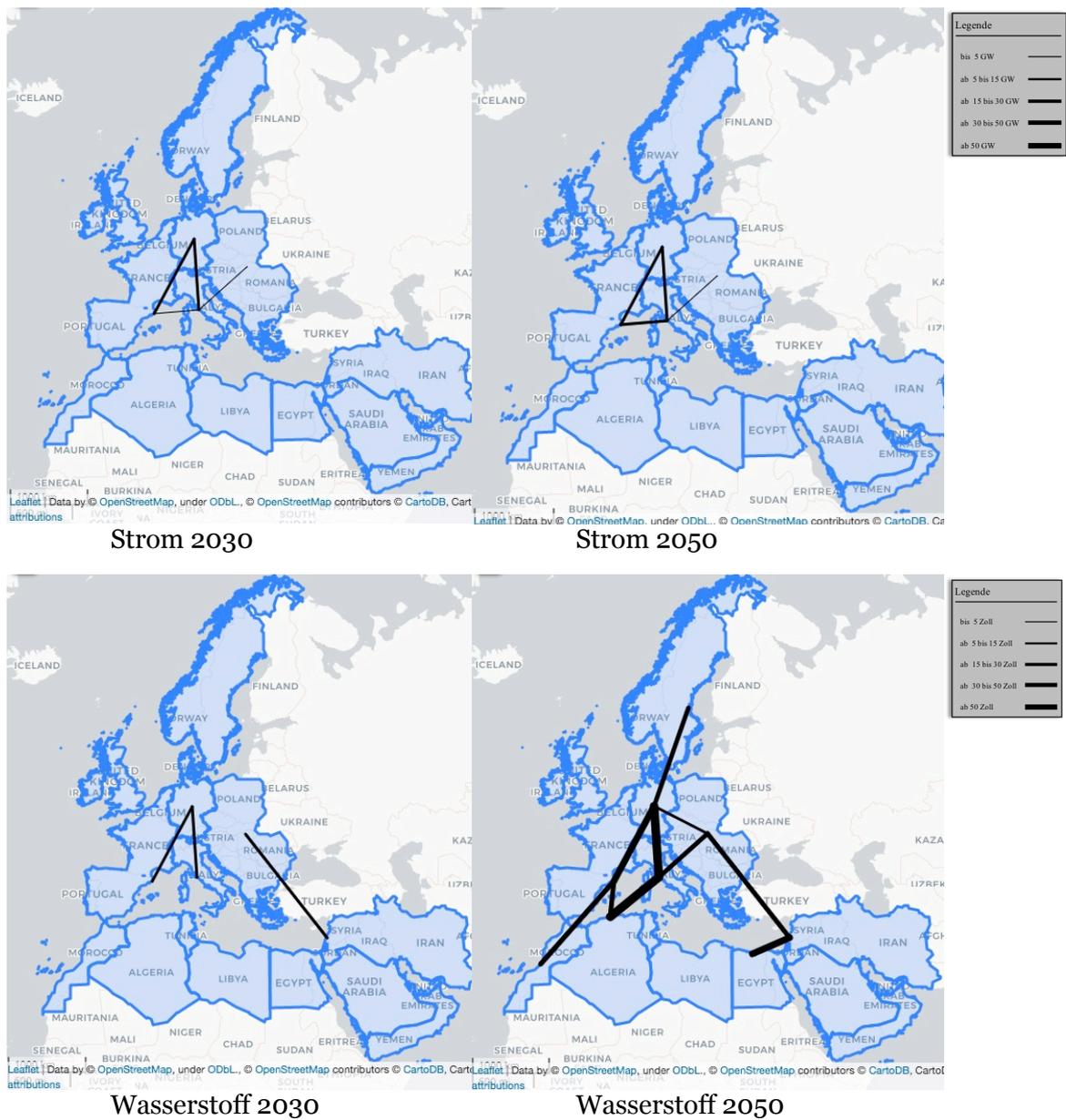


Abb. 5-3 Transportkapazitäten für Strom (oben) und Wasserstoff-Pipelines (unten), 2030 und 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Open Street Map (2022)

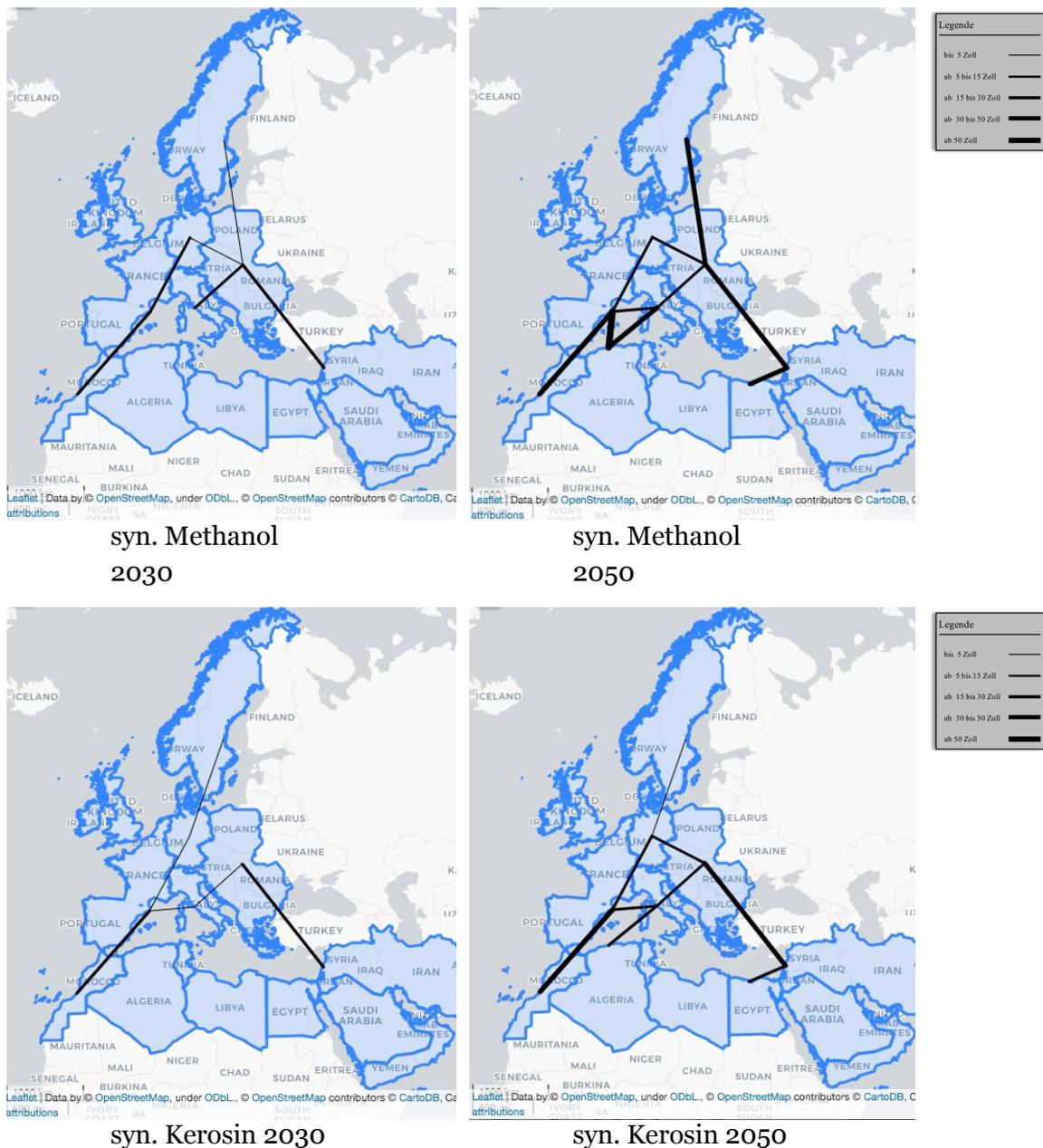


Abb. 5-4 Transportkapazitäten für Methanol- (oben) und Kerosin-Pipelines (unten), 2030 und 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (System „DE+Europa+MENA“)

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Open Street Map (2022)

Die mit Abstand höchsten Übertragungsleistungen fallen für Wasserstoff an. Die größte Einzelverbindung wird für den Wasserstofftransport zwischen Algerien und Südeuropa gesehen: Dort wird für das Jahr 2050 eine Leistung von 43 GW (entspricht einer Übertragungsleistung von 1,1 TWh pro Tag bzw. einem Pipelinedurchmesser von 64 Zoll) ermittelt. Von dort wird der Wasserstoff mit 29 GW weiter nach Deutschland übertragen. Auch die Transportflüsse aus dem Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* über Westeuropa nach Deutschland haben hohe Übertragungsleistungen von 8 GW bzw. 9 GW (28 bzw. 30 Zoll).

Der Transport von Methanol ist ähnlich stark vernetzt wie der von Wasserstoff, allerdings mit geringeren Übertragungsleistungen; die stärkste Verbindung wird hier zwischen Algerien und Westeuropa mit 22 GW (38 Zoll) gesehen.

Der Transport von synthetischem Methan ähnelt strukturell dem von Methanol, hat dabei aber etwas geringere Übertragungsleistungen. Im Unterschied zu Methanol wird jedoch für Methan in 2050 eine Verbindung von Südeuropa anstelle von Südosteuropa nach Deutschland gesehen. Die ermittelten Transportinfrastrukturen für synthetisches Diesel und Benzin entsprechen in ihrer Struktur im Wesentlichen denen für synthetisches Kerosin: Eine starke Anbindung über die westliche und östliche Landverbindung und ein Transport von Ägypten ins angrenzende Cluster *Nahost* sowie Austausch zwischen den europäischen Clustern. Diesel wird außerdem in geringem Umfang auch aus dem südarabischen Cluster per Pipeline transportiert.

Zusammenfassend lässt sich für diese Systemkonfiguration festhalten, dass die Modellergebnisse keinen Stromtransport aus der MENA-Region nach Europa zeigen. Algerien ist wegen der kurzen Distanz auch nach Süd- und Westeuropa und den guten regenerativen Erzeugungspotenzialen der wichtigste Ausgangspunkt für den Pipelinetransport über das Mittelmeer hinweg. Ansonsten wird der Landweg bevorzugt, was im Vergleich zum System „DE+MENA“ zu einer zunehmenden Bedeutung des Clusters *Maghreb ohne Tun/Alg* führt.

5.2.2 Szenarien „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“

Die im Szenarienvergleich für den Systemzuschnitt „DE+MENA“ beschriebenen Ergebnisse zeigen sich auch im Systemzuschnitt „DE+Europa+MENA“: Die transportierten Energiemengen sind dabei durch die höhere berücksichtigte Nachfrage (europäische statt nur deutscher Nachfrage) höher, das Binnenverhältnis der Transportmengen in den Szenarien ist hingegen sehr ähnlich. Auch hier wird entsprechend der nicht vorhandenen Nachfrage im Szenario „Innovative Antriebe“ kein synthetischer Diesel oder Benzin transportiert. Das „Brennstoffmix“-Szenario zeigt höhere Wasserstofftransportmengen als die anderen Szenarien. Die Stromübertragung ist im Szenario „Innovative Antriebe“ höher und im Szenario „Klassische Antriebe“ niedriger als im „Brennstoffmix“-Szenario. Während dabei in den Szenarien „Klassische Antriebe“ und „Brennstoffmix“ Strom nur innerhalb Europas ausgetauscht wird, gibt es im Szenario „Innovative Antriebe“ einen Stromtransport zwischen MENA und Europa, genauer gesagt aus Algerien ins Cluster Südeuropa, der ca. 3% der insgesamt transportierten Strommenge ausmacht.

Die größten transportierten Energiemengen zeigen sich im Szenario „Klassische Antriebe“ für die Diesel- und Benzinübertragung, getrieben durch die europaweit hohe Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen in diesem Szenario (siehe Kapitel 3.1.1). Die folgende Abb. 5-6 zeigt die vom Modell dafür ermittelten Austauschkapazitäten: Ein starker Ausbau der östlichen und westlichen Landverbindungen mit Übertragungsleistungen von 71 bzw. 17 GW (44 bzw. 22 Zoll Pipelinedurchmesser) für Diesel und 43 bzw. 14 GW für Benzin, außerdem Verbindungen von Ägypten in das Cluster *Nahost*, von Algerien und Libyen (über Tunesien) nach Europa und zudem eine Vernetzung innerhalb Europas.

