

Teilbericht 3 | Dezember 2020

Multikriterielle Bewertung von Bereitstellungstechnologien synthetischer Kraftstoffe



Bericht aus dem
Teilprojekt A.I: SYN-Pfade

Ole Zelt

Georg Kobiela

Willington Ortiz

Alexander Scholz

Nathalie Monnerie

Andreas Rosenstiel

Peter Viebahn

Autorinnen und Autoren:

Ole Zelt, Dr. Georg Kobiela, Dr. Willington Ortiz,
Alexander Scholz, PD Dr. Peter Viebahn

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org

Nathalie Monnerie, Andreas Rosenstiel

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für Future Fuels
Linder Höhe
51147 Köln
www.dlr.de

Unter Mitarbeit von:

Jacqueline Klingen (Wuppertal Institut)

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

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). 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:



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 | 7 |
| Tabellenverzeichnis | 10 |
| Abbildungsverzeichnis | 15 |
| 1 Zielsetzung und methodischer Hintergrund | 18 |
| 1.1 Zielsetzung der Bewertung | 18 |
| 1.2 Ableitung der Bewertungsmethodik | 18 |
| 1.2.1 <i>Definition des Bewertungsrahmens</i> | 18 |
| 1.2.2 <i>Eingrenzung des Bewertungsgegenstandes</i> | 20 |
| 1.2.3 <i>Ableitung der Bewertungskriterien</i> | 22 |
| 2 Bewertungsleitfaden | 24 |
| 2.1 Technologiebeschreibung | 24 |
| 2.2 Beschreibung der Bewertungskriterien | 24 |
| 2.2.1 <i>Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit (GKV)</i> | 24 |
| 2.2.2 <i>Kriterium 2: Energieeffizienz</i> | 26 |
| 2.2.3 <i>Kriterium 3: Spezifische Kosten</i> | 27 |
| 2.2.4 <i>Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen</i> | 29 |
| 2.2.5 <i>Kriterium 5: Wasserbedarf</i> | 31 |
| 2.2.6 <i>Kriterium 6: Flächenbedarf</i> | 32 |
| 2.2.7 <i>Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen</i> | 32 |
| 2.2.8 <i>Kriterium 8: Flexibilität</i> | 34 |
| 2.2.9 <i>Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Carbon-Lock-in-Effekten</i> | 35 |
| 2.3 Ablauf der Bewertung in zwei Schritten | 35 |
| 2.3.1 <i>Schritt 1: Technologiebewertung gemäß Kriterienraster</i> | 35 |
| 2.3.2 <i>Schritt 2: Relativer Vergleich von Technologien innerhalb einer Technologiegruppe</i> | 36 |
| 3 Bewertungsergebnisse | 40 |
| 3.1 Technologiegruppe 1: Energiebereitstellung | 40 |
| 3.1.1 <i>Concentrated Solar Power (CSP)</i> | 40 |
| 3.1.2 <i>Photovoltaik</i> | 53 |
| 3.1.3 <i>Windenergie (Onshore)</i> | 63 |
| 3.1.4 <i>Zusammenführung Technologiegruppe 1</i> | 74 |
| 3.2 Technologiegruppe 2: Wasserbereitstellung | 75 |
| 3.2.1 <i>Meerwasserentsalzung: Verdampfung</i> | 76 |
| 3.2.2 <i>Meerwasserentsalzung: Umkehrosmose</i> | 86 |
| 3.2.3 <i>Zusammenführung Technologiegruppe 2</i> | 93 |
| 3.3 Technologiegruppe 3: CO ₂ -Bereitstellung | 94 |
| 3.3.1 <i>Direct Air Capture (Niedertemperatur, DAC_{lowTemp})</i> | 94 |
| 3.3.2 <i>Direct Air Capture (Hochtemperatur, DAC_{highTemp})</i> | 101 |
| 3.3.3 <i>Carbon Capture Industrie</i> | 107 |
| 3.3.4 <i>Zusammenführung Technologiegruppe 3</i> | 117 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 3.4 | Technologiegruppe 4: Wasserstoffbereitstellung | 118 |
| 3.4.1 | <i>Photoelektrochemie</i> | 118 |
| 3.4.2 | <i>Photokatalyse</i> | 126 |
| 3.4.3 | <i>Thermochemie</i> | 131 |
| 3.4.4 | <i>Niedertemperatur-Elektrolyse</i> | 138 |
| 3.4.5 | <i>Hochtemperatur-Elektrolyse</i> | 147 |
| 3.4.6 | <i>Zusammenführung Technologiegruppe 4</i> | 153 |
| 3.5 | Technologiegruppe 5: Synthesegasbereitstellung | 155 |
| 3.5.1 | <i>Thermochemie</i> | 155 |
| 3.5.2 | <i>Hochtemperatur-Ko-Elektrolyse</i> | 158 |
| 3.5.3 | <i>Reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion</i> | 162 |
| 3.5.4 | <i>Zusammenführung Technologiegruppe 5</i> | 167 |
| 3.6 | Technologiegruppe 6: Syntheseprozesse | 169 |
| 3.6.1 | <i>Ammoniak-Synthese</i> | 169 |
| 3.6.2 | <i>Methanisierung</i> | 179 |
| 3.6.3 | <i>Methanolsynthese</i> | 187 |
| 3.6.4 | <i>Fischer-Tropsch-Synthese + Raffination</i> | 196 |
| 3.6.5 | <i>Direkte DME-Synthese</i> | 204 |
| 3.6.6 | <i>Zusammenführung Technologiegruppe 6</i> | 211 |
| 3.7 | Technologiegruppe 7: Aufbereitungsprozesse | 212 |
| 3.7.1 | <i>LOHC-Kopplung</i> | 212 |
| 3.7.2 | <i>Methanol-to-Gasoline</i> | 218 |
| 3.7.3 | <i>Methanol-to-Kerosene</i> | 225 |
| 3.7.4 | <i>Methanol-to-OME</i> | 231 |
| 3.7.5 | <i>Methanol-to-DME</i> | 236 |
| 3.7.6 | <i>Zusammenführung Technologiegruppe 7</i> | 242 |
| 3.8 | Gesamtüberblick aller Technologiegruppen | 243 |
| 4 | Literaturverzeichnis | 245 |

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

| | |
|------------|--|
| BMU | Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit |
| BMWi | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie |
| CBA | Kosten-Nutzen-Analyse (Cost Benefit Analysis) |
| CCS | Carbon (Dioxide) Capture and Storage |
| CtL | Coal-to-Liquid |
| DAC | Direct Air Capture |
| DE | Deutschland |
| DERA | Deutsche Rohstoffagentur |
| DFIG | Doubly-fed induction generator |
| DLR | Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt |
| DOE | United States Department of Energy |
| e. V. | Eingetragener Verein |
| el | elektrisch |
| EU | Europäische Union |
| F&E | Forschung und Entwicklung |
| FCH-JU | Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking |
| GKV | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit |
| GtL | Gas-to-Liquid |
| GWP | Global Warming Potential |
| HER | Hydrogen evolution reaction |
| HTEL | Hochtemperaturelektrolyse |
| IEA | International Energy Agency |
| Ko-HTEL | Hochtemperatur-Ko-Elektrolyse |
| LCOE | Levelized Cost of Electricity |
| LCOO | Levelized Cost of Output |
| LOHC | Liquid Organic Hydrogen Carrier |
| MCA | Multi-Criteria-Analysen |
| MtDME | Methanol-zu-Dimethylether |
| MtG | Methanol-zu-Gasoline |
| MtK/D | Methanol-zu-Kerosin/Diesel |
| MtO | Methanol-zu-Olefine |
| MtOGD | Methanol-zu-Olefine-to-Gasoline-and-Destillate |
| MtOME | Methanol-zu-Polyoxymethylendimethylether |
| MtSynfuels | Methanol-zu-Synfuels |
| n. a. | Not available/ nicht verfügbar |
| NET | Negative Emission Technology |
| NT | Niedertemperatur |
| o. g. | oben genannt |
| OER | Oxygen evolution reaction |
| Oxy | Hydroxy-Gruppe |
| PEC | Photoelektrochemie |
| PECSYS | Photo-electrochemical system for solar hydrogen production |
| PEM | Proton-Exchange-Membrane / Polymerelektrolytmembran |
| PM | Permanentmagnet |
| PtF | Power-to-Fuels |
| PtL | Power-to-Liquid |
| PtX | Power-to-X |
| PV | Photovoltaik |
| SMR | Steam Methane Reforming |
| SDG | Sustainable Development Goal |
| th | thermisch |
| TG | Technologiegruppe |

Abkürzungen

| | |
|-----------------|--|
| THG | Treibhausgas |
| T _{ox} | Oxidationstemperatur |
| TP A.I | Teilprojekt SYN-PFADE |
| TP A.II | Teilprojekt SYN-BEDARFE |
| TP B.I | Teilprojekt MENA-POTENZIALE |
| TP B.II | Teilprojekt MENA-ÖKONOMIE |
| TRL | Technology Readiness Level |
| UBA | Umweltbundesamt |
| UVP | Umweltverträglichkeitsprüfung |
| Vgl. | Vergleiche |
| WI | Wuppertal Institut für Klima Umwelt, Energie gGmbH |