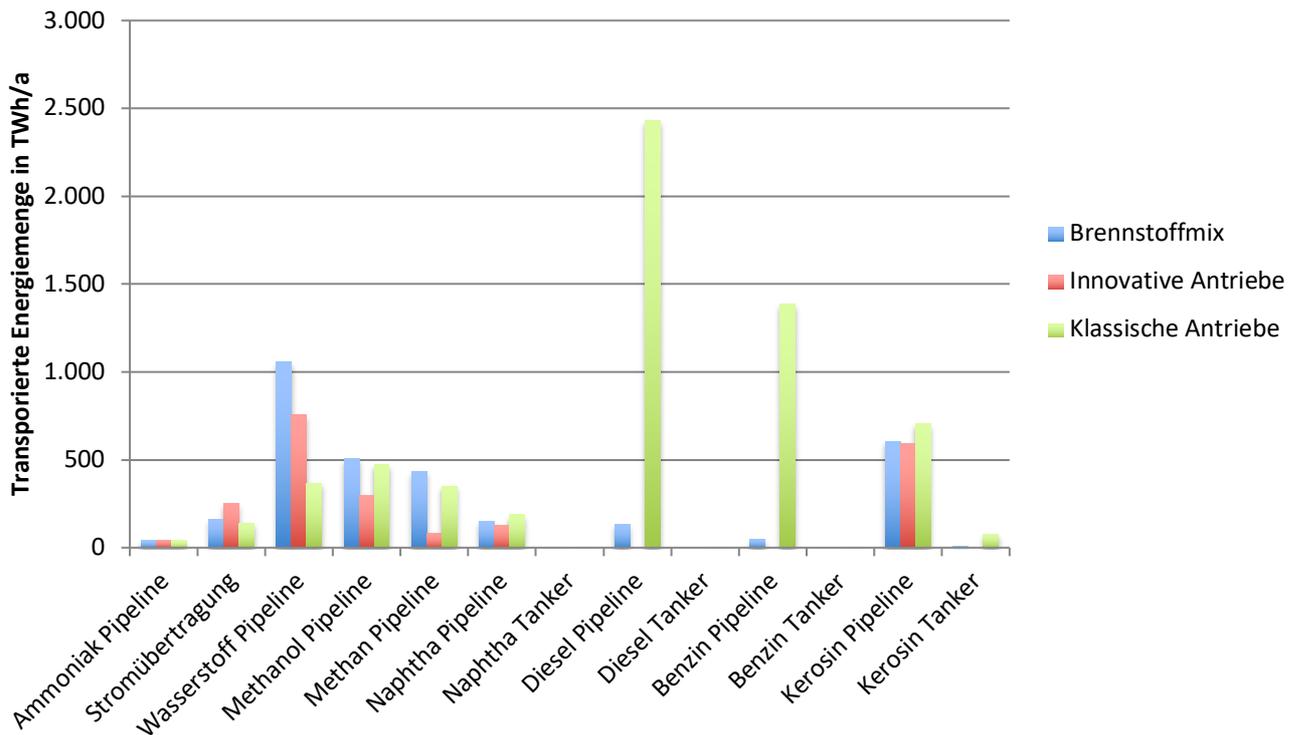


Abb. 5-5 Transportierte Energiemenge nach Transporttechnologie, 2050, Szenarien „Brennstoffmix“, „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“ (System „DE+Europa+MENA“)

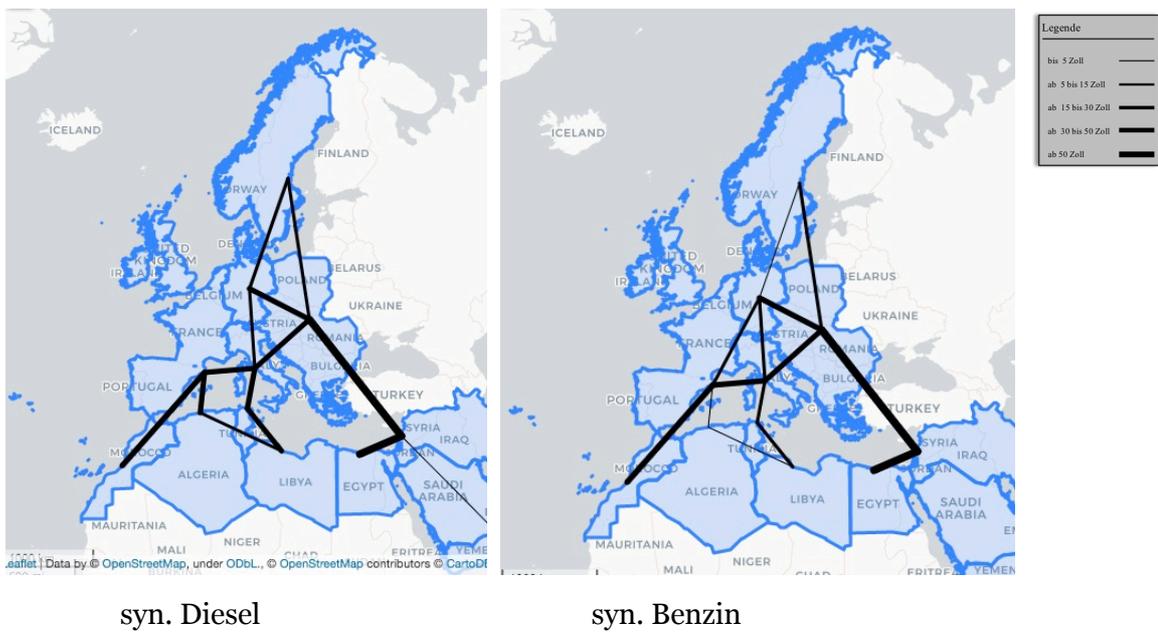


Abb. 5-6 Pipelines für den Transport von synthetischem Diesel und Benzin, 2050, Szenario „Klassische Antriebe“ (System „DE+Europa+MENA“)

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Open Street Map (2022)

5.3 Implikationen bestehender Infrastrukturen für die Modellergebnisse im „Brennstoffmix“-Szenario

Das eingesetzte Modell bildet bestehende Infrastrukturen nicht ab, sondern nimmt an, dass jede Übertragungskapazität neu gebaut werden und entsprechend investiert werden muss (Grüne-Wiese-Ansatz). In der Realität existieren jedoch Austauschkapazitäten zwischen den Regionen, die künftig auch für die hier betrachtete Versorgung mit regenerativem Strom und Kraftstoffen genutzt werden können: Neben den bereits bestehenden und geplanten Stromleitungen innerhalb Europas und in der Anbindung Europas an die MENA-Region sind das insbesondere Rohölpipelines, die für den Transport von synthetischen Kraftstoffen wie synthetischem Diesel, Benzin, Kerosin oder Naphtha genutzt werden könnten, sowie Erdgaspipelines, die einerseits für den Transport synthetischen Methans verwendet oder andererseits auch für den Transport von Wasserstoff umgerüstet werden könnten. Die Nutzung solcher bestehenden Infrastrukturen kann zu Unterschieden in der Versorgungsstrategie führen gegenüber den Modellergebnissen, die ohne Nutzung dieser bestehenden Infrastrukturen zustande gekommen sind. Denn bestehende Pipelines könnten zu geringeren Kosten genutzt werden als die Kosten für den Pipeline-Neubau, der im Modell implementiert ist.

Deswegen werden hier zunächst die bestehenden Infrastrukturen skizziert und anschließend aufgezeigt, welche Implikationen diese für die Modellergebnisse (am Beispiel des „Brennstoffmix“-Szenarios) haben könnten. Die Grundlage für diese Analyse wurde in einer im Rahmen des Projekts durchgeführten Bachelorthesis gelegt (Lange, 2021). Dort sind die genutzten Recherchemethoden und die Kriterien für den Vergleich bestehender mit modellierten Infrastrukturen detailliert beschrieben.

5.3.1 Abgleich der Modellierungsergebnisse mit bestehenden Infrastrukturen

Die Karte der bestehenden und geplanten Rohölpipelines (Abb. 5-7) zeigt, dass die meisten Pipelines in der MENA-Region für den inländischen Transport bis zu den Küsten genutzt werden; Ausnahmen davon sind die Kirkuk-Ceyhan-Ölpipeline (inkl. der die New-Kirkuk-Ceyhan-Pipeline zu deren Nachrüstung), die den Irak und die Türkei verbindet, sowie die In Amenas-Skhira Pipeline zwischen Algerien und Tunesien. Geplant ist außerdem eine Pipeline zwischen dem Irak und Jordanien. In Europa gibt es mehrere grenzüberschreitende Pipelines, insbesondere nach Deutschland (z. B. das zentral-europäische Pipelinesystem oder die Rotterdam-Rhein-Pipeline). Es bestehen keine Pipelineverbindungen zwischen der MENA-Region und den hier betrachteten europäischen Ländern.



Abb. 5-7 Bestehende und geplante Rohölpipelines; Farblegende (Farblegende: braun = in Betrieb; rot = im Bau, gelb = geplant)

Quelle: *Global Gas & Oil Network (2020)*

Wie Abb. 5-8 zeigt, gibt es eine Vielzahl an bestehenden und geplanten Erdgaspipelines. In Zentraleuropa ist das Netz bereits stark ausgebaut; in Osteuropa sind zahlreiche Verbindungen im Bau oder geplant, zudem sind neben mehrere Verbindungen zwischen Europa und der MENA-Region geplant. Abb. 5-9 zeigt die Verbindungsrouten zwischen Europa und der MENA-Region in größerem Detail. Es ist zu erkennen, dass es vier bestehende Verbindungen zwischen Europa und der MENA-Region gibt: Die Maghreb-Europe-Pipeline, die von Algerien über Marokko nach Spanien führt; die Medgaz-Pipeline zwischen Algerien und Spanien, die Trans-Mediterranean-Pipeline von Algerien nach Italien und die Greenstream-Gas-Pipeline zwischen Libyen und Sizilien. Diese Pipelines haben zusammen eine Übertragungsleistung von ca. 100 GW Erdgas bzw. 2,4 TWh/d. Hinzu kommen geplante Pipelines: Die Galsi-Pipeline zwischen Algerien über Sardinien zum italienischen Festland mit geplanten 0,7 GW sowie die EastMed Pipeline von Israel über Zypern und Kreta zum griechischen Festland, geplant mit einer Kapazität von zunächst 10 und später 20 Milliarden Kubikmeter pro Jahr (11,3 bzw. 22,6 GW). Eine weitere Verbindung ist geplant von Israel nach Zypern und von dort aus in die Türkei.



Abb. 5-8 Bestehende und geplante Erdgaspipelines in Europa und der MENA-Region (Farblegende: braun = in Betrieb; rot = im Bau, gelb = geplant)

Quelle: *Global Gas & Oil Network (2020)*

Innerhalb der MENA-Region existieren Verbindungen zwischen Ägypten, Jordanien, Syrien und Libanon mit der Arab-Gas-Pipeline (2,4 GW) und durch die bereits erwähnte Maghreb-Europe-Pipeline zwischen Algerien und Marokko (18,5 GW). Irak und Iran sind über die IGAT-Pipeline verbunden. Außerdem gibt es eine Verbindung zwischen dem Iran und der Türkei (Tabriz-Ankara-Pipeline, 15,9 GW), die Türkei wiederum ist via Turkstream2 (von Russland über die Türkei nach Bulgarien, Serbien und Ungarn, 17,9 GW), die ITGI-Pipeline (Türkei über Griechenland nach Italien, 12,5 GW) und die Kipi-Komotini Pipeline (Türkei nach Russland, 2 GW) mit den weiteren europäischen Ländern verbunden (alle Pipelineinformationen basierend auf *Global Gas & Oil Network (2020)* und ggf. eigenen Umrechnungen zur Kapazität).

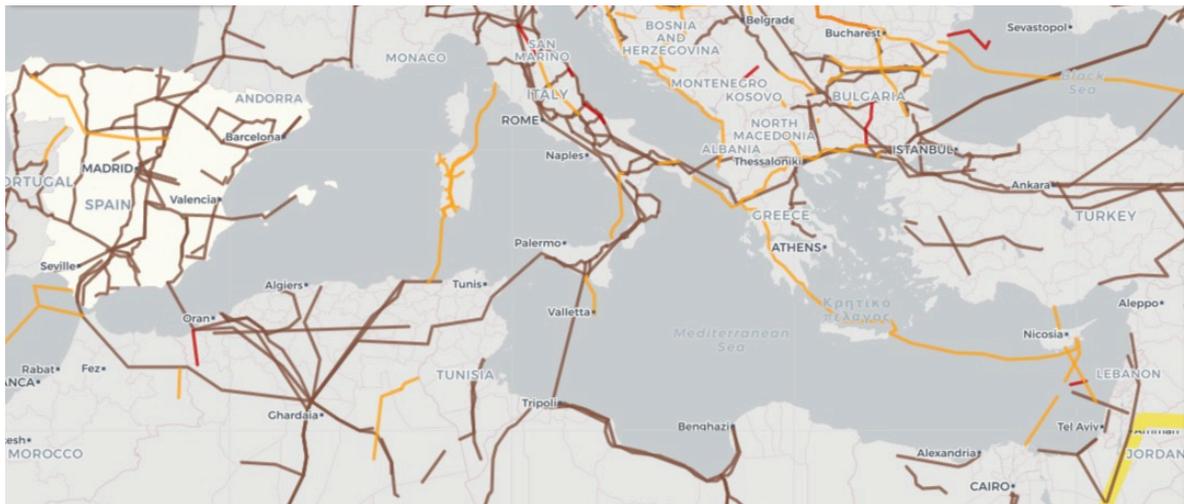


Abb. 5-9 Bestehende und geplante Erdgaspipelines durch und um das Mittelmeer (Farblegende: braun = in Betrieb; rot = im Bau, gelb = geplant)

Quelle: Global Gas & Oil Network (2020)

5.3.2 Implikationen bestehender Pipelines für den Transport von flüssigen Energieträgern

Es existieren wie zuvor beschrieben nur einzelne Pipelines für Öl über Ländergrenzen hinweg: Eine Verbindung zwischen Irak und Türkei, eine zwischen Algerien und Tunesien sowie eine zwischen Irak und Jordanien.

Irak und Jordanien sind in der Modellierung dem selben Cluster zugeordnet. Das bedeutet, dass eine stets ausreichend hohe Austauschkapazität angenommen wird, ohne dass diese modelliert oder mit Kosten hinterlegt wird. Eine Abbildung der Pipeline im Modell würde also aufgrund der Clusterung nicht stattfinden.

Die Modellergebnisse sehen im Brennstoffmix-Szenario keine Verbindung zwischen *Tunesien und Algerien*, da im Modell keine Erzeugung in Tunesien stattfindet. Wäre die Verbindung zwischen Tunesien und Algerien im Modell als bestehend abgebildet, hätte das vermutlich keine grundlegend verändernde Wirkung, da die regenerativen Potenziale in Tunesien weniger vorteilhaft sind als in Algerien (die Erzeugungspotenziale dort haben geringere Volllaststunden als in den umliegenden Ländern).

Die Verbindung zwischen dem *Irak und der Türkei* liegt entlang einer der wichtigsten Transportrouten im Modell: Zwischen dem MENA-Cluster um Jordanien, Irak und Iran und dem südosteuropäischen Cluster fließen hohe Transportmengen. Im Jahr 2030 zeigen die Modellergebnisse insgesamt Pipelinekapazitäten von ca. 3 GW für synthetisches Benzin, Diesel und Kerosin; bis 2050 steigt dieser Wert auf 15 GW für synthetischen Diesel, Benzin, Kerosin und Naphtha, entsprechend einem Pipelinedurchmesser von insgesamt etwa 24 Zoll. Die existierende Kirkuk-Ceyhan-Ölpipeline hat einen Durchmesser von 40 Zoll; es ist also in der Realität bereits Transportleistung in ausreichender Höhe vorhanden²⁹. Wäre die Pipelinekapazität im

²⁹ Dabei ist zu beachten, dass die Modellergebnisse getrennte Pipelines für alle Produkte vorsehen, die existierende Pipeline aber einsträngig ist.

Modell als vorhanden abgebildet gewesen, würde die geringeren Transportkosten vermutlich einen weiteren Standortvorteil des Clusters um Jordanien, Irak und Iran darstellen und seine Rolle als Lieferregion damit noch bedeutender werden.

Die Modellergebnisse sehen neben dem Transport aus dem Nahen Osten vor allem das Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* als Lieferregion für flüssige Energieträger. Es ist zu vermuten, dass, wären die bestehenden Pipelines im Modell abgebildet, eine Verlagerung aus diesem Cluster in den Nahen Osten stattfinden würde, um die nutzbare Kapazität der Kirkuk-Ceyhan-Pipeline auszureizen.

5.3.3 Implikationen bestehender Pipelines für den Transport von gasförmigen Energieträgern

In den Modellierungsergebnissen zeigen sich die Strecken aus dem Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* nach Westeuropa, von Algerien nach West- und Südeuropa und von dem Cluster *Nahost* nach Südost-Europa als die wichtigsten Transportrouten für sowohl Methan als auch Wasserstoff. Dabei wird die höchste Übertragungsleistung für Methan mit 17 GW zwischen dem Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* und Westeuropa gesehen, insgesamt sind im Jahr 2050 Übertragungsleistungen von 41 GW für Erdgas zwischen der MENA-Region und Europa vorgesehen.

Für Wasserstoff werden in 2050 insgesamt 75 GW ermittelt, dabei ist die mit Abstand wichtigste Verbindung die zwischen Algerien und Südeuropa (Italien) mit 44 GW.

Für die Analyse, welche Transportleistung für Wasserstoff die bestehenden Methanpipelines bieten, wird davon ausgegangen, dass das transportierte Wasserstoffvolumen dem Erdgasvolumen entspricht, was zu einer um Faktor 4 verringerten Übertragungsleistung führt.³⁰

Zwischen der Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* und *Spanien* wird in den Modellergebnissen für das Jahr 2050 eine hohe Übertragungskapazität sowohl für Methan (17 GW) als auch für H₂ (8 GW) vorgesehen. Die existierende Maghreb-Europa-Pipeline hat eine Übertragungskapazität von 13,7 GW Erdgas, würde also knapp zwei Drittel des Übertragungsbedarfs für synthetisches Methan bedienen können. Es ist zu vermuten, dass, wäre diese Übertragungsleistung im Modell abgebildet, sie für die CH₄-Übertragung genutzt würde; die verbleibende CH₄-Menge würde dann vermutlich in Algerien produziert, von wo aus es noch „freie“ Übertragungskapazität nach Spanien gibt (siehe unten). Für den Wasserstofftransport müssten allerdings Pipelines gebaut werden; wegen der geringeren Energiedichte würde die bestehende Pipeline nicht für den Wasserstofftransport ausreichen.

Zwischen *Algerien* und *Spanien* sieht das Modell eine benötigte Transportkapazität von 5 GW synthetischem Methan in 2050. Dem steht die existierende Medgaz-Pipeline mit 12 GW gegenüber, es wäre für den Methan-Transport also kein Neubau

³⁰ Aus der Dichte bei 100 bar (CH₄: 78 kg/m³; H₂: 8 kg/m³) und der gravimetrischen Energiedichte (CH₄: 50 MJ/kg; H₂: 120 MJ/kg) ergibt sich ein Faktor von 0,25, um Erdgas- auf H₂-Übertragungskapazität umzurechnen.

notwendig. Auf dieser Strecke werden zudem 6 GW Wasserstoffübertragungskapazität notwendig, die nicht durch die Medgaz-Pipeline geleistet werden könnte.

In der Realität verbindet *Algerien* und *Italien* die TransMed-Pipeline mit etwa 38 GW Erdgas-Kapazität sowie die geplante Galsi-Pipeline mit ca. 9 GW Erdgas-Kapazität. Unter der vereinfachenden Annahme, dass Erdgaspipelines dasselbe Volumen an Wasserstoff wie an Erdgas transportieren können, würde sich daraus eine Wasserstoffübertragungsleistung von ca. 9,5 GW (TransMed) und 2,3 GW (Galsi) ergeben; es könnten also etwa ein Viertel der benötigten 44 GW H₂-Transportkapazität aus existierenden Pipelines bedient werden. Würde die Galsi-Pipeline hingegen für synthetisches Methan genutzt, würde ihre Übertragungskapazität ausreichen (benötigt: 8 GW). Es müsste also ein starker Zubau von Übertragungskapazität für Wasserstoff stattfinden, nicht jedoch für Methan.

Die Greenstream-Gaspipeline verbindet *Libyen* und *Italien* mit einer Leistung von 12,5 GW Erdgas. In den Modellergebnissen wird aus Libyen keine Energie exportiert, was insbesondere durch die große Distanz zwischen Libyen und Italien begründet ist³¹, die dazu führt, dass das Modell hohe Investitionskosten für eine Offshore-Pipelineanbindung sieht. Die existierende Pipeline würde, wäre sie im Modell abgebildet, vermutlich dazu führen, dass H₂ oder CH₄-Produktion in Libyen entsprechend dieser Übertragungskapazität stattfindet, da dort günstige Wind- und Solar-Potenziale in großem Umfang vorhanden sind. Damit könnten sich hypothetisch ca. 20 % der Herstellung und des Transports von synthetischem Methan in der MENA-Region nach Libyen verlagern. Eine Verlagerung der Wasserstoffproduktion für den Direktexport würde vermutlich nicht stattfinden, da die Erzeugung von synthetischem Methan eine sinnvolle Ausnutzung der günstigen EE-Potenziale in Kombination mit der begrenzten Transportkapazität bieten würde.

Entlang der *Ostroute* sieht das Modell einen Übertragungsbedarf von 8 GW synthetischem Methan und ebenfalls 8 GW Wasserstoff zwischen dem Cluster *Nahost um Jordanien und Irak* und dem Cluster *Südosteuropa*. Dort verläuft die geplante East-Med-Pipeline mit einer Übertragungskapazität von 22,6 GW zwischen Israel und Griechenland. Diese würde ausreichen, um den Methan-Transport zu sichern, jedoch nicht für die benötigte Wasserstoffkapazität.

³¹ Der geografische Bezugspunkt für das südeuropäische Cluster liegt etwa auf der Höhe von Rom und damit deutlich weiter entfernt als die kürzeste Luftlinienverbindung zwischen Libyen und Sizilien.

5.3.4 Zusammenfassung: Implikationen bestehender Transportinfrastrukturen für die Modellergebnisse

Tanker sind derzeit eine der wichtigsten Transportoptionen für flüssige Kraftstoffe. Im Modell ist der Tankertransport rein über variable Kosten abgebildet, also ohne Investitionsbedarfe in Hafeninfrastruktur. Deswegen würde eine Abbildung der bestehenden Infrastrukturen im Modell keine Änderungen in den Modellergebnissen bewirken. Das Binnenverhältnis der Kosten von Pipeline- und Tankertransport, die hier angesetzt wurden, hat zur Folge, dass Pipelines bevorzugt und Tanker nur in sehr geringem Umfang eingesetzt werden. Eine Untersuchung, welche Auswirkungen eine Verschiebung dieses Binnenverhältnisses hat, erfolgt in den Sensitivitäts-Modellierungen in → *Teilbericht 7*. Hier hingegen wird darauf fokussiert, welche Effekte es hätte, wären bestehende Pipelines im Modell abgebildet, so dass sie zu geringeren Kosten zu nutzen wären als der Pipeline-Neubau, der im Modell implementiert ist.

Für flüssige Energieträger sind bislang nur wenige Pipelineprojekte vorhanden oder geplant, die für den Transport zwischen der MENA-Region und Europa geeignet wären. Die Cirkuk-Ceyhan-Pipeline zwischen dem Irak und der Türkei könnte allerdings zu einer wichtigen Achse für den Transport synthetischer Kraftstoffe werden und gegenüber den Modellergebnissen Teile der Produktion von synthetischem Diesel, Benzin, Kerosin und Naphtha aus dem Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* in das Cluster im Nahen Osten verlagern.

Für die gasförmigen Energieträger lässt sich festhalten, dass Wasserstoff und Methan um die verfügbare Pipelinekapazität konkurrieren. Die vorhandenen und geplanten Pipelines könnten, würden sie im Modell berücksichtigt, die nachgefragte Menge an synthetischem Methan dabei sinnvoll transportieren. Darüber hinaus wäre zusätzliche Kapazität für den Wasserstofftransport notwendig, insbesondere zwischen Algerien und Italien³². Gegenüber den Modellergebnissen könnte sich durch die Nutzung der bestehenden Infrastrukturen eine Verschiebung von Methanproduktion aus dem Nahostcluster und teils aus den westlichen Ländern nach Libyen zeigen.

³² unter der Annahme, dass Wasserstoff um Faktor vier geringere Übertragungskapazität gegenüber Methan hat bei gleichem Pipelinedurchmesser

6 Zusammenfassung

Im Rahmen des Teilprojektes A.II wurden ausgehend von der Nachfrage von Deutschland und Europa nach EE-Strom, Wasserstoff und Synfuels entsprechende Versorgungsstrukturen unter Einbezug der MENA-Region im Zeitraum von 2030 bis 2059 modelliert. Dafür wurde ein Modell angewendet und weiterentwickelt (→ *Teilbericht 4*), dessen Aufgabe es ist, kostenoptimale Versorgungsstrukturen zur Deckung der vorgegebenen Nachfrage zu ermitteln. In diesem Modell werden Europa und die MENA-Region in 13 Cluster zusammengefasst modelliert. Für die Entwicklung der Nachfrage nach EE-Strom, Wasserstoff und Synfuels werden drei verschiedene Szenarien für Europa differenziert, die auf unterschiedliche Antriebstechnologien setzen (Brennstoffmix (BM), Innovative Antriebe (EL), Klassische Antriebe (SYN), siehe → *Teilbericht 5*). Für die MENA-Region wird implizit ein ehrgeiziges Nachfrageszenario berücksichtigt, indem die für den Export zur Verfügung stehenden Erzeugungspotenziale entsprechend beschnitten werden.

Mit diesem Modell werden hier drei Basisszenarien berechnet, die entsprechend der Nachfrageszenarien differenziert werden nach BM, EL und SYN. Die Ergebnisse der Basisszenarien zeigen, dass Strom (nahezu) vollständig innerhalb Europas produziert und nicht (bzw. nur in einem geringen Maße) importiert wird. Dies ist vor allem auf die vergleichsweise hohen Transportkosten von Strom zurückzuführen. Die Versorgung Europas mit Wasserstoff und Synfuels hingegen ist wesentlich durch Importe aus der MENA-Region geprägt. Insbesondere die Szenarien BM und SYN sind durch hohe Importquoten von 82 % bzw. 81 % charakterisiert; die Importquote im Szenario EL ist mit 61 % bedingt durch den höheren Anteil von Strom an der Nachfrage in diesem Szenario niedriger. Treiber für den Import der Energieträger sind die vergleichsweise geringen EE-Gestehungskosten in der MENA-Region. Dabei wird in allen Szenarien tendenziell die Endenergieform importiert, Umwandlungsschritte in der PtX-Kette finden damit weitestgehend am Erzeugungsort statt. Innerhalb Europas sind gemäß den Modellergebnissen alle Regionen auf Importe aus der MENA-Region angewiesen. Besonders ausgeprägt ist dies für Deutschland sowie den Süden und den Südosten Europas.

Der Import der Energieträger erfolgt bevorzugt aus Algerien und dem Cluster „Maghreb ohne Tun/Alg“, gefolgt vom Cluster „Nahost“ und Ägypten, sowie geringen Mengen aus dem Cluster „Süd-Arabien“. Im SYN-Szenario wird ein höherer Anteil aus Ägypten importiert, zusätzlich gibt es Importe aus Libyen. Damit sind gemäß den Modellergebnissen tendenziell solche MENA-Regionen als Lieferregionen attraktiv, welche eine geringe Distanz und damit geringe Transportkosten nach Europa sowie eine vorteilhafte EE-Einspeisecharakteristik (sehr gute Solar- und ergänzende Wind-Potenziale) aufweisen.

Der Transport erfolgt für alle drei Szenarien vorwiegend über Pipeline. Für den Transport von MENA nach Europa werden dabei die Landrouten über das Cluster „Nahost“ nach Südeuropa sowie über das Cluster „Maghreb ohne Tun/Alg“ nach Westeuropa präferiert aufgrund der Annahme geringeren Kosten gegenüber Offshore-Pipelinerouten. Aufgrund der geringen Transportdistanz werden Wasserstoff und Synfuels zudem über Offshore-Pipelines aus Algerien sowie im Szenario „Klassische Antriebe“ zusätzlich über Tunesien aus Libyen nach Europa transportiert.

Gemäß den Modellergebnissen werden nur sehr geringe Mengen flüssiger Energieträger per Tanker transportiert. Dabei erfolgt der Transport vor allem über weite Distanzen aus dem Cluster „Süd-Arabien“.

Diese Ergebnisse werden in → *Teilbericht 7* mit Sensitivitätsanalysen auf ihre Robustheit hin überprüft und diskutiert. Außerdem wird in diesem Teilbericht die Auswirkung von Investitionsrisiken in der MENA-Region auf die Ergebnisse untersucht.