Einheiten und Symbole

| | |
|----------------------|--|
| % | Prozent |
| € | Euro |
| ° C | Grad Celsius |
| a | annum |
| bpd | barrel per day |
| CH ₂ | Methylengruppe |
| CH ₄ | Methan |
| CO ₂ | Kohlenstoffdioxid |
| CO ₂ -Äq. | Kohlenstoffdioxid-Äquivalente |
| CU | Kupfer |
| DME | Dimethylether |
| GJ | Gigajoule |
| GJ _{el} | Gigajoule elektrisch |
| Gt | Gigatonne |
| H ₂ | Wasserstoff |
| H ₂ O | Wasser |
| kg | Kilogramm |
| km/h | Kilometer pro Stunde |
| kt | Kilotonne |
| kW | Kilowatt |
| kW _{el} | Kilowatt elektrisch |
| kWh _{el} | Kilowattstunde elektrisch |
| kWh _{th} | Kilowattstunde thermisch |
| MEA | Monoethanolamin |
| Mio. | Millionen |
| MJ | Megajoule |
| MJ _{el} | Megajoule elektrisch |
| MJ _{th} | Megajoule thermisch |
| Mrd. | Milliarden |
| Mt | Megatonnen |
| MW | Megawatt |
| MW _{el} | Megawatt elektrisch |
| MW _{th} | Megawatt thermisch |
| MWh | Megawattstunde |
| MWh _{el} | Megawattstunde elektrisch |
| NaOH | Natriumhydroxid |
| NH ₃ | Ammoniak |
| nm | Nanometer |
| NMVOC | Flüchtige organische Nicht-Methan-Verbindungen |
| NO _x | Stickstoffoxide |
| OME | Polyoxymethylendimethylether |
| PJ/a | Petajoule per annum |
| PM | Feinstaubpartikel |
| SO _x | Schwefeloxide |
| SrTiO ₃ | Strontiumtitanat |
| t | Tonnen |
| TW | Terawatt |
| TWh | Terawattstunden |
| ZnO | Zinkoxid |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|-----------|---|----|
| Tab. 2-1 | Grob- und Feinklassifizierung des Technology Readiness Levels (TRL) ----- | 25 |
| Tab. 2-2 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der betrachteten Technologie ----- | 30 |
| Tab. 2-3 | Übersicht kritischer Rohstoffe ----- | 33 |
| Tab. 2-4 | Exemplarischer Auszug aus dem Bewertungstemplate ----- | 36 |
| Tab. 2-5 | Übersicht der Kriterieneinschätzung zur Erstellung des vergleichenden Farbschemas ----- | 39 |
| Tab. 3-1 | Angenommene Fortschreibung der Umwandlungseffizienz von solarthermischen Kraftwerken bis 2050 ----- | 43 |
| Tab. 3-2 | Angenommene Fortschreibung der Stromgestehungskosten von solarthermischen Kraftwerken in der MENA-Region bis 2050 ----- | 45 |
| Tab. 3-3 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich solarthermischer Kraftwerkstechnologien ----- | 45 |
| Tab. 3-4 | Angenommene Fortschreibung des Wasserbedarfs von solarthermischen Kraftwerken in der MENA-Region bis 2050 ----- | 48 |
| Tab. 3-5 | Vergleich des Flächenbedarfs von vier ausgewählten kommerziellen solarthermischen Projekten ----- | 49 |
| Tab. 3-6 | Angenommene Fortschreibung des Flächenbedarfs solarthermischer Kraftwerke in der MENA-Region bis 2050 ----- | 49 |
| Tab. 3-7 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Steuerbarkeit von Stromproduktionstechnologien ----- | 50 |
| Tab. 3-8 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der modularen Skalierbarkeit von Stromproduktionstechnologien ----- | 51 |
| Tab. 3-9 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Lock-in-Effekte von Stromproduktionstechnologien ----- | 51 |
| Tab. 3-10 | Concentrated Solar Power: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien----- | 52 |
| Tab. 3-11 | Angenommene Fortschreibung der Umwandlungseffizienz kommerzieller Photovoltaikmodule bis 2050 ----- | 54 |
| Tab. 3-12 | Angenommene Fortschreibung der Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen in der MENA-Region bis 2050 ----- | 55 |
| Tab. 3-13 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Photovoltaik-Technologie ----- | 56 |
| Tab. 3-14 | Angenommene Fortschreibung des Wasserbedarfs von Photovoltaikanlagen in der MENA-Region bis 2050 ----- | 57 |
| Tab. 3-15 | Beispiele großer Photovoltaikprojekte in der MENA-Region und ihres Flächenbedarfs ----- | 58 |
| Tab. 3-16 | Angenommene Fortschreibung des Flächenbedarfs von Photovoltaikanlagen in der MENA-Region bis 2050 ----- | 59 |
| Tab. 3-17 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Steuerbarkeit von Stromproduktionstechnologien ----- | 60 |
| Tab. 3-18 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der modularen Skalierbarkeit von Stromtechnologien ----- | 60 |
| Tab. 3-19 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Lock-in-Effekte von Stromproduktionstechnologien ----- | 61 |
| Tab. 3-20 | Photovoltaik: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien----- | 62 |
| Tab. 3-21 | Angenommene Fortschreibung der Umwandlungseffizienz von Windkraftanlagen in der MENA-Region bis 2050 ----- | 66 |

| | | |
|-----------|---|----|
| Tab. 3-22 | Angenommene Fortschreibung der Stromgestehungskosten von Windkraftanlagen in der MENA-Region bis 2050----- | 67 |
| Tab. 3-23 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der betrachteten Windtechnologie ----- | 67 |
| Tab. 3-24 | Vergleich des Flächenbedarfs von zwei ausgewählten großen Windenergieprojekten in der MENA-Region ----- | 69 |
| Tab. 3-25 | Angenommene Fortschreibung des Flächenbedarfs von Windkraftwerken in der MENA-Region bis 2050 ----- | 70 |
| Tab. 3-26 | Durchschnittlicher Bedarf an Neodym und Dysprosium nach PM-Generatorklassen ----- | 70 |
| Tab. 3-27 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Steuerbarkeit von Stromproduktionstechnologien ----- | 71 |
| Tab. 3-28 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der modularen Skalierbarkeit von Stromtechnologien ----- | 71 |
| Tab. 3-29 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Lock-in-Effekte von Stromproduktionstechnologien ----- | 72 |
| Tab. 3-30 | Windenergie (Onshore): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 73 |
| Tab. 3-31 | Angenommene Fortschreibung des Energiebedarfs von thermischen Entsalzungsanlagen bis 2050 ----- | 77 |
| Tab. 3-32 | Wasserproduktionskosten unterschiedlicher Entsalzungstechnologien ----- | 78 |
| Tab. 3-33 | Angenommene Fortschreibung der spezifischen Wasserproduktionskosten von thermischen Entsalzungstechnologien ----- | 79 |
| Tab. 3-34 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich thermischer Entsalzungstechnologien ----- | 79 |
| Tab. 3-35 | Angenommene Fortschreibung des Wasserbedarfs von thermischen Entsalzungsanlagen bis 2050 ----- | 82 |
| Tab. 3-36 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Steuerbarkeit von Entsalzungstechnologien ----- | 83 |
| Tab. 3-37 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der modularen Skalierbarkeit von Entsalzungstechnologien ----- | 83 |
| Tab. 3-38 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Lock-in-Effekte von Entsalzungstechnologien ----- | 84 |
| Tab. 3-39 | Meerwasserentsalzung (Verdampfung): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 85 |
| Tab. 3-40 | Angenommene Fortschreibung des Energiebedarfs von RO-Entsalzungsanlagen bis 2050 ----- | 87 |
| Tab. 3-41 | Angenommene Fortschreibung der spezifischen Wasserproduktionskosten von RO-Entsalzungsanlagen bis 2050 ----- | 87 |
| Tab. 3-42 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich RO-Entsalzungstechnologien ----- | 88 |
| Tab. 3-43 | Angenommene Fortschreibung des Wasserbedarfs von RO-Entsalzungsanlagen bis 2050 ----- | 90 |
| Tab. 3-44 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Steuerbarkeit von Entsalzungstechnologien ----- | 91 |
| Tab. 3-45 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der modularen Skalierbarkeit von RO-Entsalzungstechnologien ----- | 91 |
| Tab. 3-46 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Lock-in-Effekte von Entsalzungstechnologien ----- | 91 |
| Tab. 3-47 | Meerwasserentsalzung (Umkehrosiose): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 92 |

| | | |
|-----------|---|-----|
| Tab. 3-48 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich DAC----- | 97 |
| Tab. 3-49 | Direct Air Capture (Niedertemperatur): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 100 |
| Tab. 3-50 | Direct Air Capture (Hochtemperatur): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 106 |
| Tab. 3-51 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Carbon Capture | 111 |
| Tab. 3-52 | Carbon Capture Industrie (Post-Combustion): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 115 |
| Tab. 3-53 | Carbon Capture Industrie (Oxyfuel): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien | 116 |
| Tab. 3-54 | Wasserstoffproduktionskosten des Photoelektrochemie-Prozesses ----- | 120 |
| Tab. 3-55 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Photoelektrochemie 122 | |
| Tab. 3-56 | Zusammenfassung der geschätzten Wasserstoffleistung eines TPD- Anlagenmoduls (netto 1 Tonne/Tag) mit anderen Anforderungen der einzelnen Reaktortypen----- | 123 |
| Tab. 3-57 | Photoelektrochemie: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 125 |
| Tab. 3-58 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Photokatalyse -- | 128 |
| Tab. 3-59 | Photokatalyse: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 130 |
| Tab. 3-60 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich mit konzentrierender Solarstrahlung betriebener thermochemischer Prozesse ----- | 134 |
| Tab. 3-61 | Thermochemie: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 137 |
| Tab. 3-62 | Energiebedarf für die Wasserspaltung und Systemwirkungsgrad (bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff) für die alkalische (AEL) und die PEM-Elektrolyse (PEMEL) ----- | 140 |
| Tab. 3-63 | Entwicklung der Systeminvestitionskosten für die alkalische und die PEM- Elektrolyse----- | 140 |
| Tab. 3-64 | Wasserstoffgestehungskosten mit NT-Elektrolyse-Prozessen----- | 141 |
| Tab. 3-65 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Niedertemperaturelektrolyse----- | 141 |
| Tab. 3-66 | Niedertemperatur-Elektrolyse (AEL): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 145 |
| Tab. 3-67 | Niedertemperatur-Elektrolyse (PEM): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 146 |
| Tab. 3-68 | Energiebedarf für die Wasserspaltung und Systemwirkungsgrad (bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff) für die Hochtemperaturelektrolyse----- | 148 |
| Tab. 3-69 | Entwicklung der Systeminvestitionskosten für die Hochtemperaturelektrolyse-- | 148 |
| Tab. 3-70 | Wasserstoffproduktionskosten der Hochtemperaturelektrolyse ----- | 149 |
| Tab. 3-71 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Hochtemperaturelektrolyse----- | 149 |
| Tab. 3-72 | Hochtemperatur-Elektrolyse: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien----- | 152 |
| Tab. 3-73 | Thermochemie: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 157 |
| Tab. 3-74 | Energiebedarf für die Synthesegaserzeugung und Systemwirkungsgrad (bezogen auf den Heizwert des Synthesegases) für die HT-Ko-Elektrolyse----- | 159 |
| Tab. 3-75 | Syngasproduktionskosten der HT-Ko-Elektrolyse----- | 159 |
| Tab. 3-76 | Hochtemperatur-Ko-Elektrolyse: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ---- | 161 |
| Tab. 3-77 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Reversen Wasser-Gas-Shift-Reaktion ----- | 163 |

| | | |
|------------|--|-----|
| Tab. 3-78 | Reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 166 |
| Tab. 3-79 | Angenommene Fortschreibung des Energiebedarfs von auf erneuerbarem Strom basierender Ammoniaksynthese----- | 172 |
| Tab. 3-80 | Angenommene Fortschreibung der spezifischen Produktionskosten von auf erneuerbarem Strom basierender Ammoniaksynthese bis 2050----- | 173 |
| Tab. 3-81 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich erneuerbar-basierter Ammoniaksynthese ----- | 173 |
| Tab. 3-82 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Steuerbarkeit von auf erneuerbarem Strom basierender Ammoniaksynthese ----- | 176 |
| Tab. 3-83 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der modularen Skalierbarkeit von Syntheseprozessen----- | 176 |
| Tab. 3-84 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Lock-in-Effekte von Syntheseprozessen ----- | 177 |
| Tab. 3-85 | Ammoniak-Synthese: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 178 |
| Tab. 3-86 | Angenommene Fortschreibung der Umwandlungseffizienz von Methanisierungsanlagen bis 2050----- | 181 |
| Tab. 3-87 | Angenommene Fortschreibung der spezifischen Investitionskosten von Methanisierungsanlagen bis 2050----- | 182 |
| Tab. 3-88 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich katalytischer Methanisierungsverfahren----- | 182 |
| Tab. 3-89 | Angenommene Fortschreibung des Wasserbedarfs von Methanisierungsanlagen 184 | |
| Tab. 3-90 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Steuerbarkeit von Syntheseprozessen ----- | 184 |
| Tab. 3-91 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der modularen Skalierbarkeit von Syntheseprozessen----- | 185 |
| Tab. 3-92 | Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Lock-in-Effekte von Syntheseprozessen ----- | 185 |
| Tab. 3-93 | Methanisierung: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 186 |
| Tab. 3-94 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Methanolsynthese 191 | |
| Tab. 3-95 | Methanolsynthese: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien----- | 195 |
| Tab. 3-96 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Fischer-Tropsch- Synthese ----- | 199 |
| Tab. 3-97 | Fischer-Tropsch-Synthese + Raffination: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 203 |
| Tab. 3-98 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der direkten DME- Synthese ----- | 207 |
| Tab. 3-99 | Direkte DME-Synthese: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 210 |
| Tab. 3-100 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich LOHC----- | 214 |
| Tab. 3-101 | LOHC-Kopplung: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien----- | 217 |
| Tab. 3-102 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Methanol-to- Gasoline----- | 221 |
| Tab. 3-103 | Methanol-to-Gasoline: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 224 |
| Tab. 3-104 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Methanol-to- Kerosene----- | 227 |
| Tab. 3-105 | Methanol-to-Kerosene: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 230 |