7 Literaturverzeichnis

Zitierte Literatur

- Agora Energiewende (2018). PtG/PtL-Rechner: Berechnungsmodell zur Ermittlung der Kosten von Power-to-Gas (Methan) und Power- to-Liquid. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/ptg-ptl-rechner/>
- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics. (2018). Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. www.stiftung-mercator.de/media/downloads/3_Publikationen/2018/Maerz/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf
- Arnold, K., Kobiela, G., Pastowski, A. (2018). Technologiebericht 4.3 Power-to-liquids/-chemicals innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/605D04BB3D300366E0539A695E860862/live/document/4.3_Power-to-liquids_chemicals.pdf
- Bartels, J. R. (2008). A feasibility study of implementing an Ammonia Economy. Iowa State University.
- Borugadda, V. B., Kamath, G., Dalai, A. K. (2020). Techno-economic and life-cycle assessment of integrated Fischer-Tropsch process in ethanol industry for biodiesel and bio-gasoline production. *Energy*, 195, 116985. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.116985>
- Bründlinger, T., König, J. E., Frank, O., Gründig, D., Jugel, C., Kraft, P., Krieger, O., Mischinger, S., Prein, Dr. P., Seidl, H., Siegemund, S., Stolte, C., Teichmann, M., Willke, J., Wolke, M. (2018). Dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf
- Brynnolf, S., Taljegard, M., Grahn, M., Hansson, J. (2018). Electrofuels for the transport sector: A review of production costs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 1887–1905. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.288>
- Caldera, U., Bogdanov, D., Afanasyeva, S., Breyer, C. (2017). Role of Seawater Desalination in the Management of an Integrated Water and 100% Renewable Energy Based Power Sector in Saudi Arabia. *Water*, 10(1), 3. <https://doi.org/10.3390/w10010003>
- Cebulla, F. (2017). Storage demand in highly renewable energy scenarios for Europe: The influence of methodology and data assumptions in model-based assessments.
- 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>

- 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.
- Fasihi, M., Efimova, O., Breyer, C. (2019). Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants. *Journal of Cleaner Production*, 224, 957–980. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.086>
- Fraunhofer IFAM, DLR, GWI (2020). Multi-Sektor-Kopplung—Modellbasierte Analyse der Integration Erneuerbarer Stromerzeugung durch die Kopplung der Stromversorgung mit dem Wärme, Gas- und Verkehrssektor. <https://elib.dlr.de/135971/1/MuSeKo-Endbericht-2020-08-31.pdf>
- Giesen, C. van der, Kleijn, R., Kramer, G. J. (2014). Energy and Climate Impacts of Producing Synthetic Hydrocarbon Fuels from CO₂. *Environmental Science & Technology*, 48(12), 7111–7121. <https://doi.org/10.1021/es500191g>
- Global Energy Monitor Wiki (2021). Oil and Gas Pipeline Construction Costs. https://www.gem.wiki/Oil_and_Gas_Pipeline_Construction_Costs#cite_note-3
- Global Gas & Oil Network (2020). Global Fossil Infrastructure Tracker. <http://ggon.org/fossil-tracker/>
- Hamburg Institut, Prognos. (2020). Perspektive der Fernwärme—Maßnahmenprogramm 2030—Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik. https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/AGFW_Perspektive_der_Fernwaerme_2030_final.pdf
- IEAGHG (2013). CO₂ Pipeline Infrastructure (Nr. 2013/18). https://www.ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/2013-18.pdf
- Klerk, A. de. (2011). Fischer-Tropsch Refining.
- 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).
- Lange, S. (2021). Überprüfung der Plausibilität und Validierung der Modellergebnisse der Simulation von Transportinfrastrukturen von Vor- und Zwischenstufen (bspw. Strom, Wasserstoff, Synthesegas) synthetischer Kraftstoffe aus der MENA-Region nach Deutschland (und der EU)—Unveröffentlichte Bachelorthesis. Hochschule Düsseldorf.
- Nationaler Wasserstoffrat (2021). Wasserstofftransport. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/NWR_Wasserstofftransport_WEB-Bf.pdf
- Open Street Map (2022). Open Street Map unter Verwendung von Leaflet und CartoDB [Map].
- Peters, M. S., Timmerhaus, K. D., West, R. E. (2006). *Plant Design and Economics for Chemical Engineers* (5.). McGraw-Hill.

- Rezaei, E., Dzuryk, S. (2019). Techno-economic comparison of reverse water gas shift reaction to steam and dry methane reforming reactions for syngas production. *Chemical Engineering Research and Design*, 144, 354–369. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2019.02.005>
- Rosenstiehl, A. (2021). Interne Datenübergabe von DLR an WI.
- Schick, C., Blesl, M., Borggreffe, F., Brand, H., Buchmann, T., Fahl, U., Fuchs, A.-L., Gils, H. C., Hufendiek, K., Münkkel, A. (2018). *Energiesystemanalyse Baden-Württemberg*.
- 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 und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*. NOW GmbH, Natioanle Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie.
- VDI (2017). *Energiespeicher- VDI-Statusreport*. Düsseldorf.
- Vrana, T., Härtel, P. (2018). Estimation of investment model cost parameters for VSC HVDC transmission infrastructure. *Electric Power Systems Research*, 160, 99–108. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.02.007>

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).

8 Anhang

8.1 Entwicklung der techno-ökonomischen Technologieparameter

In diesem Anhang ist die Entwicklung zu den techno-ökonomischen Parametern, die der Abbildung der Technologien im Modell zugrunde liegt, entlang der Technologiefelder tabellarisch zusammengestellt. Erläuterungen zu den genutzten Parametern sowie den wichtigsten Quellen finden sich in Kapitel 3.5, ebenso wie eine Einordnung der besonders mit Unsicherheit behafteten Annahmen.

Viele der Technologien verfügen über mehrere Input und Outputs. Deshalb werden diese jeweils im Kopf zu den Tabellenabschnitten der Einzeltechnologien gelistet. Zudem sind hier bei den Angaben zu Effizienzen und Input-Verhältnissen in Klammern die Einheiten der Energie- bzw. Stoffströme, auf die jeweils Bezug genommen wird, für eine bessere Lesbarkeit genannt.

Tab. 8-1 Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten Stromerzeugungstechnologien³³

	Einheit	2030	2040	2050	Quelle
Offshore Wind	Input:	Wind			
	Output:	Strom			
CAPEX	EUR/MW _{el}	1.800.000,00	1.500.000,00	1.300.000,00	Teilbericht 10
Lebensdauer	a	18,00	18,00	18,00	
OPEX fix	EUR/(MW _{el} *a)	180.000,00	150.000,00	130.000,00	
Onshore Wind	Input:	Wind			
	Output:	Strom			
CAPEX	EUR/MW _{el}	1.048.281,00	958.967,00	914.647,00	Teilbericht 10
Lebensdauer	a	22,00	22,00	22,00	
OPEX fix	EUR/(MW _{el} *a)	30.400,00	27.810,00	26.525,00	
PV	Input:	Solarstrahlung			
	Output:	Strom			
CAPEX	EUR/MW _{el}	613.000,00	514.000,00	423.000,00	Teilbericht 10
Lebensdauer	a	30,00	30,00	35,00	
OPEX fix	EUR/(MW _{el} *a)	9.600,00	8.300,00	7.300,00	
CSP Komponenten					
Solar-Feld	Input:	Solarstrahlung			
	Output:	solare Hochtemperaturwärme			
CAPEX	EUR/MW _{th}	287.800,00	244.200,00	215.500,00	Teilbericht 10
OPEX fix	EUR/(MW _{th} *a)	6.619,00	5.617,00	4.957,00	
Lebensdauer	a	25,00	30,00	30,00	
CSP-Turbine	Input:	solare Hochtemperaturwärme			
	Output:	Strom			
CAPEX	EUR/MW _{el}	700.000,00	640.000,00	600.000,00	Teilbericht 10
Effizienz	MW _{el} /MW _{th}	0,43	0,44	0,45	
Lebensdauer	a	25,00	30,00	30,00	
OPEX fix	EUR/(MW _{el} *a)	14.000,00	12.800,00	12.000,00	
CSP-Thermischer Speicher Für solare Hochtemperaturwärme					
CAPEX	EUR/MW _{th}	213.440,00	193.031,00	174.574,00	Teilbericht 10
E2P³⁴	MWh _{th} /MW _{th}	8,00	8,00	8,00	Eigene Annahme
Lebensdauer	a	25,00	30,00	30,00	Teilbericht 10
OPEX fix	EUR/(MW _{th} *a)	4.909,00	4.440,00	4.015,00	Teilbericht 10
Round-Trip-Effizienz	-	0,95	0,97	0,98	Teilbericht 10

³³ Es wird angenommen, dass die erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien keine variablen Betriebskosten aufweisen. Die Verfügbarkeit der solaren bzw. Windenergie wird über potenzielle Einspeisemengen in stündlicher Auflösung regional und nach verschiedenen KPK differenziert berücksichtigt (vergleiche Kapitel 3.2).

³⁴ Annahme entsprechend üblicher Dimensionierung für Einsatz im Zusammenspiel mit PV.

Tab. 8-2 Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten Wasserstoff-bereitstellungstechnologien

	Einheit	2030	2040	2050	Quelle
AEL	Input_1:	Strom			
	Input_2:	H ₂ O			
	Output_1:	H ₂			
CAPEX	EUR/MW_H ₂	450.000,00	450.000,00	450.000,00	Teilbericht 3
Effizienz	MWh_H ₂ /MWh_el	0,68	0,69	0,70	Teilbericht 3
Lebensdauer	a	22,00	25,00	27,00	Teilbericht 3
Nicht-verfügbarkeit	-	0,02	0,02	0,02	Eigene Annahme
OPEX fix	EUR/(MW_H ₂ *a)	13.500,00	13.500,00	13.500,00	Teilbericht 3
OPEX var	EUR/MWh_H ₂	0,00	0,00	0,00	Eigene Annahme
Verhältnis Input_2/Input_1	t_H ₂ O/MWh_el	0,20	0,21	0,21	Teilbericht 3
PEM	Input_1:	Strom			
	Input_2:	H ₂ O			
	Output_1:	H ₂			
CAPEX	EUR/MW_H ₂	810.000,00	660.000,00	510.000,00	Teilbericht 3
Effizienz	MWh_H ₂ /MWh_el	0,62	0,65	0,68	Teilbericht 3
Lebensdauer	a	25,00	25,00	25,00	(Annahme basierend auf Bründlinger et al., 2018; Child et al., 2019; Schick et al., 2018)
Nicht-verfügbarkeit	-	0,02	0,02	0,02	Eigene Annahme
OPEX fix	EUR/(MW_H ₂ *a)	24.300,00	19.800,00	15.300,00	Eigene Annahme: 3% der CAPEX
OPEX var	EUR/MWh_H ₂	1,20	1,20	1,20	(Child et al., 2019)
Verhältnis Input_2/Input_1	t_H ₂ O/MWh_el	0,17	0,18	0,18	Eigene Annahme

	Einheit	2030	2040	2050	Quelle
SOEL	Input_1: Input_2: Input_3 Output_1:			Strom H ₂ O Wärme-HT H ₂	
CAPEX	Euro/MW_H ₂	800.000,00	675.000,00	550.000,00	(Smolinka et al., 2018)
Effizienz	MWh_H ₂ /MWh_el	0,84	0,86	0,88	(Smolinka et al., 2018)
Lebensdauer	a	20,00	20,00	20,00	(Smolinka et al., 2018)
Nicht-verfügbarkeit	-	0,02	0,02	0,02	Eigene Annahme
OPEX fix	EUR/(MW_H ₂ *a)	24.000,00	20.250,00	16.500,00	(Smolinka et al., 2018)
OPEX var	EUR/MWh_H ₂	0,00	0,00	0,00	Eigene Annahme
Verhältnis Input_2/Input_1	t_H ₂ O/MWh_el	0,25	0,26	0,26	Teilbericht 3
Verhältnis Input_3/Input_1	MWh_th/MWh_el	0,169	0,1725	0,176	(Smolinka et al., 2018)
Thermochemie					
CAPEX	Euro/MW_H ₂	9.530.611,00	5.416.368,00	3.979.660,00	(Rosenstiehl, 2021)
Effizienz	-	1,34	1,80	2,17	(Rosenstiehl, 2021)
Lebensdauer	a	25,00	25,00	25,00	(Rosenstiehl, 2021)
Nicht-verfügbarkeit	-	0,09	0,09	0,09	(Rosenstiehl, 2021)
OPEX fix	EUR/(MW_H ₂ *a)	190.612,00	108.327,00	79.593,00	(Rosenstiehl, 2021)
Volllaststunden		angenommen: analog zu CSP			

Tab, 8-3 Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten CO₂-Bereitstellungstechnologien

		2030	2040	2050	Quelle
DAC-HT³⁵	Input_1:	Wärme-HT			
	Input_2:	H ₂ O			
	Output_1:	CO ₂			
CAPEX	EUR/(t_CO ₂ *h)	2.579.820,00	1.695.060,00	1.379.700,00	(Fasihi et al., 2019)
Effizienz	t_CO ₂ /MWh_th	0,41	0,41	0,41	Teilbericht 3
Lebensdauer	a	30,00	30,00	30,00	(Fasihi et al., 2019)
OPEX fix	EUR/(t_CO ₂ * h)	95.453,30	73.251,00	51.049,00	(Fasihi et al., 2019)
OPEX var	Eur/t_CO ₂	7,20	7,20	7,20	(Child et al., 2019)
Verhältnis Input_2/Input_1	t_H ₂ O/MWh_th	0,78	0,78	0,78	Teilbericht 3
DAC-LT³⁶	Input_1:	Wärme-LT			
	Input_2:	Strom			
	Output_1:	CO ₂			
	Output_2:	H ₂ O			
CAPEX	EUR/(t_CO ₂ * h)	2.308.260,00	1.519.860,00	1.239.540,00	(Fasihi et al., 2019)
Effizienz Output_1	t_CO ₂ /MWh_th	0,67	0,67	0,67	Teilbericht 3
Effizienz Output_2³⁷	t_H ₂ O/MWh_th	0,67	0,67	0,67	Teilbericht 3
Lebensdauer	A	25,00	30,00	30,00	(Fasihi et al., 2019)
OPEX fix	EUR/(t_CO ₂ * h)	92.330,00	60.794,00	49.582,00	(Fasihi et al., 2019)
OPEX var	Eur/t_CO ₂	7,20	7,20	7,20	(Child et al., 2019)
Verhältnis Input_2/Input_1	MWh_el/MWh_th	0,33	0,33	0,33	Teilbericht 3

³⁵ Parameter basierend auf HT-DAC mit elektrischer Wärmebereitstellung

³⁶ Kostenparameter basierend auf LT-DAC mit elektrischer Wärmebereitstellung, Mittel zwischen Basisfall und konservativem Fall in Fasihi et al. (2019)

³⁷ Entspricht einer Tonne Wasser je Tonne CO₂

In der Tabelle Tab. 8-4 sind nur die Technologien zur Meerwasserentsalzung dargestellt. Für Europa wird außerdem Grundwassernutzung als Wasserbereitstellungstechnologie berücksichtigt. Ihre Kosten werden als vernachlässigbar klein angenommen.