| | | |
|------------|--|-----|
| Tab. 3-106 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Methanol-to-OME ----- | 233 |
| Tab. 3-107 | Methanol-to-OME: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 235 |
| Tab. 3-108 | Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Methanol-to-DME ----- | 238 |
| Tab. 3-109 | Methanol-to-DME: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien ----- | 241 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|-----------|---|----|
| Abb. 1-1 | Nachhaltigkeitsprinzipien, Kriterien und Indikatoren----- | 19 |
| Abb. 1-2 | Übersicht der analysierten Technologiegruppen und ihrer Module----- | 21 |
| Abb. 1-3 | Ausgewählte Kategorien und Kriterien für eine multikriterielle Bewertung von Modulen zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe----- | 23 |
| Abb. 2-1 | Vergleichende Beispieleinschätzung einer fiktiven Technologiegruppe----- | 37 |
| Abb. 3-1 | Weltweiter Einsatz von solarthermischen Kraftwerken----- | 41 |
| Abb. 3-2 | Vierphasenmodell zur Entwicklung des globalen Marktes solarthermischer Kraftwerke----- | 42 |
| Abb. 3-3 | Wirkungsgrade in Abhängigkeit von der Betriebstemperatur und den Konzentrationsverhältnissen des Konzentratorenfeldes----- | 43 |
| Abb. 3-4 | Entwicklung der spezifischen Kosten von thermischen Solarkraftwerken----- | 44 |
| Abb. 3-5 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld solarthermische Kraftwerke----- | 46 |
| Abb. 3-6 | Weltweite Top 10 der Forschungsförderer zum Thema solarthermische Kraftwerke, gemessen an der Anzahl von Publikationen (von 1995 bis 2019), die den jeweiligen Förderer explizit nennen----- | 47 |
| Abb. 3-7 | Entwicklung des durchschnittlichen Wirkungsgrades kommerzieller PV-Module----- | 54 |
| Abb. 3-8 | Stromgestehungskosten großer PV-Anlagen, globaler gewichteter Durchschnitt und Bandbreite, 2010–2016----- | 55 |
| Abb. 3-9 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Photovoltaik----- | 56 |
| Abb. 3-10 | Typischer Verlauf der Leistung (oben) und der Umwandlungseffizienz (unten) einer Windkraftanlage in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit----- | 64 |
| Abb.3-11 | Global gewichtete Auslastungsfaktoren von neuen Windstromkapazitäten im Jahr der Inbetriebnahme, 1983–2017----- | 65 |
| Abb. 3-12 | Global gewichtete durchschnittliche Stromgestehungskosten von Onshore-Windenergie, 1983–2017----- | 66 |
| Abb. 3-13 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Windenergie----- | 68 |
| Abb. 3-14 | Vergleichende Bewertung innerhalb der Technologiegruppe 1: Energiebereitstellung----- | 74 |
| Abb. 3-15 | Weltweite Entwicklung der Meerwasserentsalzung nach a) Anzahl und Kapazität der gesamten und in Betrieb befindlichen Entsalzungsanlagen und b) Betriebskapazität nach Entsalzungs-technologie----- | 75 |
| Abb. 3-16 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld thermische Entsalzungs-technologien----- | 80 |
| Abb. 3-17 | Weltweite Top 10 der Forschungsförderer zum Thema thermische Entsalzungs-technologien, gemessen an der Anzahl von Publikationen (von 1995 bis 2019), die den jeweiligen Förderer explizit nennen----- | 81 |
| Abb. 3-18 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld RO-Entsalzungs-technologien----- | 89 |
| Abb. 3-19 | Weltweite Top 10 der Forschungsförderer zum Thema RO-Entsalzungs-technologien, gemessen an der Anzahl von Publikationen (von 1995 bis 2019), die den jeweiligen Förderer explizit nennen----- | 89 |
| Abb. 3-20 | Vergleichende Bewertung innerhalb der Technologiegruppe 2: Wasserbereitstellung----- | 93 |
| Abb. 3-21 | LCOD (Levelised Cost of DAC) für LT- und HT-DAC-Systeme mit 8.000 Vollaststunden und 7 % WACC unter verschiedenen Szenarioannahmen (CS = conservative scenario, BS = base case scenario)----- | 96 |
| Abb. 3-22 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Direct Air Capture (DAC)----- | 98 |

| | | |
|-----------|--|-----|
| Abb. 3-23 | Levelized Cost of Direct Air Capture für Niedertemperatur- (LT) und Hochtemperatur- (HT) DAC-Systeme mit 8.000 Vollaststunden und 7 % WACC unter verschiedenen Szenarioannahmen (CS = conservative scenario, BS = base case scenario)----- | 103 |
| Abb. 3-24 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Carbon Capture Industrie ----- | 111 |
| Abb. 3-25 | Vergleichende Bewertung innerhalb Technologiegruppe 3: CO ₂ -Bereitstellung | 117 |
| Abb. 3-26 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Photoelektrochemie (PEC)----- | 121 |
| Abb. 3-27 | Zusammenfassung des „ARPCChem-Projekts“ durch die Japan Technologica Research Association of Artificial Photosynthetic Chemical Process (ARPCChem) 126 | |
| Abb. 3-28 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Photokatalyse ----- | 128 |
| Abb. 3-29 | Konzept für den solaren thermochemischen Kreisprozess zur Synthesegaserzeugung----- | 131 |
| Abb. 3-30 | Pilotanlage in Mostoles (Spanien)----- | 132 |
| Abb. 3-31 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Thermochemie ----- | 134 |
| Abb. 3-32 | Prinzip der alkalischen Elektrolyse und der PEM-Elektrolyse ----- | 138 |
| Abb. 3-33 | Stand der Technik der Elektrolyseanlagen----- | 139 |
| Abb. 3-34 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Niedertemperaturelektrolyse -- | 142 |
| Abb. 3-35 | Prinzip der Hochtemperatur-Elektrolyse ----- | 147 |
| Abb. 3-36 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Hochtemperaturelektrolyse ---- | 150 |
| Abb. 3-37 | Vergleichende Bewertung innerhalb der Technologiegruppe 4: Wasserstoffbereitstellung----- | 153 |
| Abb. 3-38 | Prinzip einer Festoxid-Elektrolysezelle (SOEC) zur Ko-Elektrolyse von Wasserdampf und CO ₂ zu Synthesegas und Sauerstoff----- | 158 |
| Abb. 3-39 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion----- | 164 |
| Abb. 3-40 | Vergleichende Bewertung innerhalb der Technologiegruppe 5: Synthesegasbereitstellung ----- | 167 |
| Abb. 3-41 | Schematische Darstellung des Haber-Bosch-Verfahrens zur Herstellung von Ammoniak mit Angabe von Inputs und Zwischenprodukten----- | 170 |
| Abb. 3-42 | Schematische Darstellung eines rein auf erneuerbarem Strom basierenden Verfahrens der Ammoniaksynthese----- | 171 |
| Abb. 3-43 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld erneuerbar-basierte Ammoniaksyntheseverfahren----- | 174 |
| Abb. 3-44 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Methanisierungsprozesse ----- | 183 |
| Abb. 3-45 | Typische industrielle Einheit zur Methanolproduktion aus Synthesegas ----- | 187 |
| Abb. 3-46 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Methanolsynthese----- | 192 |
| Abb. 3-47 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Fischer-Tropsch-Synthese ----- | 200 |
| Abb. 3-48 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld direkte DME-Synthese ----- | 208 |
| Abb. 3-49 | Vergleichende Bewertung innerhalb der Technologiegruppe 6: Syntheseprozesse 211 | |
| Abb. 3-50 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld LOHC----- | 215 |
| Abb. 3-51 | Schematische Darstellung der Schritte innerhalb des MtG-Prozesses ----- | 219 |
| Abb. 3-52 | Schematische Darstellung der Einbettung des MtG-Prozesses und Foto der Demonstrationsanlage in Freiberg ----- | 219 |
| Abb. 3-53 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Methanol-to-Gasoline ----- | 222 |

| | | |
|-----------|--|-----|
| Abb. 3-54 | Schematische Darstellung der MtK/D-Route ----- | 226 |
| Abb. 3-55 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Methanol-to-Kerosene ----- | 228 |
| Abb. 3-56 | Schematischer Prozessverlauf für MtOME----- | 231 |
| Abb. 3-57 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Methanol-to-OME ----- | 233 |
| Abb. 3-58 | Typische DME-Synthese mit Ausgangspunkt Methanol----- | 236 |
| Abb. 3-59 | Prozessschema des MegaDME-Prozesses von Lurgi ----- | 237 |
| Abb. 3-60 | Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Methanol-to-DME----- | 239 |
| Abb. 3-61 | Vergleichende Bewertung innerhalb der Technologiegruppe 7: Aufbereitungsprozesse----- | 242 |
| Abb. 3-62 | Übersicht der relativen Bewertungen in jeder Technologiegruppe (TG) TG 1: Energie, TG 2: Wasser, TG 3: CO ₂ , TG 4: H ₂ , TG 5: Syngas, TG 6: Synthese, TG 7: Aufbereitung ----- | 244 |

1 Zielsetzung und methodischer Hintergrund

1.1 Zielsetzung der Bewertung

Um das Ziel einer nachhaltigen Entwicklung zu erreichen, ist technologischer Fortschritt von wesentlicher Bedeutung. Doch bergen neue Technologien nicht nur Chancen, sondern auch Risiken und sollten daher im Vorfeld umfassend analysiert werden. Dabei hat sich gezeigt, dass ein alleiniger Fokus auf techno-ökonomische Faktoren nicht immer ausreicht, um breite Unterstützung für Transitionsprozesse wie die Energiewende zu generieren. Vielmehr bedarf es der ganzheitlichen Bewertung ihrer technologischen, ökonomischen, ökologischen, sozialen und politischen Folgen im Sinne einer Nachhaltigkeitsbewertung. Laut Ness et al. (2007) besteht deren Zweck darin, „Entscheidungsträgern eine Bewertung globaler bis lokaler integrierter naturwissenschaftlicher Systeme in kurz- und langfristiger Perspektive zu ermöglichen, um sie bei der Entscheidung zu unterstützen, welche Maßnahmen ergriffen werden sollten, um die Gesellschaft nachhaltig zu gestalten“. Methoden der Nachhaltigkeitsbewertung bieten theoretisch fundierte Anleitungen, um diese Aufgaben anzugehen und den normativen Ansatz der nachhaltigen Entwicklung zu operationalisieren.