Tab. 8-4 Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten Technologien zur Wasserbereitstellung durch Meerwasserentsalzung

		2030	2040	2050	Quelle
Umkehrosmose (Meerwasser)	Input_1:	Strom			
	Output_1:	H ₂ O			
CAPEX	EUR/(t _{H₂O} *h)	19.359,00	14.716,00	11.037,00	(Caldera et al., 2017)
Effizienz	t _{H₂O} /MWh _{el}	317,00	350,00	384,00	(Caldera et al., 2017)
Lebensdauer	a	30,00	30,00	30,00	(Caldera et al., 2017)
OPEX fix	EUR/(t _{H₂O} *h)	788,00	613,00	438,00	(Caldera et al., 2017)
OPEX var	EUR/t _{H₂O}	0,00	0,00	0,00	(Caldera et al., 2017)
Verdampfung (Meerwasser)³⁸	Input_1:	Wärme-LT			
	Input_2:	Strom			
	Output_1:	H ₂ O			
CAPEX	EUR/(t _{H₂O} *h)	24.177,00	18.308,00	13.840,00	(Caldera et al., 2017)
Effizienz	t _{H₂O} /MWh _{th}	26,32	35,71	35,71	(Caldera et al., 2017)
Lebensdauer	a	25,00	25,00	25,00	(Caldera et al., 2017)
OPEX fix	EUR/(t _{H₂O} *h)	438,00	263,00	87,00	(Caldera et al., 2017)
OPEX var	EUR/t _{H₂O}	0,00	0,00	0,00	(Caldera et al., 2017)
Verhältnis Input_2/Input_1	MW _{el} /MW _{th}	0,04	0,05	0,05	(Fasihi et al., 2019)

³⁸ Techno-ökonomische Parameter für Anlage „Multi Effect Distillation – Thermal Vapor Compression for Stand-Alone“ in Caldera et al. (2017).

In den Modellrechnungen werden zwei verschiedene Temperaturniveaus unterschieden: HT- und LT-Wärme. Zusätzlich zu in Tabelle Tab. 8-5 beschriebenen Wärmebereitstellung durch Elektrodenkessel kann durch eine geschickte Verschaltung von Konversions- und Syntheseprozessen Abwärme von Anlagen mit hohen Betriebstemperaturen (HT-Wärme) in solchen mit Wärmebedarf auf deutlich niedrigerem Niveau genutzt werden (LT-Wärme).

Tab. 8-5 Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten Technologien zur Wärmebereitstellung

	Unit	2030	2040	2050	Quelle
Elektroheizer LT & Elektroheizer HT³⁹	Input_1:	Strom			
	Output_1:	Wärme			
OPEX fix	EUR/MW_th	505,00	505,00	505,00	(Hamburg Institut und Prognos, 2020)
CAPEX⁴⁰	EUR/MW_th	62.500,00	62.500,00	62.500,00	(Hamburg Institut und Prognos, 2020)
Lebensdauer	a	20,00	20,00	20,00	(Hamburg Institut und Prognos, 2020)
Effizienz	MW_th/MW_el	0,99	0,99	0,99	(Hamburg Institut und Prognos, 2020)
OPEX var	EUR/MWh_th	0,00	0,00	0,00	Eigene Annahme

³⁹ Elektrodenkessel. Keine Kostendegression oder Effizienzsteigerung im Zeitverlauf angenommen, da Technologie bereits etabliert ist.

⁴⁰ Annahme bei CAPEX: 25 Prozent Aufschlag für ein Heizschwert zur Erreichung höherer Temperaturen (Eigene Annahme).

Tab. 8-6 Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten Technologien zur Synthesegaserzeugung

	Unit	2030	2040	2050	Quellen
Hochtemperatur-Co-Elektrolyse	Input_1:	Strom			
	Input_2:	Wärme-HT			
	Input_3:	CO ₂			
	Input_4:	H ₂ O			
	Output_1:	Synthesegas			
CAPEX	EUR/MW	950.000,00	810.000,00	620.000,00	Teilbericht 3, (Rosenstiehl, 2021)
Effizienz⁴¹	MWh_syngas/ MWh_el	0,81	0,84	0,88	Teilbericht 3
Lebensdauer	a	20,00	20,00	20,00	(Smolinka et al., 2018)
OPEX fix	EUR/(MW_syngas*a)	28.500,00	24.300,00	18.600,00	(Smolinka et al., 2018)
Verhältnis Input_2/Input_1	MWh_th/MWh_el	0,17	0,17	0,18	k.A. ⁴²
Verhältnis Input_3/Input_1	t_CO ₂ /MWh_el	0,08	0,11	0,13	k.A. ⁴³
Verhältnis Input_4/Input_1⁴⁴	t_H ₂ O/MWh_el	0,24	0,23	0,22	Teilbericht 3
Thermochemie Syngas	Input_1:	H ₂ O			
	Input_2:	CO ₂			
	Output_1:	Synthesegas			
CAPEX	EUR/MW_syngas	9.018.379,00	5.125.261,00	3.765.770,00	(Rosenstiehl, 2021)
Effizienz	MWh_syngas/t_H ₂ O	1,62	2,28	2,85	(Rosenstiehl, 2021)
Lebensdauer	a	25,00	25,00	25,00	(Rosenstiehl, 2021)
Nichtverfügbarkeit	-	0,09	0,09	0,09	(Rosenstiehl, 2021)
OPEX fix	EUR/(MW_syngas*a)	180.368,00	102.505,00	75.315,00	(Rosenstiehl, 2021)
Verhältnis Input_2/Input_1	t_CO ₂ /t_H ₂ O	0,33	0,47	0,59	(Rosenstiehl, 2021)

⁴¹ Energiedichte Synthesegas: 6,64 kWh/kg

⁴² Keine Daten verfügbar, deswegen hier gleiches Verhältnis wie für Hochtemperaturelektrolyse angenommen

⁴³ Keine Daten verfügbar, deswegen hier gleiches Verhältnis wie für Thermochemie Synthesegas angenommen

⁴⁴ Entspricht 1,3 t Wasser je Tonne Synthesegas

	Unit	2030	2040	2050	Quellen
RWGS	Input_1:	Wasserstoff			
	Input_2:	Strom			
	Input_3:	Wärme-HT			
	Input_4:	CO ₂			
	Output_1:	Synthesegas			
	Output_2:	H ₂ O			
CAPEX	EUR/MW_syngas	121.242,00	121.242,00	121.242,00	(Rezaei und Dzuryk, 2019)
Effizienz Output_1	MWh_syngas/MWh_H ₂	0,93	0,93	0,93	(Rezaei und Dzuryk, 2019)
Effizienz Output_2	t_H ₂ O/MWh_H ₂	0,07	0,07	0,07	(Rezaei und Dzuryk, 2019)
Lebensdauer	a	30,00	30,00	30,00	(Giesen et al., 2014)
OPEX fix	EUR/(MW_syngas*a)	3.637,00	3.637,00	3.637,00	Eigene Annahme: 3 % der CAPEX
OPEX var	EUR/MWh_syngas	0,00	0,00	0,00	Eigene Annahme
Verhältnis Input_2/Input_1	MWh_el/MWh_H ₂	0,21	0,21	0,21	Teilbericht 3
Verhältnis Input_3/Input_1	MWh_th/MWh_H ₂	0,10	0,10	0,10	Teilbericht 3
Verhältnis Input_4/Input_1	t_CO ₂ /MWh_H ₂	0,19	0,19	0,19	(Rezaei und Dzuryk, 2019)

Tab. 8-7 Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten Syntheseprozesse inkl. Aufbereitung

	Einheit	2030	2040	2050	Quelle
Methanisierung		Input_1:	Wasserstoff		
		Input_2:	CO ₂		
		Output_1:	syn. Methan		
		Output_2:	H ₂ O		
		Output_3:	Wärme-LT		
CAPEX	EUR/MW_SNG	600.000,00	350.000,00	200.000,00	Teilbericht 3
Effizienz Output_1	t_SNG/MWh_H ₂	0,75	0,8	0,85	Teilbericht 3
Effizienz Output_2	t_H ₂ O/MWh_H ₂	0,19	0,18	0,17	Teilbericht 3
Effizienz Output_3	MWh_th/MWh_H ₂	0,25	0,2	0,15	Eigene Annahme: Verbleibende Energie wird in Abwärme umgewandelt
Lebensdauer	a	26,00	27,00	28,00	(Annahme basierend auf Bründlinger et al., 2018; Child et al., 2019; Schick et al., 2018)
Nichtverfügbarkeit	-	0,05	0,05	0,05	Eigene Annahme
OPEX fix	EUR/(MW_SNG*a)	18000,00	10500,00	6000,00	(Agora Energiewende, 2018), 3% der CAPEX
OPEX var	EUR/MWh_SNG	0,00	0,00	0,00	Eigene Annahme
Verhältnis Input_2/Input_1	t_CO ₂ /MWh_H ₂	0,17	0,16	0,15	Eigene Annahme basierend auf stöchiometrischer Rechnung
Ammoniaksynthese		Input_1:	Wasserstoff		
		Input_2:	Strom		
		Output_1:	Ammoniak		
CAPEX⁴⁵	EUR/MW	717.815,00	717.815,00	717.815,00	(Bartels, 2008)
Effizienz	MWh_Ammoniak/MWh_H ₂	0,78	0,78	0,78	(Bartels, 2008)
Lebensdauer	a	30,00	30,00	30,00	(Bartels, 2008)
OPEX fix	EUR/MW	493,00	493,00	493,00	(Bartels, 2008)
Verhältnis Input_2/Input_1	Anteil	0,06	0,06	0,06	(Bartels, 2008)

⁴⁵ Umrechnung aus Quelle mit gravimetrischer Energiedichte von 5,2 kWh/kg für Ammoniak

	Einheit	2030	2040	2050	Quelle	
Methanolsynthese		Input_1:	Wasserstoff			
		Input_2:	Strom			
		Input_3:	CO ₂			
		Output_1:	syn. Methanol			
		Output_2:	Wärme-LT			
		Output_3:	H ₂ O			
CAPEX	EUR/MW_Methanol	1.283.807,00	1.283.807,00	1.283.807,00	Teilbericht 3	
Effizienz Output_1	MWh_Methanol/ MWh_H ₂	0,88	0,88	0,88	Teilbericht 3	
Effizienz Output_2	MWh_th/MWh_H ₂	0,38	0,38	0,38	Teilbericht 3	
Effizienz Output_3	t_H ₂ O/MWh_H ₂	0,09	0,09	0,09	Teilbericht 3	
Lebensdauer	a	30,00	30,00	30,00	(Fasihi et al., 2016)	
Nichtverfügbarkeit	-	0,05	0,05	0,05	Eigene Annahme	
OPEX fix	EUR/ (MW_Methanol*a)	51.352,00	51.352,00	51.352,00	Eigene Annahme: 4% der CAPEX	
Verhältnis Input_2/Input_1	MW_el/MW_H ₂	0,27	0,27	0,27	Teilbericht 3	
Verhältnis Input_3/Input_1	MW_el/t_CO ₂	0,22	0,22	0,22	Teilbericht 3	
Methanol-to-Diesel⁴⁶		Input_1:	Methanol			
		Output_1:	syn. Diesel			
		Output_2:	Wärme-LT			
		Output_3:	H ₂ O			
	CAPEX	EUR/MW_Diesel	1.250.000,00	1.250.000,00	1.250.000,00	(Brynnolf et al., 2018)
	Effizienz Output_1	MWh_Diesel/ MWh_Methanol	0,66	0,76	0,87	Teilbericht 3
Effizienz Output_2	MWh_th/ MWh_Methanol	0,09	0,09	0,09	Teilbericht 3	
Effizienz Output_3	t_H ₂ O/ MWh_Methanol	0,10	0,10	0,10	Teilbericht 3	
Lebens-dauer	a	30,00	30,00	30,00	(Arnold et al., 2018)	
Nichtverfügbarkeit	-	0,05	0,05	0,05	Eigene Annahme	
OPEX fix	EUR/(MW_Diesel*a)	50.000,00	50.000,00	50.000,00	(Brynnolf et al., 2018)	
OPEX var	EUR/MWh	0,00	0,00	0,00	Eigene Annahme	

⁴⁶ Annahmen zu den techno-ökonomischen Parametern analog zum Prozess Methanol-to-Gasoline getroffen.