Dementsprechend ist es das zentrale Ziel von Teilprojekt A.I – AP 2, die Produktion vielversprechender synthetischer Kraftstoffe aus einer Nachhaltigkeitsperspektive zu bewerten. Auf diese Weise können Vor- und Nachteile von Prozessrouten bzw. Routenbestandteilen sowie ihre Entwicklungspotenziale und -notwendigkeiten als Diskussionsgrundlage für Entscheidungsträger abgeleitet werden. Nicht zuletzt dienen die Bewertungsergebnisse auch als Basis für nachfolgende Ökobilanzen ausgewählter Prozessrouten sowie als Input für die anschließende Modellierung in Teilprojekt A.II.

Methodisch besteht dabei die Herausforderung, sowohl quantitative als auch qualitative sowie interne und externe Aspekte in einen gemeinsamen Ansatz zu integrieren (Schüwer et al. 2015). Da in MENA-Fuels Technologien betrachtet werden, die sich zum Teil noch in Entwicklung befinden, gilt es darüber hinaus eine ganze Reihe von Annahmen und Schätzungen über deren zukünftige Implementierung zu berücksichtigen. Wie mit diesen Herausforderungen umgegangen werden kann, ist Gegenstand der nachfolgenden Abschnitte.

1.2 Ableitung der Bewertungsmethodik

1.2.1 Definition des Bewertungsrahmens

In den letzten zwei Jahrzehnten wurden verschiedene Leitsätze und Regeln entwickelt, um das Konzept der nachhaltigen Entwicklung anwendbar zu machen. Bekannt sind zum Beispiel die Bellagio-Prinzipien und deren Weiterentwicklung, die Prinzipien der Nachhaltigkeitsbewertung und Messung, auch BellagioSTAMP genannt (Pintér et al. 2012 S. 20). Auf bundespolitischer Ebene hat die Enquete-Kommission „Schutz des Menschen und der Umwelt“ des 13. Bundestages im Jahre 1998 14 grundlegende Regeln zur Umsetzung der ökologischen, ökonomischen und sozialen Dimension des Leitbildes der nachhaltig zukunftsverträglichen Entwicklung verabschiedet (Enquete-Kommission 1998). 2006 wurden durch die Europäische Union verschiedene Schlüsselziele und Leitprinzipien festgelegt, die eine Grundlage für eine erneuerte Strategie

zur Bewältigung der Herausforderungen einer nachhaltigen Entwicklung in Europa und der Welt bilden (EU Commission 2005). Und nicht zuletzt verabschiedete die UN im Jahre 2015 die Nachhaltigen Entwicklungsziele (Sustainable Development Goals, SDG), mit denen das Erreichen ökonomischer, ökologischer und sozialer Entwicklungsperspektiven gemessen werden soll.

All diese Konzepte betrachten jedoch übergeordnete Ziele auf einer eher volkswirtschaftlichen Ebene. So hat die „Enquete-Kommission des Bundestages [...] diese Leitsätze [...] vor allem mit dem Ziel entwickelt, eine Hilfestellung zur Entwicklung einer Nachhaltigkeitsstrategie zu geben und damit Kriterien zur Verfügung zu stellen, mit denen das theoretische Konstrukt ‚Nachhaltigkeit‘ konkretisiert und handhabbar gemacht wird. Deswegen sind die Kriterien sehr allgemein gehalten und behandeln gesamtgesellschaftliche Probleme auf der Makro-Ebene“ (UBA 2006). Die Prinzipien und Leitsätze dienen also weniger dazu, den Beitrag neuer Technologien zur nachhaltigen Entwicklung eines Landes einzuschätzen. Um dies zu ermöglichen, müssen die ursprünglichen Prinzipien zunächst in Kriterien übersetzt werden, die durch konkrete Indikatoren messbar sind (Abb. 1-1). Jeder Indikator wird dann mit einer entsprechenden Methode abgeleitet (Berechnung des Treibhauspotentials z. B. mittels einer Lebenszyklusanalyse).

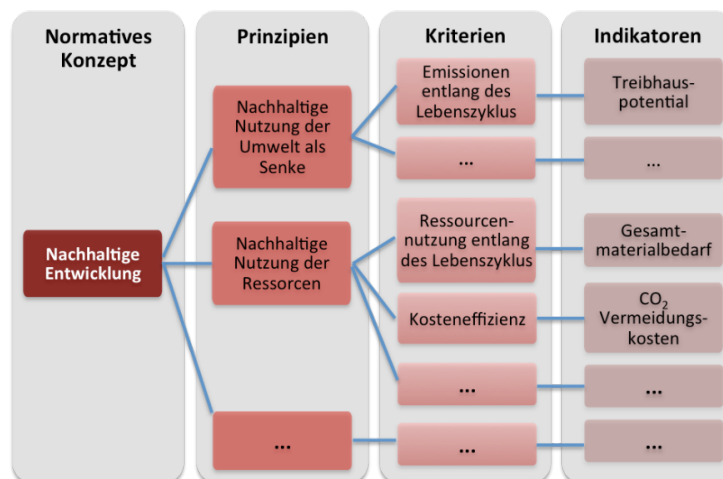


Abb. 1-1 Nachhaltigkeitsprinzipien, Kriterien und Indikatoren

Die Bewertung selbst kann dann auf zwei Arten durchgeführt werden: Entweder werden die Technologien und ihre Wertschöpfungsketten miteinander oder mit einem Referenzprodukt verglichen, um herauszufinden, welche von ihnen in Bezug auf die gewählten Prinzipien und Kriterien am besten abschneidet. Alternativ kann das Ausmaß bestimmt werden, zu dem eine Technologie zu bestimmten, vordefinierten (Nachhaltigkeits-)Zielen, z. B. den SDGs, beiträgt (Pope et al. 2004, S. 604).

Zur Operationalisierung der Prinzipien gibt es eine Vielzahl von Methoden, unter anderem die Kosten-Nutzen-Analyse (CBA), Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVP), Multi-Criteria-Analysen (MCA). Die ersten beiden scheiden hier aus, da bei der CBA alle Ergebnisse in monetäre Werte überführt werden müssen, was insbesondere bei qualitativen Faktoren wie Flexibilität oder Stand der kommerziellen Verfügbarkeit

schwierig oder gar nicht umzusetzen ist, und die UVP in erster Linie auf die ökologische Dimension der Nachhaltigkeit fokussiert.

Besonders geeignet für eine integrierte Nachhaltigkeitsbewertung ist die MCA, da sie es ermöglicht, quantitative und qualitative Daten zu integrieren, alle Dimensionen der Nachhaltigkeit gleichzeitig zu betrachten und in einem Standardansatz zu vergleichen. Sie kann hier jedoch nicht angewendet werden, da in MENA-Fuels aufgrund der zum Teil noch nicht kommerziell entwickelten Technologien nicht genügend Informationen vorliegen, um ein Ranking verschiedener synthetischer Kraftstoffe durchführen zu können.

Stattdessen wird in dieser Studie eine „vergleichende multikriterielle Bewertung“ durchgeführt, indem für die betrachteten Technologien anhand eines Sets von Kriterien ihre Vor- und Nachteile sowie Chancen und Risiken ausgearbeitet werden. Auf diese Weise erfolgt keine Rangbildung, sondern es wird anhand verschiedener Kriterien bewertet, wie einzelne Technologien im Vergleich mit anderen Technologien abschneiden und wo Entwicklungspotenziale und -notwendigkeiten bestehen, soll eine Technologie zukünftig großmaßstäblich genutzt werden.

1.2.2 Eingrenzung des Bewertungsgegenstandes

Die im Teilprojekt A.I – AP 1 getroffene Auswahl an Kraftstoffen und Bereitstellungstechnologien lässt grundsätzlich eine Vielzahl möglicher Prozessrouten zu (>250 Kombinationsmöglichkeiten¹). Da sämtliche Routenbestandteile zunächst relevant für den Untersuchungskontext scheinen und deren Bewertung auf Basis eines umfassenden Kriteriensets erfolgen soll, sind methodische Eingrenzungen unvermeidlich.

Anstatt die Prozessrouten wie zunächst angestrebt in Gänze zu evaluieren, erfolgt daher eine modularisierte Bewertung. Zu Beginn wurde hierfür der allgemeine Prozess zur Herstellung eines synthetischen Kraftstoffes in die fünf zentralen Stufen „Rohstoffe“, „Wasserspaltung“, „Synthese“, „Aufbereitung“ und „Produkte“ unterteilt, wobei der Gruppe „Rohstoffe“ auch die Energiebereitstellung zugeordnet wird. Anschließend folgte die Zuordnung der relevanten Technologien, welche eigentlicher Untersuchungsgegenstand der multikriteriellen Bewertung sind (siehe Abb. 1-2). Eine solche modularisierte Vorgehensweise reduziert den Bewertungsaufwand erheblich und lässt sich zudem ohne komplexe Modellerstellung operationalisieren. Auch ist sie kompatibel mit der in Teilprojekt A.II folgenden Modellierung von Angebot und Nachfrage synthetischer Kraftstoffe, welche selbst auf modularisierte Strukturen zurückgreift. Auf diese Weise können schlecht bewertete Technologien prinzipiell von der Modellierung ausgeschlossen werden, was den Rechenaufwand deutlich reduziert.

Wie in Abb. 1-2 dargestellt, umfasst die Modulauswahl insgesamt 28 zu bewertende Technologien, davon neun für die Rohstoffbereitstellung (Energie, Wasser, CO₂), ebenfalls neun aus dem Bereich der Wasserspaltung (H₂ und Synthesegas), fünf Syntheseverfahren und wiederum fünf Aufbereitungsprozesse. Die elf ausgewählten

¹ Detaillierte Informationen zum Auswahlverfahren werden in Deliverable D1.1 „Auswahl der zu bewertenden synthetischen Kraftstoffe und ihrer Bereitstellungstechnologien“ dargestellt.

synthetischen Kraftstoffe sowie das Industrieprodukt Ammoniak² sind selbst nicht Teil dieser Bewertungsstufe, da sie letztlich das Resultat der vorausgehenden Anwendungsschritte in unterschiedlicher Kombination sind und zum Teil eigenständige Kriterien für die Nutzungsphase benötigen würden. Auch werden keine Infrastrukturen wie Speicher, Netze, Pipelines und Verladestationen betrachtet, da sie zum einen Stand der gegenwärtigen Technik sind, wodurch sich weniger stark der Bedarf nach einer multikriteriellen Bewertung ergibt, und diese zum anderen aber auch schwerpunktmäßig in anderen Arbeitspaketen betrachtet werden (z. B. AP 5 „Infrastrukturen“ und AP 7 „Potenzial_bottom-up“). Auch Niedertemperatur(NT)-Wärmepumpen (etwa für die Versorgung von NT-Elektrolyse und NT-DAC relevant) sind Stand der Technik und werden daher hier ebenfalls nicht bewertet.