Einheit		2030	2040	2050	Quelle
Methanol-to-Gasoline		Input_1:	Methanol		
		Output_1:	syn. Benzin		
		Output_2:	Wärme-LT		
		Output_3:	H ₂ O		
CAPEX⁴⁷	EUR/MW_Benzin	1.250.000,00	1.250.000,00	1.250.000,00	(Brynnolf et al., 2018)
Effizienz Output_1	MWh_Benzin/ MWh_Methanol	0,66	0,76	0,87	Teilbericht 3
Effizienz Output_2	MWh_th/ MWh_Methanol	0,09	0,09	0,09	Teilbericht 3
Effizienz Output_3	t_H ₂ O/ MWh_Methanol	0,10	0,10	0,10	Teilbericht 3
Lebens-dauer	a	30,00	30,00	30,00	(Arnold et al., 2018)
Nichtverfügbarkeit⁴⁸	-	0,05	0,05	0,05	Eigene Annahme
OPEX fix	EUR/(MW_Benzin*a)	50.000,00	50.000,00	50.000,00	(Brynnolf et al., 2018)
OPEX var	EUR/MWh_Benzin	0,00	0,00	0,00	Eigene Annahme
Methanol-to-Kerosene⁴⁹		Input_1:	Methanol		
		Output_1:	syn. Kerosin		
		Output_2:	Wärme-LT		
		Output_3:	H ₂ O		
CAPEX	EUR/MW_Kerosin	1.250.000,00	1.250.000,00	1.250.000,00	(Brynnolf et al., 2018)
Effizienz Output_1	MWh_Kerosin/ MWh_Methanol	0,66	0,76	0,87	Teilbericht 3
Effizienz Output_2	MWh_th/ MWh_Methanol	0,09	0,09	0,09	Teilbericht 3
Effizienz Output_3	t_H ₂ O/MWh_Methanol	0,10	0,10	0,10	Teilbericht 3
Lebens-dauer	a	30,00	30,00	30,00	(Arnold et al., 2018)
Nichtverfügbarkeit	-	0,05	0,05	0,05	Eigene Annahme
OPEX fix	EUR/(MW_Kerosin*a)	50.000,00	50.000,00	50.000,00	(Brynnolf et al., 2018)
OPEX var	EUR/MWh_Kerosin	0,00	0,00	0,00	Eigene Annahme

⁴⁷ Durchschnittswert der in Brynnolf et al. (2018) angegebenen Bandbreite.

⁴⁸ Annahme analog zur Methanolsynthese.

⁴⁹ Annahmen zu den techno-ökonomischen Parametern analog zum Prozess Methanol-to-Gasoline getroffen.

Einheit		2030	2040	2050	Quelle
Fischer-Tropsch-Synthese (HT)		Input_1:	Synthesegas		
		Output_1:	syn. Naphtha		
		Output_2:	syn. Benzin		
		Output_3:	syn. Kerosin		
		Output_4:	syn. Diesel		
		Output_5:	Wärme-LT		
		Output_6:	H ₂ O		
CAPEX⁵⁰	EUR/MW_Naphtha	1.542.998,00	1.542.998,00	1.542.998,00	(Borugadda et al., 2020)
Effizienz Output_1	MWh_Naphtha/ MWh_syngas	0,20	0,20	0,20	Eigene Berechnung basierend auf Klerk (2011) und eigenen Annahmen
Effizienz Output_2	MWh_Benzin/ MWh_syngas	0,12	0,12	0,12	Eigene Berechnung basierend auf Klerk (2011) und eigenen Annahmen
Effizienz Output_3	MWh_Kerosin/ MWh_syngas	0,10	0,10	0,10	Eigene Berechnung basierend auf Klerk (2011) und eigenen Annahmen
Effizienz Output_4	MWh_Diesel/ MWh_syngas	0,10	0,10	0,10	Eigene Berechnung basierend auf Klerk (2011) und eigenen Annahmen
Effizienz Output_5⁵¹	MWh_th/ MWh_syngas	0,27	0,27	0,27	(Fasihi et al., 2016)
Effizienz Output_6⁵²	MWh_H ₂ O/ MWh_syngas	0,08	0,08	0,08	(Fasihi et al., 2016)
Lebensdauer	a	30,00	30,00	30,00	Teilbericht 3
Nichtverfügbarkeit	-	0,05	0,05	0,05	Eigene Annahme

⁵⁰ Kostendaten entsprechen nicht exakt der hier abgebildeten Auslegung der FT-Synthese, da keine Daten für die hier abgebildete Auslegung verfügbar sind. Zu den in Borugadda et al. (2020) angegebenen Kosten werden noch Kosten für Landbeschaffung addiert, da diese in Borugadda et al. (2020) nicht berücksichtigt werden (Annahme: Kosten für Landbeschaffung entsprechen 2,5 % der Gesamtinvestitionen).

⁵¹ Effizienzen von Output_5 und Output_6 sind einer anderen Datenquelle als die Effizienzen der Outputs_1 bis Outputs_4 entnommen. Daher ist die Gesamteffizienz der FT-Synthese lediglich eine Annäherung.

⁵² Es ist unklar, ob die in Fasihi et al. (2016) angegebenen Wassermengen auch Wasser für das Upgrading beinhalten und entsprechend vom Wasseroutput der FT-Synthese inklusive Aufbereitung (wie sie hier modelliert wurde) abgezogen werden müsste.

	Einheit	2030	2040	2050	Quelle
OPEX fix	EUR/ (MW_Naphtha*a)	81.779,00	81.779,00	81.779,00	Eigene Annahme von 5,3% CAPEX/a basierend auf Bründlinger et al. (2018) und Agora Verkehrswende (2018)
OPEX var	EUR/MWh_Naphtha	0,00	0,00	0,00	Eigene Annahme
Fischer-Tropsch-Synthese (LT)	Input_1:	Synthesegas			
	Output_1:	syn. Diesel			
	Output_2:	syn. Naphtha			
	Output_3:	syn. Benzin			
	Output_4:	syn. Kerosin			
	Output_5:	Wärme-LT			
Output_6:	H ₂ O				
CAPEX⁵³	EUR/MW_Diesel	1.038.134,00	1.038.134,00	1.038.134,00	(Borugadda et al., 2020)
Effizienz Output_1	MWh_Diesel/ MWh_syngas	0,29	0,29	0,29	Eigene Berechnung basierend auf Klerk (2011) und eigenen Annahmen
Effizienz Output_2	MWh_Naphtha/ MWh_syngas	0,08	0,08	0,08	Eigene Berechnung basierend auf Klerk (2011) und eigenen Annahmen
Effizienz Output_3	MWh_Benzin/ MWh_syngas	0,07	0,07	0,07	Eigene Berechnung basierend auf Klerk (2011) und eigenen Annahmen
Effizienz Output_4	MWh_Kerosin/ MWh_syngas	0,07	0,07	0,07	Eigene Berechnung basierend auf Klerk (2011) und eigenen Annahmen
Effizienz Output_5⁵⁴	MWh_th/ MWh_syngas	0,27	0,27	0,27	(Fasih et al., 2016)

⁵³ Kostendaten entsprechen nicht exakt der hier abgebildeten Auslegung der FT-Synthese, da keine Daten für die hier abgebildete Auslegung verfügbar sind. Zu den in Borugadda et al. (2020) angegebenen Kosten werden noch Kosten für Landbeschaffung addiert, da diese in Borugadda et al. (2020) nicht berücksichtigt werden (Annahme: Kosten für Landbeschaffung entsprechen 2,5 % der Gesamtinvestitionen).

⁵⁴ Effizienzen von Output_5 und Output_6 sind einer anderen Datenquelle als die Effizienzen der Outputs_1 bis Outputs_4 entnommen. Daher ist die Gesamteffizienz der FT-Synthese lediglich eine Annäherung.

	Einheit	2030	2040	2050	Quelle
Effizienz Output_6⁵⁵	MWh_H ₂ O/ MWh_syngas	0,08	0,08	0,08	(Fasihi et al., 2016)
Lebens-dauer	a	30,00	30,00	30,00	Teilbericht 3
Nichtverfügbarkeit	-	0,05	0,05	0,05	Eigene Annahme
OPEX fix	EUR/(MW_Diesel*a)	5.502	5.502	5.502	Eigene Annahme von 5,3% CAPEX/a basierend auf Bründlinger et al. (2018) und Agora Verkehrswende (2018)
OPEX var	EUR/MWh_Diesel	0	0	0	Eigene Annahme

⁵⁵ Unklar, ob die in Fasihi et al. (2016) angegebenen Wassermengen auch Wasser für das Upgrading beinhalten und entsprechend vom Wasseroutput der FT-Synthese inklusive Aufbereitung (wie sie hier modelliert wurde) abgezogen werden müsste.

Die Kosten für Pipelines und Stromübertragung werden im Modell als distanzabhängige Investitionskosten abgebildet.

Da keine konsistente Datenbasis zu den Pipelinekosten vorliegt, werden die Daten wie folgt ermittelt: Die Investitionskosten für Onshore-Pipelines werden basierend auf IEAGHG (2013) und Annahmen zur Verteilung der Geländeformen ermittelt. Für Offshore-Pipelines wird angenommen, dass die Pipelinekosten Faktor 1,96 größer sind als für Onshore-Pipelines (Global Energy Monitor Wiki, 2021)⁵⁶. Diese Pipelinekostendaten (für On- bzw. Offshore-Pipelines) sind in Abhängigkeit von der Distanz und dem Durchmesser der Pipeline angegeben. Um kapazitätsabhängige Pipelinekosten zu bestimmen, wird daher basierend auf Peters et al. (2006) die Durchflussmenge eines Energieträgers durch eine Pipeline in Abhängigkeit des Pipelinedurchmessers unter Zugrundelegung physikalischer und chemischer Kenngrößen der Energieträger (Dichte, dynamische Viskosität, Energiedichte) bestimmt. Auf Basis dieser Durchflussmenge können Investitionskosten für Pipelines in Abhängigkeit von der Distanz und der Kapazität bestimmt werden, welche in folgender Tabelle angegeben sind.

Die Lebensdauer ist für die Pipelines aller Technologien mit 40 Jahren angenommen.

Für Tanker hingegen wird vereinfachend auf die dominierenden energieabhängigen variablen Kosten reduziert, Investitionskosten und Distanzabhängigkeit der variablen Kosten sind hier nicht berücksichtigt. In der genutzten Quelle zu den variablen Tankerbetriebskosten werden diese, abhängig von der Distanz, länderscharf bzw. von Start- bis Zielhafen differenziert. Für die Abbildung im Modell wurde ein Mittelwert über alle berücksichtigten Routen gebildet.

⁵⁶ Für das System „DE+MENA“ werden vereinfachend nur hybride Pipelines von MENA nach Deutschland abgebildet. Für diese hybriden Pipelines wird angenommen, dass sie zu je 50 % über Land bzw. See gehen. Entsprechend wird für diese hybriden Pipelines ein Kostenfaktor von 1,48 angenommen.

Tab. 8-8 Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten Transporttechnologien

	Einheit	2030-2050	Quelle
Strom			
HVDC⁵⁷			
CAPEX	EUR/(km*MW)	1.062,00	Basierend auf Vrana und Härtel (2018)
Effizienz distanzabh.	Anteil/(1.000 km)	0,97	Eigene Annahme
Lebensdauer	A	40,00	(Cebulla, 2017)
Ammoniak			
Pipeline offshore			
CAPEX	EUR/(km*MW)	109,37	Eigene Berechnungen basierend auf Peters et al. (2006) und IEAGHG (2013)
Effizienz distanzabh.	Anteil/(1.000 km)	1,00	Eigene Annahme
Pipeline onshore			
CAPEX	EUR/(km*MW)	55,80	Eigene Berechnungen basierend auf Peters et al. (2006) und IEAGHG (2013)
Effizienz distanzabh.	Anteil/(1.000 km)	1,00	Eigene Annahme
Wasserstoff			
Pipeline offshore			
CAPEX	EUR/(km*MW)	341,70	Eigene Berechnungen basierend auf Peters et al. (2006) und IEAGHG (2013)
Effizienz distanzabh.	Anteil/(1.000 km)	1,00	Eigene Annahme
Pipeline onshore			
CAPEX	EUR/(km*MW)	174,34	Eigene Berechnungen basierend auf Peters et al. (2006) und IEAGHG (2013)
Effizienz distanzabh.	Anteil/(1.000 km)	1,00	Eigene Annahme
Tanker			
Effizienz distanzabh.	Anteil	0,97	Teilbericht 12
OPEX fix	EUR/(MWh*km)	54,82	Mittelwert für berücksichtigte Routen basierend auf <i>Teilbericht 12</i>

⁵⁷ Die Kosten für Konverterstationen werden basierend auf der mittleren Transportdistanz auf die distanzspezifischen Kosten umgeschlagen

	Einheit	2030-2050	Quelle
syn. Methanol			
Pipeline offshore			
CAPEX	EUR/(km*MW)	114,00	Eigene Berechnungen basierend auf Peters et al. (2006) und IEAGHG (2013)
Effizienz distanzabh.	Anteil/(1.000 km)	1,00	Eigene Annahme
Pipeline onshore			
CAPEX	EUR/(km*MW)	58,16	Eigene Berechnungen basierend auf Peters et al. (2006) und IEAGHG (2013)
Effizienz distanzabh.	Anteil/(1.000 km)	1,00	Eigene Annahme
Tanker			
Effizienz distanzabh.	Anteil	1,00	Eigene Annahme
OPEX fix	EUR/(MWh*km)	3,06	IZES Transportkosten Seeverkehr *
syn. Naphtha			
Pipeline offshore			
CAPEX	EUR/(km*MW)	54,38	Eigene Berechnungen basierend auf Peters et al. (2006) und IEAGHG (2013)
Effizienz distanzabh.	Anteil/(1.000 km)	1,00	Eigene Annahme
Pipeline onshore			
CAPEX	EUR/(km*MW)	27,75	Eigene Berechnungen basierend auf Peters et al. (2006) und IEAGHG (2013)
Effizienz distanzabh.	Anteil/(1.000 km)	1,00	Eigene Annahme
Tanker			
Effizienz distanzabh.	Anteil	1,00	Eigene Annahme
OPEX fix	MW	1,20	Mittelwert für berücksichtigte Routen basierend auf <i>Teilbericht 12</i>
syn. Methan			
Pipeline offshore			
CAPEX	EUR/(km*MW)	154,23	Eigene Berechnungen basierend auf Peters et al. (2006) und IEAGHG (2013)
Effizienz distanzabh.	Anteil/(1.000 km)	1,00	Eigene Annahme
Pipeline onshore			
CAPEX	EUR/(km*MW)	78,69	Eigene Berechnungen basierend auf Peters et al. (2006) und IEAGHG (2013)
Effizienz distanzabh.	Anteil/(1.000 km)	1,00	Eigene Annahme
Tanker			
Effizienz distanzabh.	Anteil	0,99	Teilbericht 12
OPEX fix	EUR/(MWh*km)	11,17	Mittelwert für berücksichtigte Routen basierend auf <i>Teilbericht 12</i>