Neben der modularen Struktur findet die Bewertung der 28 Bereitstellungstechnologien auf generischer, d. h. möglichst standortunabhängiger Basis statt. So wird z. B. der spezifische Wasserbedarf eines Direct-Air-Capture-Verfahrens ausgewiesen und in Relation zu Alternativen innerhalb dieser Technologiegruppe gesetzt, um Stärken und Schwächen der jeweiligen Verfahren aufzeigen zu können. Inwieweit die Ergebnisse jedoch als kritisch für einen konkreten Anwendungsfall vor Ort einzustufen sind, ist nicht Gegenstand der Bewertung. Lokale Restriktionen innerhalb der jeweiligen Länder stellen insbesondere einen Fokus von Teilprojekt B.I dar.

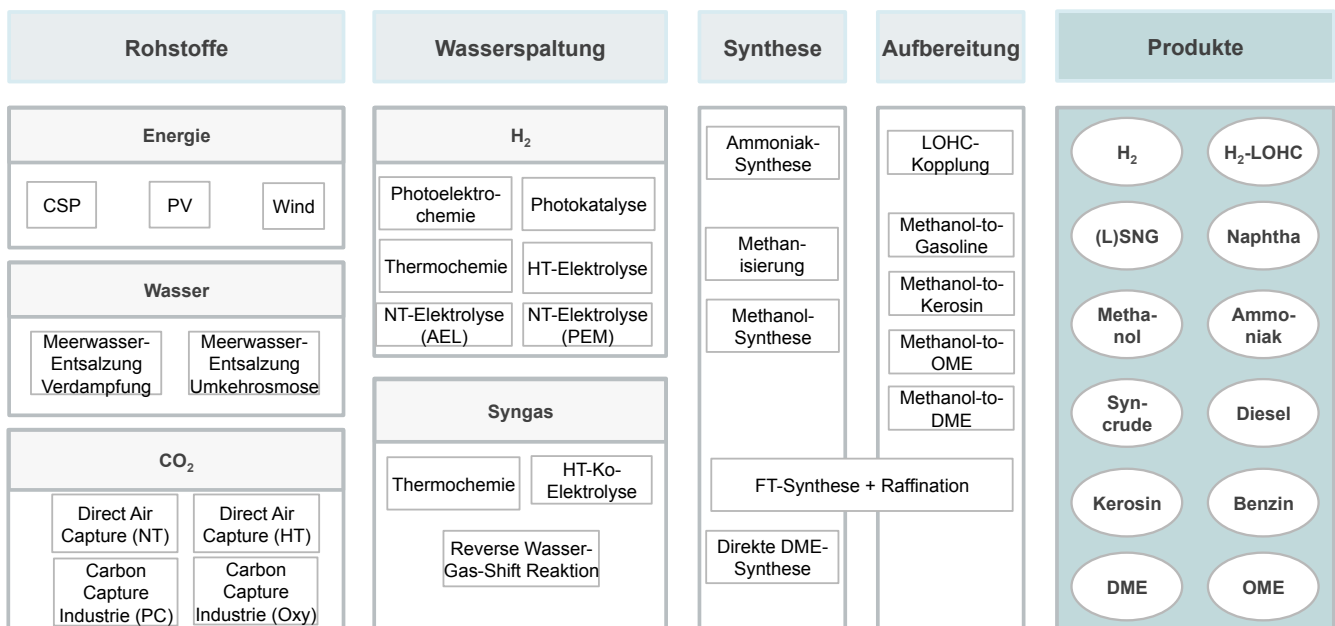


Abb. 1-2 Übersicht der analysierten Technologiegruppen und ihrer Module

² Neben synthetischen Kraftstoffen werden in MENA-Fuels auch Industriebedarfe mitgeführt, da sie direkte Konkurrenten zu wasserstoffbasierten Kraftstoffen sind. Neben Wasserstoff, Methanol und Naphtha, die bereits über die Herstellung von Kraftstoffen berücksichtigt sind, ist dies zusätzlich Ammoniak.

1.2.3 Ableitung der Bewertungskriterien

Ausgangspunkt für die Ableitung der Bewertungskriterien war ein umfassendes Literaturscreening zu bestehenden multikriteriellen Analysen von Energietechnologien mit Fokus auf Power-to-X. Die dort verwendeten Systematiken wurden zunächst zusammengestellt und führten so zu einem ersten vorläufigen Kriterienset, bestehend aus 7 Kategorien (neben den üblichen Nachhaltigkeitsdimensionen auch „Technologie“, „Markt“, „Systemaspekte“, „Internationales“) und 32 Kriterien. Um diese aus unterschiedlichen Publikationen zusammengetragenen Aspekte auf den vorliegenden Anwendungsfall anzupassen, wurden diese in einem nächsten Schritt neu systematisiert. Durch die Eliminierung von Redundanzen und nicht benötigter Kategorien sowie einer Zusammenfassung ähnlicher Aspekte konnte das anfängliche Raster auf 5 Kategorien mit 22 Kriterien reduziert werden. Dennoch ergab sich angesichts der Vielzahl inkludierter Technologien und dem damit verbundenen hohen Bewertungsaufwand weiterer Reduktionsbedarf. Die bestehende Kriterienbasis wurde daher in mehreren Iterationsschleifen auf folgende Anforderungen hin überprüft:

- Die *Passgenauigkeit zur Zielsetzung*, die spezifischen Vor- und Nachteile, treibende und bremsende Kräfte, Chancen und Risiken sowie Entwicklungspotenziale der einzelnen Technologien aus Nachhaltigkeitsperspektive auszuarbeiten und miteinander zu vergleichen (siehe Kapitel 1.1).
- Die *Vermeidung von Überschneidungen* mit anderen Arbeitspaketen, welche sich im vorläufigen Kriterienset insbesondere bei Fragen nach politischen, rohstoffseitigen oder infrastrukturellen Risiken ergeben haben. Da diese Bereiche schwerpunktmäßig in anderen Arbeitspaketen bearbeitet werden (z. B. AP 5 „Infrastrukturen“ oder AP 7 „Potenzial_bottom-up“) und diese zumeist länderspezifische Untersuchungen voraussetzen, wurden entsprechende Kriterien modifiziert oder ausgeschlossen. Beispiele hierfür sind „Geopolitische Aspekte“ und „Auswirkungen auf lokale Ökosysteme“.
- Die *Kompatibilität mit der angestrebten Methodik*, also ob Bewertungskriterien überhaupt auf Modulebene, universell und räumlich generisch nutzbar sind. So lassen sich einige Kriterien lediglich für eine Produktionsroute in Gänze und nicht auf Modulebene anwenden (z. B. „CO₂-Vermeidungspotential“). Andere wiederum sind nur für die Nutzungsphase eines Kraftstoffs relevant und daher nicht universell mit anderen Modulen kompatibel (z. B. „Verbrennungseigenschaften“).
- Die *Machbarkeit* im Sinne der Expertise der Bewerter, welche weniger im Bereich technischer Detailfragen (wie z. B. der „Klopffestigkeit im Motor“), sondern mehr in der Bewertung von Technikfolgen unter Nachhaltigkeitsaspekten liegt.

Darüber hinaus wurde der jeweilige Arbeitsstand auf den Projekttreffen P1 (04./05.02.19, Wuppertal), P2 (26.03.19, Stuttgart) sowie P3 (28.05.19, Köln) vorgestellt und gemeinsam mit den Partnern kritisch diskutiert. Auch mit der Begleitforschung (BEniVer) gab es mehrere Abstimmungsprozesse – darunter ein Treffen am 16.05.19 in Stuttgart – hieraus konnte jedoch entgegen der anfänglichen Zielsetzung weder ein harmonisiertes Kriterienset (BEniVer bewertet primär Systemfaktoren wie z. B. „Gesamtkosten des Systems“ oder „Komplementarität“) noch eine einheitliche Bewertungsmethodik (modularisiert vs. Routenbewertung) entstehen.

Das zentrale Ergebnis dieser Iterationsprozesse ist ein finales Kriterienset, welches aus den vier Dimensionen „Technologie“, „Ökonomie“, „Umwelt“ und „Systemaspekte“ besteht und insgesamt 9 Bewertungskriterien umfasst. Diese werden im nachfolgenden Kapitel 2 detailliert vorgestellt, eine Übersicht bietet Abb. 1-3.

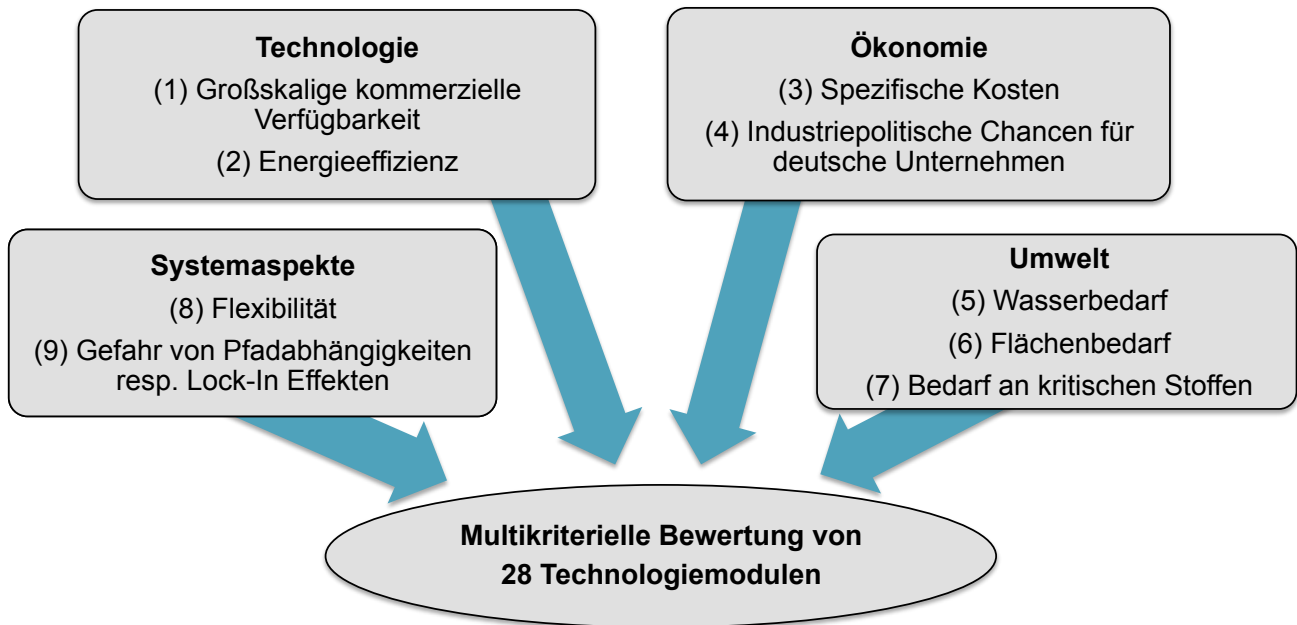


Abb. 1-3 Ausgewählte Kategorien und Kriterien für eine multikriterielle Bewertung von Modulen zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe

2 Bewertungslaufplan

2.1 Technologiebeschreibung

Der kriteriengestützten Bewertung wird zunächst jeweils eine Kurzbeschreibung der Technologie und ihres Entwicklungsstandes vorangestellt. Diese beinhaltet eine Darstellung der grundlegenden Funktionsweise des Moduls, aktueller technischer Entwicklungen sowie die Auswahl einer Referenztechnologie, auf die sich die Bewertung bezieht.

Die Beschreibung dient auch der Definition stofflicher Eigenschaften der jeweiligen Produktoutputs, wie z. B. Aggregatzustand, Druck und Reinheit des bereitgestellten Produkts. Entsprechende Festlegungen sind von Bedeutung, da beispielsweise die Verflüssigung von Zwischenprodukten für die weitere Verarbeitung, Speicherung oder den Transport mit zusätzlichem technischen Aufwand verbunden ist, der sich insbesondere auf die Kriterien 2 (Energieeffizienz) und 3 (Spezifische Kosten) auswirken kann. Es werden hier Festlegungen getroffen, die mit einer Weiterverarbeitung – bzw. Nutzung im Fall der Aufbereitungsmodule – gemäß Abb. 1-2 im Einklang sind.

2.2 Beschreibung der Bewertungskriterien

Die folgenden Abschnitte beschreiben die 9 Kriterien zur Bewertung der Technologiemodule.

2.2.1 Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit (GKV)

| | | | |
|--------------------------------------|--|---|--------------|
| Kategorie | Technologie | Einheit | - |
| Indikator | Jahr, in dem TRL 9 erreicht ist. | Optimierungsrichtung des Indikators | Minimum |
| Teilindikatoren | TRL | Fortschreibung nach Jahrzehnten bis 2050 angestrebt? | Ja (nur TRL) |
| Kurzbeschreibung des Optimums | Die Technologie weist einen TRL 9 („Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz“) auf. Dies schließt ein, dass die Technologie bereits in ihrer vorgesehenen Betriebsumgebung genutzt wird und großskalig bzw. in der benötigten Leistungsklasse für einen flächendeckenden Einsatz verfügbar ist. | | |
| Anmerkung | Zentrales Ausschlusskriterium für ein Modul, da die im Projekt nachfolgende Modellierung nur solche Technologien berücksichtigen kann, die auch in großen Mengen einsetzbar sind. | | |

Zentraler Indikator für die großskalige kommerzielle Verfügbarkeit ist das international verwendete Konzept des Technology Readiness Levels (TRL). Der TRL unterteilt die verschiedenen Forschungs- und Entwicklungsschritte von der Erfindung bis zum Markt. Es wird die Definition verwendet, mit der auch die Technologien im BMWi-Projekt „Technologien für die Energiewende“ bewertet wurden (siehe Tab. 2-1). Sie basiert auf den Arbeiten der High-Level-Group der EU-Kommission (auch eingeflossen in das EU-Programm Horizon 2020) sowie dessen Übersetzung und Anpassungen durch den Projektträger Jülich.

Tab. 2-1 Grob- und Feinklassifizierung des Technology Readiness Levels (TRL)

| Grobklassifizierung | TRL | Feinklassifizierung |
|------------------------|-----|---|
| Grundlagenforschung | 1 | Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar |
| Technologieentwicklung | 2 | Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung |
| | 3 | Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie |
| | 4 | Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor |
| | 5 | Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung |
| Demonstration | 6 | Verifikation mittels Demonstrators in anwendungsrelevanter Umgebung |
| | 7 | Prototypentest in Betriebsumgebung |
| | 8 | Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung |
| Kommerzialisierung | 9 | Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz |

Es sollte sowohl eine Grobklassifizierung als auch eine Feingliederung nach TRL 1 bis TRL 9 vorgenommen werden³. Gemäß der hier verwendeten Definition liegt ein TRL 9 vor, wenn die Technologie in ihrer finalen Form vorliegt (geeignete Leistungsklasse für den flächendeckenden Einsatz) und in ihrer vorgesehenen Betriebsumgebung eingesetzt wird. Für einen neuartigen Windkraftgenerator würde dies z. B. bedeuten, dass er einerseits bereits als Multi-MW-Anlage vorliegt („großskalig“) und damit generell für den Einsatz in modernen Windkraftanlagen geeignet ist und er andererseits bereits im Gehäuse einer solchen Anlage verbaut wurde und etwa zur Einspeiseleistung eines netzgekoppelten Windparks im kommerziellen Betrieb beiträgt (kommerzieller Einsatz in Betriebsumgebung).

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist demnach zu beachten, dass sich die Einordnung als „großskalig verfügbar“ hier auf die Größenklasse von Einzelanlagen, nicht aber auf die Erreichbarkeit hoher Ausbauziele bezieht. Ebenso ist mit „kommerzieller Verfügbarkeit“ hier nicht zwingend „wirtschaftlich ohne weitere Anreize“ gemeint, sondern dass die Anlage gekauft werden kann und bereits als Baustein eines kommerziellen (also auf Gewinnerzielung ausgerichteten) Anlagenverbunds genutzt wird.

Für dieses Kriterium ist eine Fortschreibung nur für den Teilindikator des TRL notwendig, der Hauptindikator besteht dagegen in einer einzelnen Jahreszahl der erwarteten GKV. Die GKV stimmt mit dem Jahr überein, in welchem TRL 9 voraussichtlich erreicht wird.

Die hier bewerteten Technologien werden in der Modellierung in den Teilprojekten A.II und B.I erst ab dem Jahr ihrer GKV modelltechnisch berücksichtigt. Technologien mit einer GKV erst gegen Ende des Modellierungshorizonts (2050) werden ggf. von der Modellierung ausgeschlossen.

Entsprechend der oben genannten Definition betrachtet dieses Kriterium den Zeitpunkt der rein technischen Verfügbarkeit der analysierten Technologien. Der

³ Da die Arbeitshilfe des PTJ keine öffentliche Quelle ist, wurde sie den Technologiebewertern projektintern zur Verfügung gestellt.

Zeitbedarf von Normungsverfahren für neuartige Kraftstoffe, die mithilfe der betrachteten Technologien hergestellt werden, wird hier ausdrücklich nicht mitberücksichtigt. Zwar ist die normgerechte Anwendung ein wichtiger Aspekt der Markteinführung neuartiger Kraftstoffe, im Rahmen der vorliegenden Analyse werden aber einzelne Technologiemodule entlang der Produktionspfade synthetischer Kraftstoffe bewertet, nicht die finalen Kraftstoffe selbst. Die Bewertung der Normgerechtigkeit wäre daher nur auf die Module anwendbar gewesen, welche die finalen Kraftstoffe bereitstellen. Dies hätte dem an die Festlegung des Kriteriensets gestellten Anspruch der universellen Anwendbarkeit auf alle Module widersprochen.

2.2.2 Kriterium 2: Energieeffizienz

| | | | |
|--------------------------------------|---|---|-------------------------|
| Kategorie | Technologie | Einheit | % bzw. MJ/ t Output |
| Indikator | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Energiebedarf | Optimierungsrichtung des Indikators | Maximum bzw. Minimum |
| Teilindikatoren | Bei Bedarf Differenzierung nach Endenergieträgern (Elektrizität, Niedertemperaturwärme, Hochtemperaturwärme) | Fortschreibung nach Jahrzehnten bis 2050 angestrebt? | Ja (techn. Fortschritt) |
| Kurzbeschreibung des Optimums | Bezogen auf Energietechnologien: Der Prozess verursacht keine nennenswerten Verluste bei der Umwandlung von Energieträgern (hoher Wirkungsgrad). Bezogen auf die Herstellung stofflicher Zwischenprodukte: Die Herstellung erfordert innerhalb der Prozesskategorie (z. B. CO ₂ -Bereitstellung) den geringsten Energieeinsatz je Produktionseinheit. | | |
| Anmerkung | - | | |

Mithilfe dieses Kriteriums wird der mit dem Technologieeinsatz verbundene Energiebedarf (bzw. die Energieausbeute für Erzeugungstechnologien) dargestellt. Darzulegen sind die Werte jeweils spezifisch, d. h. für die energetische Umwandlung als Wirkungsgrad in % oder für die stoffliche Umwandlung in MJ/t Output. Falls die Datelage es zulässt, sind Aussagen über perspektivisch zu erwartende Verbesserungen der Energieeffizienz zu treffen. Falls hierzu keine Daten verfügbar sind, wird der gegenwärtige Bedarf entweder bei berechtigter Annahme als konstant bis 2050 fortgeschrieben oder als *n. a.* gekennzeichnet, wenn keine Aussage getroffen werden kann.

Sinnvoll ist eine Differenzierung der Darstellung des Energieeinsatzes nach Endenergieträgern (Elektrizität, Niedertemperaturwärme, Hochtemperaturwärme). Liegen diese Angaben hier bereits vor, können sie bei Bedarf auch in die nachfolgende Modellierung übernommen werden.

Es ist jeweils festzulegen, welche Bereitstellungsform des Produktoutputs angenommen wird (z. B. Druck und Aggregatzustand für stoffliche Produkte). Die mit ggf. notwendigen Aufbereitungen verbundenen Energiebedarfe sind entsprechend zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 2.1).

Ergänzend kann in Bezug auf dieses Kriterium auch hervorgehoben werden, ob für die Deckung des thermischen Energiebedarfs die Nutzung von Abwärme möglich ist. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn Niedertemperaturwärme benötigt wird und die

betrachtete Anlage im räumlichen Verbund mit anderen Anlagen errichtet werden kann, die entsprechende Abwärmemengen produzieren.

2.2.3 Kriterium 3: Spezifische Kosten

| | | | |
|--------------------------------------|---|---|-----------------------------------|
| Kategorie | Ökonomie | Einheit | €/MJ bzw. €/t Output |
| Indikator | Levelized Cost of Output | Optimierungsrichtung des Indikators | Minimum |
| Teilindikatoren | - | Fortschreibung nach Jahrzehnten bis 2050 angestrebt? | Ja (Economies of Scale, Lernrate) |
| Kurzbeschreibung des Optimums | Der Prozess verursacht innerhalb der Prozesskategorie die geringsten spezifischen Produktions-, Transport- oder Speicherkosten unter Berücksichtigung von CAPEX und OPEX der Technologie (in Kostenangaben enthaltene Bereitstellungskosten der Vorprodukte Strom, Wärme, Wasser, CO ₂ sind möglichst transparent darzustellen). | | |
| Anmerkung | Levelized Cost of Output (analog zu LCOE) | | |

Die spezifischen Kosten werden im Rahmen dieses Kriteriums durch den Indikator LCOO (Levelized Cost of Output) ausgedrückt, dessen Anwendung im Folgenden beschrieben wird. Im Anschluss folgt zur Information eine kurze Definition und Darstellung der grundlegenden Berechnungsweise der LCOO.

Als spezifische Kosten werden üblicherweise die nach der Kapitalwertmethode berechneten Kosten je produzierter Outputeneinheit ausgewiesen. Bei Stromerzeugungstechnologien sind dies bspw. die nivellierten Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE). In Bezug auf den Output der hier jeweils betrachteten Technologien sind dies entsprechend die LCOO (Levelized Cost of Output).

Die eigenständige Berechnung von Ist-Kosten und ihre Fortschreibung auf zukünftige Zeiträume wird in der Regel die im Rahmen der Bearbeitung dieses Kriteriums verfügbaren Kapazitäten übersteigen. Alternativ kann daher auch auf Werte aus der Literatur zurückgegriffen werden.