	Einheit	2030-2050	Quelle
syn. Diesel			
Pipeline offshore			
CAPEX	EUR/(km*MW)	57,64	Eigene Berechnungen basierend auf Peters et al. (2006) und IEAGHG (2013)
Effizienz distanzabh.	Anteil/(1.000 km)	1,00	Eigene Annahme
Pipeline onshore			
CAPEX	EUR/(km*MW)	29,41	Eigene Berechnungen basierend auf Peters et al. (2006) und IEAGHG (2013)
Effizienz distanzabh.	Anteil/(1.000 km)	1,00	Eigene Annahme
Tanker			
Effizienz distanzabh.	Anteil	1,00	Eigene Annahme
OPEX fix	EUR/(MWh*km)	1,20	Mittelwert für berücksichtigte Routen basierend auf <i>Teilbericht 12</i>
syn. Benzin			
Pipeline offshore			
CAPEX	EUR/(km*MW)	57,31	Eigene Berechnungen basierend auf Peters et al. (2006) und IEAGHG (2013)
Effizienz distanzabh.	Anteil/(1.000 km)	1,00	Eigene Annahme
Pipeline onshore			
CAPEX	EUR/(km*MW)	29,24	Eigene Berechnungen basierend auf Peters et al. (2006) und IEAGHG (2013)
Effizienz distanzabh.	Anteil/(1.000 km)	1,00	Eigene Annahme
Tanker			
Effizienz distanzabh.	Anteil	1,00	Eigene Annahme
OPEX fix	EUR/(MWh*km)	1,20	Mittelwert für berücksichtigte Routen basierend auf <i>Teilbericht 12</i>
syn. Kerosin			
Pipeline offshore			
CAPEX	EUR/(km*MW)	65,60	Eigene Berechnungen basierend auf Peters et al. (2006) und IEAGHG (2013)
Effizienz distanzabh.	Anteil/(1.000 km)	1,00	Eigene Annahme
Pipeline onshore			
CAPEX	EUR/(km*MW)	33,47	Eigene Berechnungen basierend auf Peters et al. (2006) und IEAGHG (2013)
Effizienz distanzabh.	Anteil/(1.000 km)	1,00	Eigene Annahme
Tanker			
Effizienz distanzabh.	Anteil	1,00	Eigene Annahme
OPEX fix	EUR/(MWh*km)	1,20	Mittelwert für berücksichtigte Routen basierend auf <i>Teilbericht 12</i>

Tab. 8-9 Entwicklung techno-ökonomischer Parameter der berücksichtigten Speichertechnologien

		2030	2040	2050	
Batteriespeicher⁵⁸	Einheit	2030-	2040	2050	Quelle
CAPEX	EUR/MW	450.000,00	350.000,00	350.000,00	(Bründlinger et al., 2018)
E2P⁵⁹	MWh/MW	3,00	3,00	3,00	(Bründlinger et al., 2018)
Lebensdauer	a	15,00	15,00	15,00	(Bründlinger et al., 2018)
Nichtverfügbarkeit	-	0,06	0,06	0,06	(Bründlinger et al., 2018)
OPEX fix	EUR/(MW*a)	16.000,00	12.000,00	10.000,00	(Bründlinger et al., 2018)
OPEX var	EUR/MWh	0,00	0,00	0,00	(Bründlinger et al., 2018)
Round-Trip-Effizienz	Anteil	0,89	0,91	0,94	(VDI, 2017)
Wasserstoff-Tankspeicher					
CAPEX⁶⁰	EUR/MW	192.768,00	192.768,00	192.768,00	(Quarton und Samsatli 2020), Supplementary Material
E2P	MWh/MW	24,00	24,00	24,00	
Lebensdauer	a	20,00	20,00	20,00	
OPEX fix	EUR/(MW*a)	3.856,00	3.856,00	3.856,00	
Round-Trip-Effizienz	Anteil	1,00	1,00	1,00	

⁵⁸ Lithium-Ionen-Großbatteriespeicher

⁵⁹ E2P: Verhältnis von Energie zu Leistung. Das E2P-Verhältnis stellt das Verhältnis von installierter Speicherkapazität (Energie) dar.

⁶⁰ Ohne Kosten für Kompressor.

8.2 Ergänzende Ergebnisvisualisierung

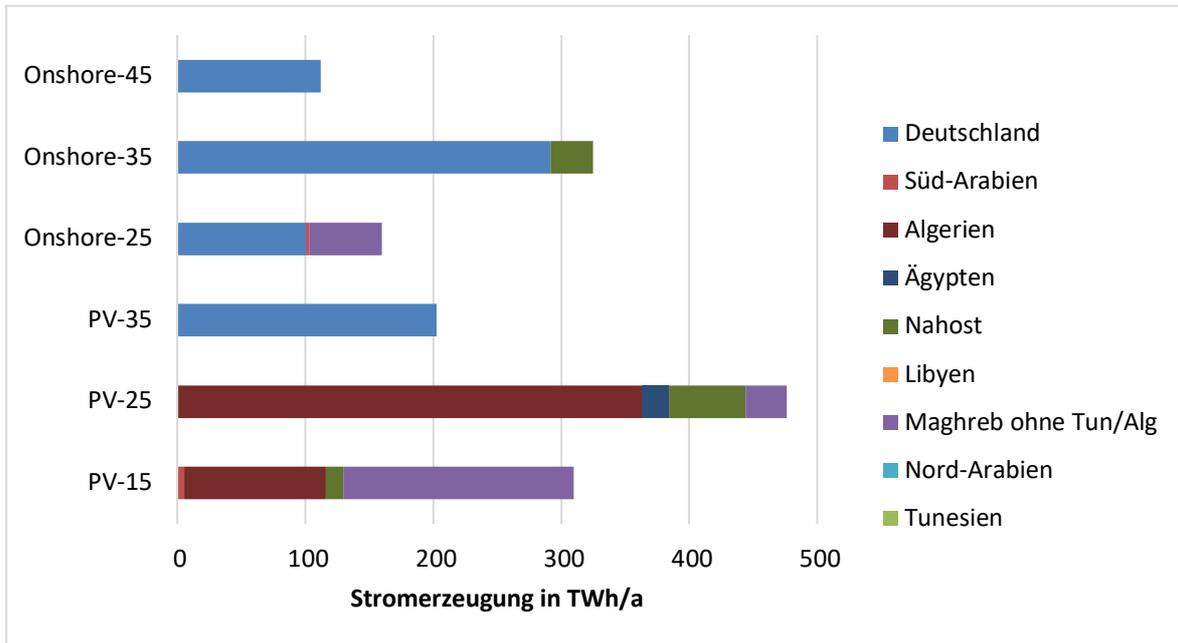


Abb. 8-1 Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie und Region, 2050, Szenario „Innovative Antriebe“ (System „DE+MENA“)

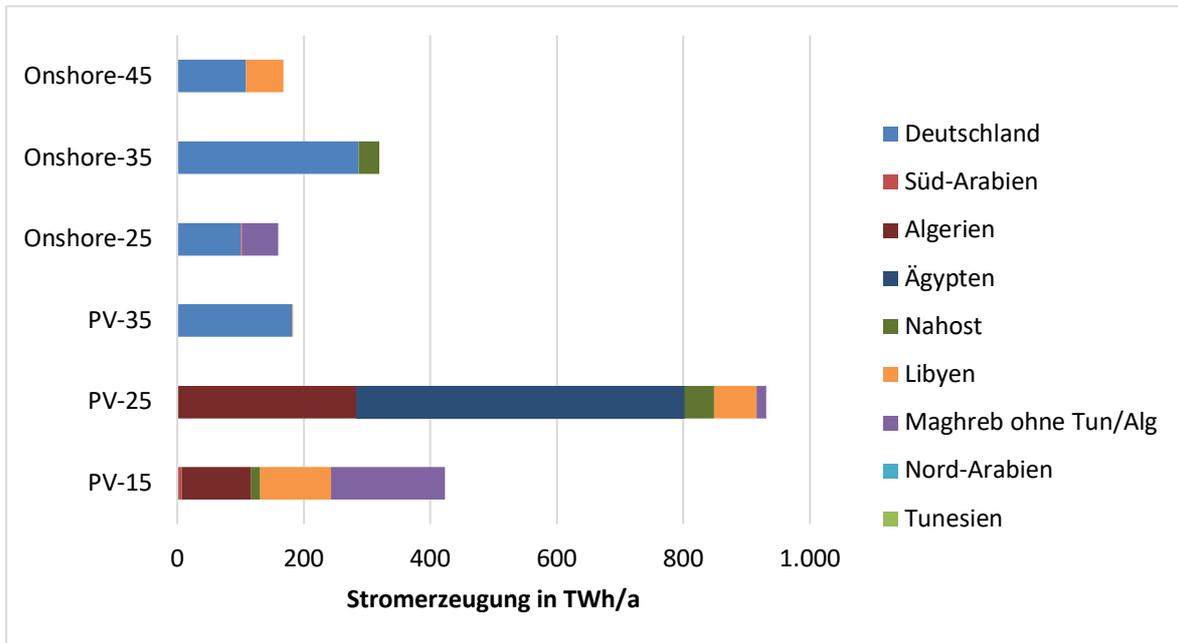


Abb. 8-2 Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie und Region, 2050, Szenario „Klassische Antriebe“ (System „DE+MENA“)

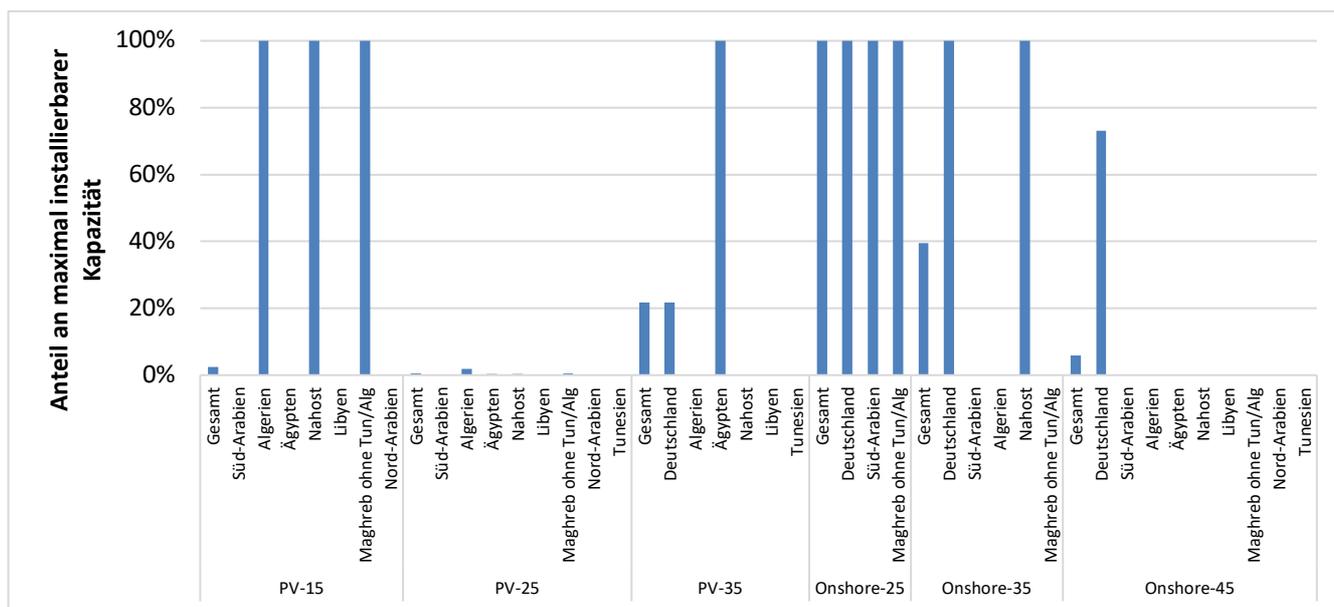


Abb. 8-3 Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenario „Innovative Antriebe“ (System „DE+MENA“)