Um die Ergebnisse verschiedener Technologien vergleichen zu können, sollten möglichst solche Literaturwerte verwendet werden, die in einem standardisierten Verfahren (insb. hinsichtlich konsistenter Hintergrundzenarien) ermittelt wurden. Ist dies nicht möglich, sollten zumindest die Kosten von Technologien innerhalb einer Gruppe ähnlich ermittelt worden sein, also beispielsweise derselben Quelle entstammen. Als Positivbeispiel für die möglichst einheitliche Ermittlung der Kosten verschiedener Direct-Air-Capture-Technologien (DAC) kann Fasihi et al. (2019) angeführt werden. Der Artikel führt eine Metaanalyse bestehender Kostenstudien verschiedener DAC-Konzepte (mit jeweils abweichenden Kostenannahmen) durch und berechnet die recherchierten Kosten mit möglichst einheitlichen Grundannahmen (z. B. Kapital-, Strom- und Wärmekosten) neu.

Falls auch eine solche Datengrundlage für die jeweilige Technologiegruppe nicht verfügbar ist, sollten zumindest die Grundannahmen, mit denen die Kosten berechnet wurden, dargestellt, diskutiert und bewertet werden.

Ein solcher Rückgriff auf Literaturdaten zur Bewertung des Kriteriums senkt zwar den Bewertungsaufwand, kann aber auch eine reduzierte Aussagekraft der Bewertung zur Folge haben: Die Berechnung von Gestehungskosten dient dazu, spezifische Kosten innerhalb einer Technologiegruppe zu vergleichen. Bereitstellungskosten der Vorprodukte (z. B. Strom, Wasser, CO₂, Kraftstoffe zur weiteren Aufbereitung) sollten dabei möglichst ausgeklammert werden, um Doppelzählungen in unterschiedlichen Modulen zu vermeiden. In Literaturangaben ist allerdings davon auszugehen, dass diese immer auch die Bereitstellung der Vorprodukte als Kostenkomponente enthalten. Je näher sich der betrachtete Schritt in der Wertschöpfungskette an der Bereitstellung der Endprodukte (Kraftstoffe) befindet, desto höher ist der erwartete Einfluss der Kosten des verarbeiteten Vorprodukts. Dieser Umstand ist bei der Bewertung des Kriteriums zu beachten. Die entsprechenden Annahmen der verwendeten Quellen sind transparent zu machen und in den Quellen berücksichtigte Kostenkomponenten sind möglichst umfassend darzustellen.

Es ist zusätzlich jeweils festzulegen bzw. anzugeben, welche Bereitstellungsform des Produktoutputs in der verwendeten Literatur angenommen wird (z. B. Druck und Aggregatzustand für stoffliche Produkte). Die mit ggf. notwendigen Aufbereitungen verbundenen Kosten sind entsprechend zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 2.1).

Im Folgenden wird die grundlegende Berechnungsweise der LCOO kurz dargestellt. Dies dient hauptsächlich der Information – im Rahmen der Bewertung werden wie zuvor schon dargestellt Literaturangaben in der Regel eigenen Berechnungen zwecks Begrenzung des Bearbeitungsaufwandes vorgezogen.

Bei der Berechnung der LCOO setzen sich die jährlichen Kosten einer Anlage zusammen aus den annuitätisch abgezinsten Investitionskosten und den fixen und variablen jährlichen Ausgaben (jeweils ohne Steuern und Abgaben). Die spezifischen Kosten ergeben sich, indem die jährlichen Kosten auf den pro Jahr erzeugten Output umgelegt werden:

$$\text{LCOO} = K/O \text{ [€/MJ bzw. €/t]}$$

mit

$$K = \text{Investitionen} \times A + \text{fixe und variable jährliche Ausgaben [EUR/a]}$$

$$A = [(1+i)^n \times i] / [(1+i)^n - 1] \text{ mit } i = \text{Zinssatz, } n = \text{ökonomische Lebensdauer}$$

$$O = \text{jährlicher Output [MJ/a bzw. t/a]}$$

Im Standardfall werden folgende Annahmen verwendet:

- Die Kosten werden inflationsbereinigt in Euro mit Preisjahr 2015 angegeben.
- Als volkswirtschaftlicher Zinssatz für die Annuität wird 4 % gewählt. Ein solcher ist in der Impact-Assessment-Richtlinie der EU empfohlen, siehe European Commission (2015).
- Für Umrechnungen von Angaben von USD in EUR₂₀₁₅ ist eine im Rahmen des Projekts bereitgestellte Tabelle zu verwenden. Umrechnungen aus anderen Währungen in EUR₂₀₁₅ können analog unter Nennung der entsprechenden Wechselkurse und Erzeugerpreisentwicklungen vorgenommen werden.
- Ist-Kosten werden zudem häufig auf spätere Zeiträume fortgeschrieben, wofür die Lernkurvenmethodik verwendet wird. Dazu muss eine je nach Technologie spezi-

fische Lernrate ermittelt werden. Dies ist der Faktor, um den die Kosten pro Verdoppelung des Outputs (z. B. der installierten Leistung) sinken. Zur Ermittlung des jährlichen Outputs werden Werte aus globalen Szenarien verwendet.

2.2.4 Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

| | | | |
|--------------------------------------|---|---|---------|
| Kategorie | Ökonomie | Einheit | - |
| Indikator | Skala von 1 bis 5 (niedrig bis hoch) | Optimierungsrichtung des Indikators | Maximum |
| Teilindikatoren | Allgemeine Statureinschätzung Dt. und weltweite Publikationen im Vergleich: Jeweils Anzahl (Mittelwert 2014–2018) und mittlere jährliche Steigerung (Zeitraum 2014–2018) | Fortschreibung nach Jahrzehnten bis 2050 angestrebt? | Nein |
| Kurzbeschreibung des Optimums | Deutsche Unternehmen und Forschungseinrichtungen sind im internationalen Vergleich besonders aktiv in der Erforschung und Entwicklung der Technologie. | | |
| Anmerkung | Ggf. nur für Produktgruppe (z. B. Wasserentsalzungsverfahren) ermittelbar | | |

Mit diesem Kriterium soll erfasst werden, wie Deutschland industrieseitig im Vergleich zu anderen Ländern aufgestellt ist und wie sich die hiesige F&E-Landschaft von jener anderer Länder unterscheidet.

Bei sehr ähnlichen Untergruppen von Technologien (wie z. B. die beiden Arten des Direct-Air-Capture-Verfahrens oder die beiden Wasserentsalzungsanlagen) können vermutlich nur Aussagen für die gesamte Technologiegruppe und nicht für die jeweiligen Ausprägungen der Technologien getroffen werden (z. B. Artikel zu DAC).

Einerseits soll hier dargelegt werden, welche Erfahrungen es seitens der Industrie gibt, die Technologien in die internationalen Zielmärkte zu bringen. Die Bedeutung und der Status der Technologien wird anhand der relativen Position Deutschlands in diesem Technologiefeld betrachtet, d. h. es ist zu beurteilen, inwiefern eine Technologieführerschaft oder ein Zurückhängen hinter anderen Ländern zu erkennen ist. Dies kann der Vergleich zu einem jeweils technologieführenden Land bzw. einer Gruppe von in diesem Bereich seitens Industriepolitik und F&E besonders aktiven Ländern, eine aus allgemeinen medialen Wirtschaftsbetrachtungen abgeleitete Bewertung oder eine Schlussfolgerung aus den F&E-Outputs sein.

Für die Analyse ist es deswegen sinnvoll, zuerst das grundlegende Technikverständnis geklärt zu haben, um entsprechend passende Suchbegriffe für die Output-Analyse verwenden zu können und dabei ggf. schon einen ersten Eindruck davon zu bekommen, aus welchem Land bzw. von welchen Firmen hier die wesentlichen Innovationen ausgehen. Aus der Publikationsanalyse lassen sich dann in der Regel die Aussagen hinsichtlich der internationalen Aufstellung der deutschen Forschungslandschaft und damit auch (zumindest indirekt) der Industrie ableiten, weshalb es sich anbietet, diese Analysen entsprechend vor dem Ausfüllen und Begründen der Tab. 2-2 durchzuführen.

Tab. 2-2 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der betrachteten Technologie

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|--|---|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |
-

Da es sich bei Forschung und Entwicklung stets um Aktivitäten handelt, die in einen noch mindestens teilweise unbekanntem Bereich hinein operieren, ist es lediglich möglich, internationale Vergleiche und Trends zu betrachten, die dann für Deutschland ein relatives Bild bezogen auf die jeweilige Technologie zeichnen. Hierfür kann die Betrachtung auf der relativen Höhe entsprechender öffentlicher F&E-Budgets, auf Experteninterviews oder auf allgemeinen Berichten fußen, sofern diese verfügbar sind.

Des Weiteren soll hier der Bereich akademischer Forschung mit daraus resultierenden Publikationen betrachtet werden. Dabei ist zu beachten, dass sich die Publikationspraxis zwischen verschiedenen Ländern und Branchen unterscheiden kann. Dennoch dürfte ein Hinweis auf den Transfer von Grundlagenforschung in die kommerzielle Entwicklung möglich werden. Für die Analyse der Technologieforschung wird eine quantitative Analyse akademischer Publikationen zur betrachteten Technologie durch deutsche Universitäten und Forschungsinstitute im internationalen bzw. weltweiten Vergleich genutzt. Die Verortung des Leitautors ist bei Scopus nicht abfragbar, weshalb für den Fall der Nutzung von Scopus hilfsweise die Beteiligung einer in Deutschland angesiedelten Institution als Kriterium herangezogen wird. (Vereinfachend werden Publikationen mit dieser Eigenschaft im Rahmen dieses Berichts teilweise auch als *deutsche* Publikationen bezeichnet.)

Zur generellen Einordnung des langjährigen Publikationsgeschehens ist zunächst ein Liniendiagramm aus den Rohdaten der Publikationsanalyse zu erstellen und zu beschreiben. Dieses sollte die Entwicklung der absoluten Publikationszahlen in Deutschland, den USA und China sowie weltweit (einschließlich der drei vorgenannten Länder) im Zeitraum von 1995 bis 2018 darstellen. Besondere Merkmale der abgebildeten zeitlichen Verläufe können dabei ergänzend textlich beschrieben werden. Das Diagramm dient als Hintergrundinformation und ist selbst nicht Teil der Bewertung.

Aus den langjährigen Zahlen sind dann zur Bewertung der Publikationstätigkeit deutscher Akteure im Rahmen dieses Kriteriums die nachfolgend genannten Teilindikatoren abzuleiten:

- Absolute Anzahl deutscher und weltweiter (einschließlich deutscher) wissenschaftlicher Publikationen im Vergleich, dargestellt als Jahresmittelwert des Zeitraums 2014–2018. Anzugeben ist jeweils ein Indikatorwert für Deutschland und für die Welt.
- Mittlere jährliche Steigerungs- (oder bei negativem Vorzeichen Sinkrate) der Anzahl deutscher und weltweiter (einschließlich deutscher) wissenschaftlicher Publikationen im Zeitraum 2014–2018. Anzugeben ist jeweils ein Indikatorwert für Deutschland und für die Welt. Zur Berechnung der Werte wird eine

Regressionsgerade der jährlichen Publikationen im Zeitraum ermittelt, deren Steigung ins Verhältnis zum Mittelwert der Publikationen im Zeitraum gesetzt wird.

Beim gewählten Zeitraum 2014–2018 handelt es sich um den aktuellsten 5-Jahres-Zeitraum, für den zum Zeitpunkt der Durchführung der Analysen vollständige Scopus-Daten zur Verfügung stehen.