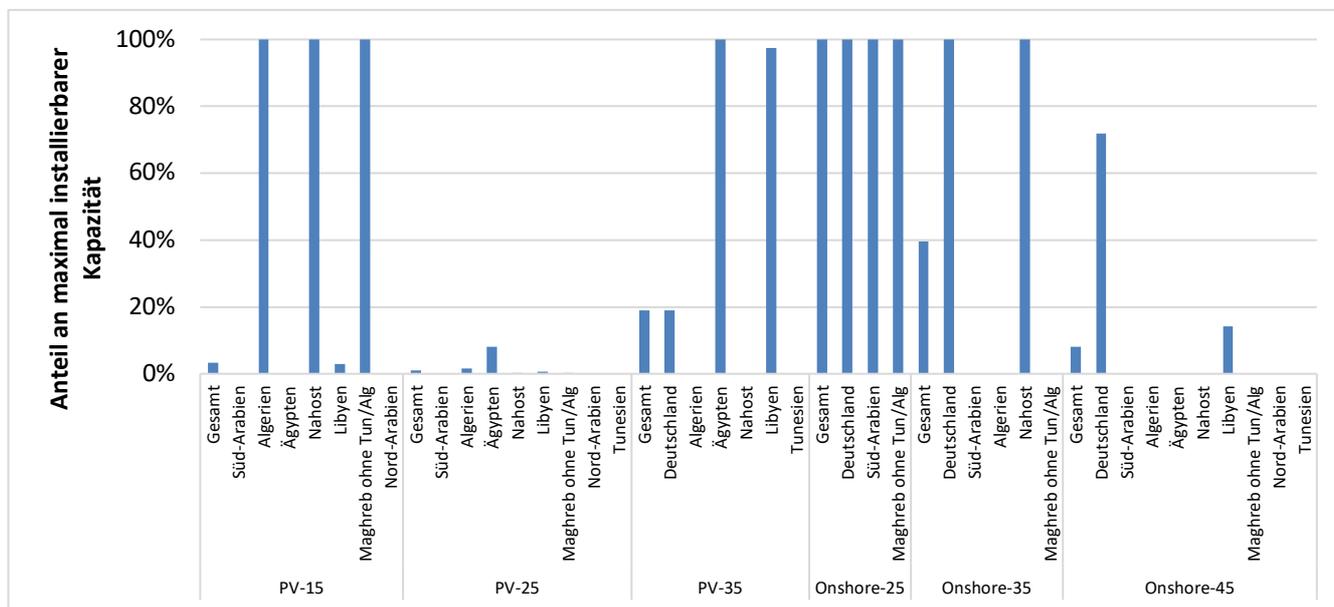


Abb. 8-4 Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenario „Klassische Antriebe“ (System „DE+MENA“)

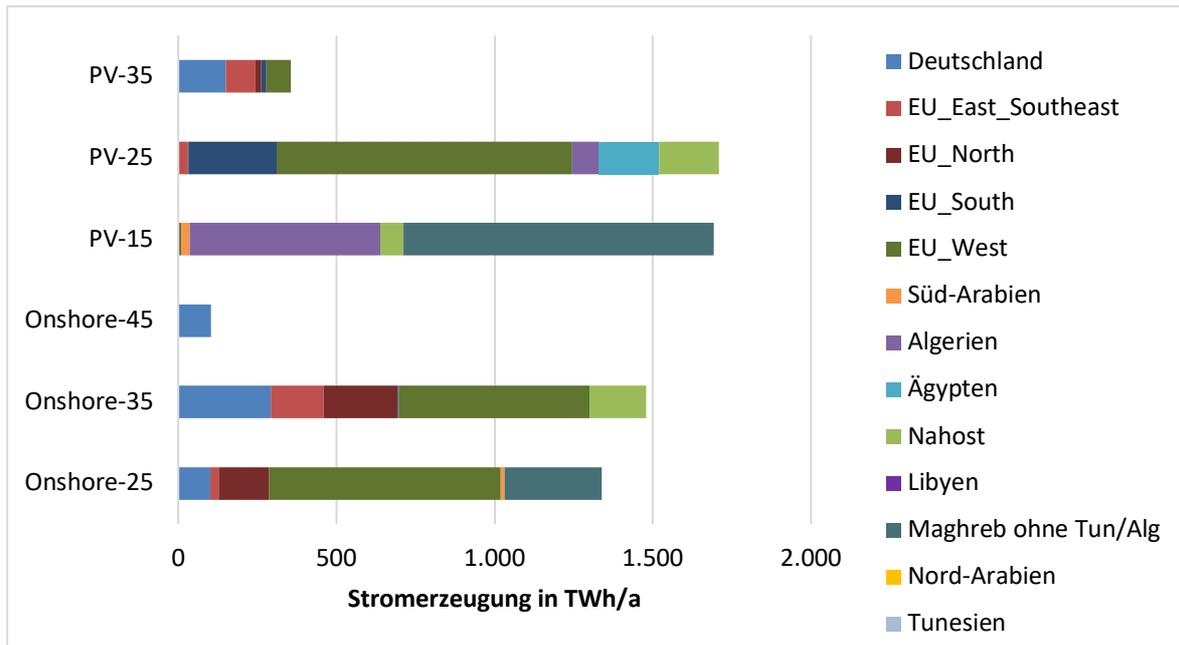


Abb. 8-5 Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie und Region, 2050, Szenario „Innovative Antriebe“ (System „DE+Europa+MENA“)

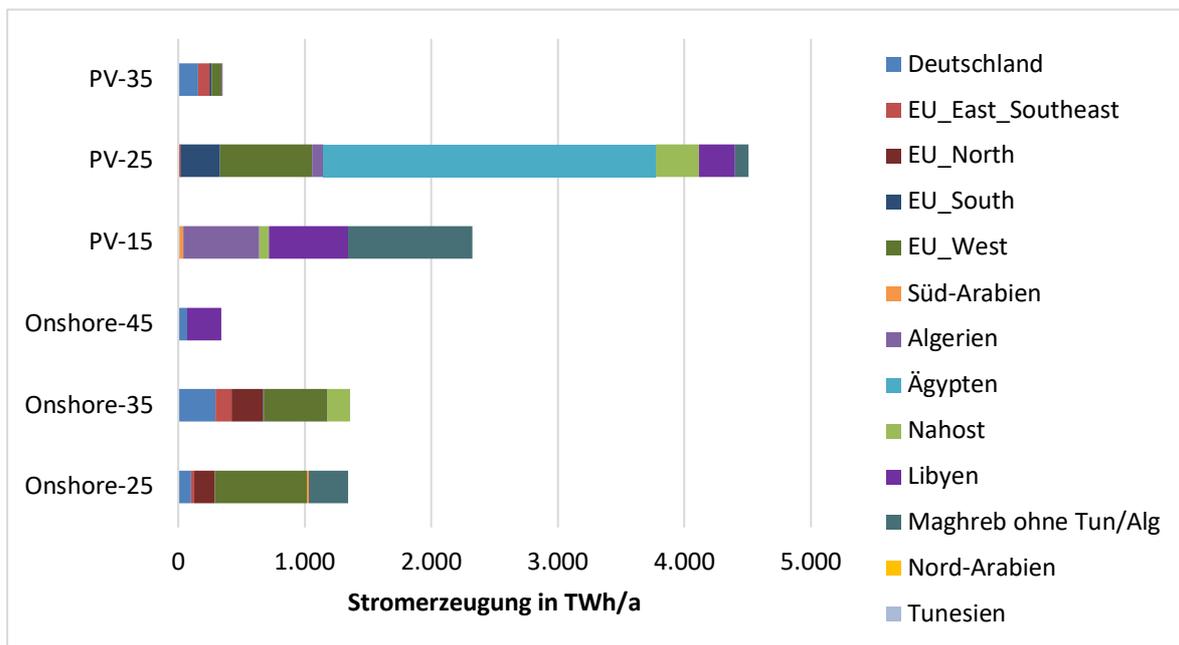


Abb. 8-6 Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie und Region, 2050, Szenario „Klassische Antriebe“ (System „DE+Europa+MENA“)

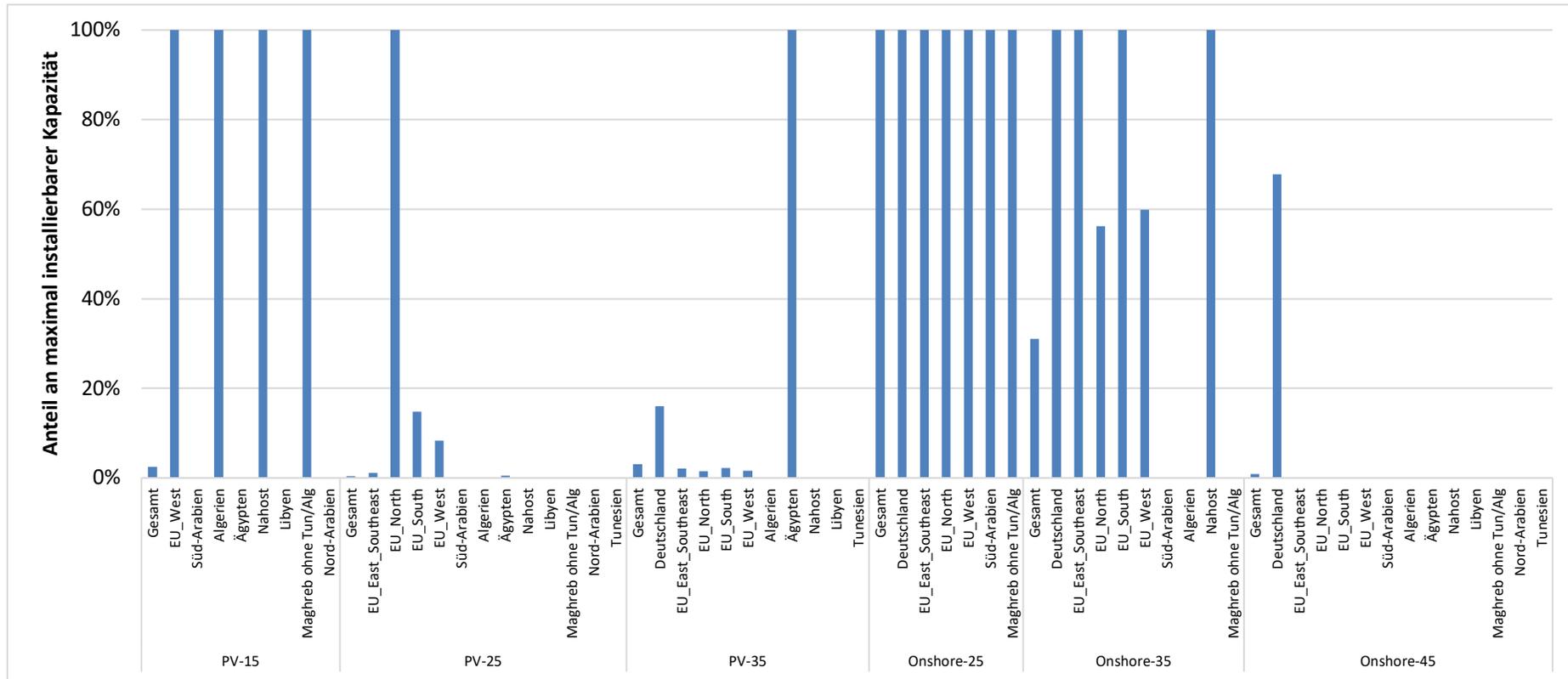


Abb. 8-7 Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenario „Innovative Antriebe“ (System „DE+Europa+MENA“)

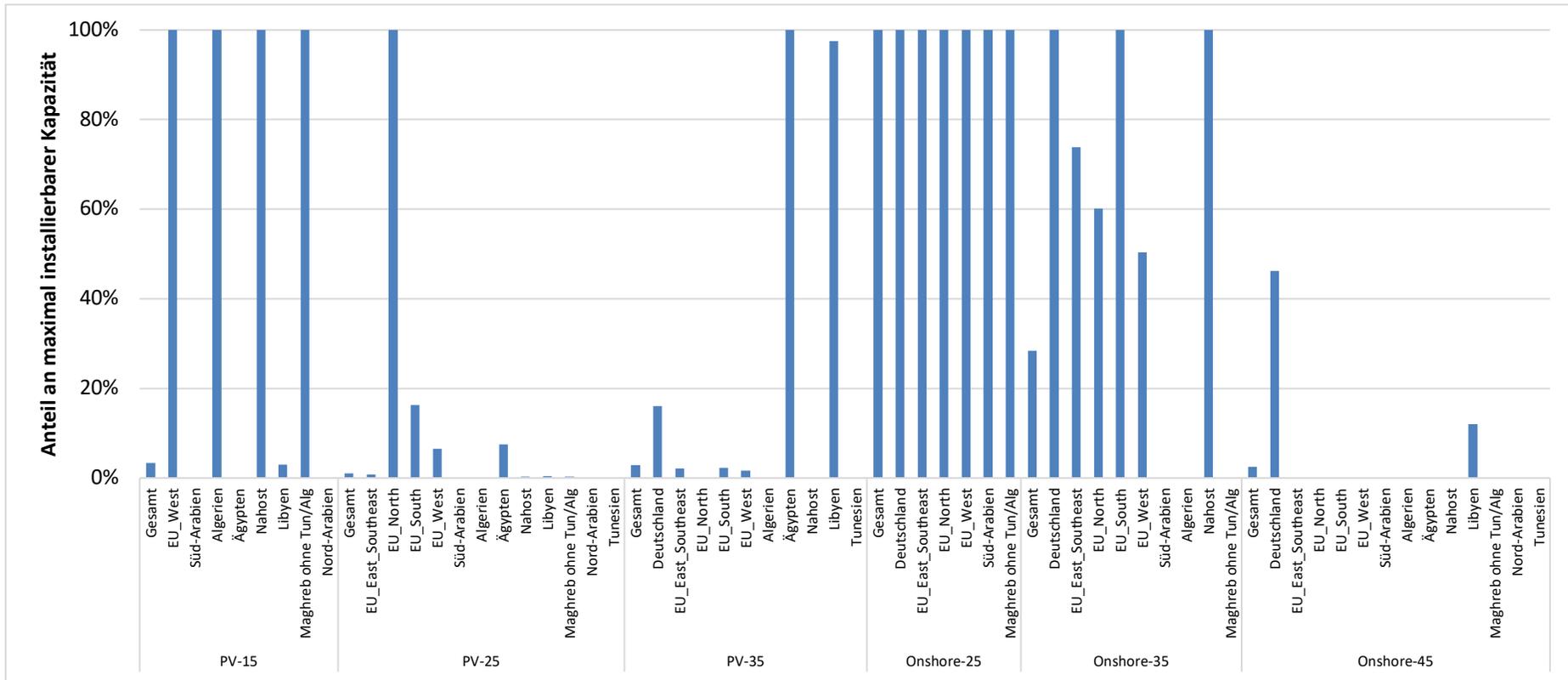


Abb. 8-8 Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenario „Klassische Antriebe“ (System „DE+Europa+MENA“)

Überblick über die Teilberichte in MENA-Fuels

Alle Teilberichte können über die folgende Website heruntergeladen werden:

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 Kraftstoff-