Als Basis für eine quantitative Analyse z. B. mittels Scopus oder einer anderen Analysesoftware sollte vom jeweiligen Bearbeitenden eine Liste relevanter Schlagworte für jede zu bewertende Technologie erstellt werden. Diese Liste ist zudem auch in der jeweiligen Abfragesyntax der verwendeten Tools darzustellen, um z. B. gezielt Suchbegriffe auszuschließen oder zu verknüpfen. Für die Durchführung der Recherche werden ergänzend zu dieser Beschreibung des Kriteriums durch die Projektleitung detaillierte Anleitungen zur Verfügung gestellt.

Die Teilindikatoren zur Publikationsanalyse sind für alle Technologien anzugeben. Es sei aber darauf hingewiesen, dass einzelne Technologien einerseits große Schwankungen der jährlichen Publikationszahlen und andererseits auch geringe Gesamtzahlen aufweisen können und die Ergebnisse in diesen Fällen mit großen statistischen Unsicherheiten behaftet sind. Die Aussagekraft der Indikatorwerte kann durch einen Abgleich mit der jeweiligen Grafik zur langjährigen Entwicklung der Publikationszahlen gut eingeschätzt werden.

2.2.5 Kriterium 5: Wasserbedarf

| | | | |
|--------------------------------------|---|---|--|
| Kategorie | Umwelt | Einheit | m ³ /MJ bzw. m ³ /t Output |
| Indikator | Spezifischer Wasserverbrauch | Optimierungsrichtung des Indikators | Minimum |
| Teilindikatoren | - | Fortschreibung nach Jahrzehnten bis 2050 angestrebt? | Ja (technischer Fortschritt) |
| Kurzbeschreibung des Optimums | Der Prozess erfordert innerhalb der Prozesskategorie die geringste Nutzungsmenge an Wasser. | | |
| Anmerkung | - | | |

Mithilfe dieses Kriteriums soll der mit dem Technologieeinsatz verbundene Wasserbedarf gemessen werden. Dieser ist jeweils spezifisch, d. h. für die energetische Umwandlung in m³/MJ und für die stoffliche Umwandlung in m³/t Output anzugeben. Der Wasserbedarf für vor- und nachgelagerte Infrastrukturen, wie z. B. Anlagen zur Energiebereitstellung, ist nicht Kern der Untersuchung, kann jedoch ergänzend im Textdokument angeführt werden. Falls die Datenlage es zulässt, sind Aussagen über perspektivisch zu erwartende Reduktionen im Wasserbedarf zu treffen. Falls hierzu keine Daten verfügbar sind, wird der gegenwärtige Wasserbedarf entweder bei berechtigter Annahme als konstant bis 2050 fortgeschrieben oder als *n. a.* gekennzeichnet, wenn keine Aussage getroffen werden kann.

2.2.6 Kriterium 6: Flächenbedarf

| | | | |
|--------------------------------------|---|---|--|
| Kategorie | Umwelt | Einheit | m ² /MW bzw. m ² /t Jahresproduktionskapazität |
| Indikator | Spezifischer Flächenverbrauch | Optimierungsrichtung des Indikators | Minimum |
| Teilindikatoren | - | Fortschreibung nach Jahrzehnten bis 2050 angestrebt? | Ja (technischer Fortschritt) |
| Kurzbeschreibung des Optimums | Der Prozess erfordert innerhalb der Prozesskategorie die geringste Nutzungsmenge an Fläche. | | |
| Anmerkung | - | | |

Mithilfe dieses Kriteriums wird der mit dem Technologieeinsatz verbundene Flächenbedarf gemessen. Dieser ist jeweils spezifisch, d. h. für die energetische Umwandlung in m²/MW und für die stoffliche Umwandlung in m²/t Jahresproduktionskapazität anzugeben. Der Flächenbedarf für vor- und nachgelagerte Infrastrukturen, wie z. B. Anlagen zur Energiebereitstellung oder Transportwege, ist nicht Kern der Untersuchung, kann jedoch ergänzend im Textdokument angeführt werden. Falls die Datenlage es zulässt, sind Aussagen über perspektivisch zu erwartende Reduktionen im Flächenbedarf zu treffen. Falls hierzu keine Daten verfügbar sind, wird der gegenwärtige Flächenbedarf entweder bei berechtigter Annahme als konstant bis 2050 fortgeschrieben oder als *n. a.* gekennzeichnet, wenn keine Aussage getroffen werden kann.

2.2.7 Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

| | | | |
|--------------------------------------|---|---|------------------------------|
| Kategorie | Umwelt | Einheit | - |
| Indikator | Skala von 1 bis 5 (keine bis viele) | Optimierungsrichtung des Indikators | Minimum |
| Teilindikatoren | Anzahl kritische Rohstoffe (+ ggfs. spez. Bedarf g/MW bzw. g/t Output) Anzahl Gefahrstoffe (+ ggfs. spez. Bedarf g/MW bzw. g/t Output) | Fortschreibung nach Jahrzehnten bis 2050 angestrebt? | Ja (technischer Fortschritt) |
| Kurzbeschreibung des Optimums | Der Prozess erfordert keine nennenswerten Mengen an kritischen Rohstoffen und Gefahrstoffen. | | |
| Anmerkung | - | | |

Mithilfe dieses Kriteriums wird der mit dem Technologieeinsatz verbundene Bedarf an kritischen Stoffen gemessen. Dieser wird in Form von 2 Teilindikatoren erhoben:

- **Kritische Rohstoffe:** Die Bewertungsbasis bildet die Übersicht derjenigen Rohstoffe, die von der EU als allgemein versorgungskritisch angesehen werden (Europäische Kommission 2017). Eine Übersicht bietet Tab. 2-3.

Tab. 2-3 Übersicht kritischer Rohstoffe

| | | | | | |
|--------------------|-----------|-----------|-----------|------------|----------------|
| Antimon | Baryt | Beryllium | Bismut | Borat | Cer |
| Dysprosium | Erbium | Europium | Flussspat | Gadolinium | Gallium |
| Germanium | Hafnium | Helium | Holmium | Indium | Iridium |
| Kobalt | Kokskohle | Lanthan | Lutetium | Magnesium | Naturkautschuk |
| Natürlicher Grafit | Neodym | Niob | Palladium | Phosphor | Phosphorit |
| Platin | Praseodym | Rhodium | Ruthenium | Samarium | Scandium |
| Siliciummetall | Tantal | Terbium | Thulium | Vanadium | Wolfram |
| Ytterbium | Yttrium | | | | |

Quelle: Europäische Kommission (2017)

- **Gefahrstoffe:** Hierunter sind Stoffe zu verstehen, die den in Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 dargelegten Kriterien entsprechen. Die Einordnung als Gefahrstoff kann demnach z. B. auf physikalischen Gefahren (Explosivität, Entzündbarkeit, ...), Gesundheitsgefahren (Akute Toxizität, Karzinogenität, ...) oder Umweltgefahren (Wassergefährdung) beruhen. Die Verordnung selbst ist zur Einordnung von Stoffen im Rahmen der Bearbeitung des Kriteriums weniger geeignet, hierfür bietet sich stattdessen ein Abgleich mit der GESTIS-Stoffdatenbank an (<https://www.dguv.de/ifa/gestis/gestis-stoffdatenbank/index.jsp>). Bei Gefahrstoffen kann es sich beispielsweise um Aminlösungen für Carbon-Capture-Prozesse oder um Thermoöle zum Einsatz in solarthermischen Anlagen handeln, deren Stoffeigenschaften einen Anreiz zur Entwicklung alternativer Verfahren darstellen können.

Für beide Teilaspekte ist zumindest die identifizierte Anzahl der Stoffe zu nennen, und die identifizierten Stoffe sind einzeln aufzulisten. Sofern in der Literatur verfügbar, kann optional der spezifische Bedarf für jeden kritischen Rohstoff (d. h. für die energetische Umwandlung in g/MW und für die stoffliche Umwandlung in g/t Jahresproduktionskapazität) bzw. für jeden Gefahrstoff (g/MW bzw. g/t Output) angegeben werden.

Der Rohstoffbedarf für vor- und nachgelagerte Infrastrukturen, wie z. B. Anlagen zur Energiebereitstellung oder Transportwege, ist nicht Kern der Untersuchung, kann jedoch ergänzend im Textdokument angeführt werden. Falls die Datenlage es zulässt, sind Aussagen über perspektivisch zu erwartende Reduktionen im Rohstoffbedarf erwünscht. Falls hierzu keine Daten verfügbar sind, sollte der gegenwärtige Rohstoffbedarf als konstant bis 2050 angegeben werden. Ebenso fließt nicht in die Bewertung mit ein, dass die Produkte der Gruppen Wasserspaltung, Syngas, Synthese und Aufbereitung selbst jeweils Gefahrstoffe darstellen. Bewertet wird nur, ob während der Produktionsprozesse *zusätzliche Gefahrstoffe* eingesetzt werden. Eine Einordnung in den Kontext der globalen Nachfrageentwicklung nach kritischen Stoffen ist im Rahmen von MENA-Fuels nicht vorgesehen.

Die Nennung der Anzahl kritischer Stoffe und auch die optionale Bestimmung spezifischer Einsatzmengen für die betrachteten Technologien sowie die Ausgabe einer Gesamteinschätzung (semi-quantitativ auf einer Skala von 1 bis 5, wobei ein sehr hoher Bedarf an kritischen Roh- und Gefahrstoffen der Wertung „5“ entspricht) kann deshalb nur als erstes Indiz betrachtet werden, ob mit dem großflächigen Einsatz der Technologie Herausforderungen in Hinblick auf die eingesetzten Materialien verbunden sein könnten. Die Gesamteinschätzung wird individuell unter Berücksichtigung

der Einsatzmenge, Ersatzmöglichkeiten und der perspektivischen Verwendung der jeweiligen kritischen Roh- und Gefahrstoffe vorgenommen.

Sofern die im Rahmen der Modellierung in Teilprojekt A.II identifizierten Kraftstoffpfade stark auf Modulen beruhen, die hier kritisch eingeschätzt wurden, wird ggfs. im Anschluss an die Modellierung eine tiefere Überprüfung des Stoffbedarfs dieser Module notwendig.

2.2.8 Kriterium 8: Flexibilität

| | | | |
|--------------------------------------|--|---|---------|
| Kategorie | Systemaspekte | Einheit | - |
| Indikator | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | Optimierungsrichtung des Indikators | Maximum |
| Teilindikatoren | - | Fortschreibung nach Jahrzehnten bis 2050 angestrebt? | Nein |
| Kurzbeschreibung des Optimums | Die Anlage kann flexibel je nach Verfügbarkeit von Einsatzstoffen und/oder Produktbedarf eingesetzt werden, d. h. sowohl kontinuierlicher als auch diskontinuierlicher Betrieb ist technisch möglich und der Teillastbetrieb hat keine negativen Auswirkungen auf die Lebensdauer oder den Wirkungsgrad. | | |
| Anmerkung | - | | |

Mithilfe dieses Kriteriums wird der Flexibilitätsgrad der Technologie gemessen. Variationen im Dargebot fluktuierender Inputs (z. B. bei fluktuierenden erneuerbaren Energien oder CO₂) und/oder im Bedarf an Produkten können zu hohen Lastwechselspannungen führen, die über eine entsprechende Dynamik in der Betriebsweise abzufedern sind. Für ein hohes Maß an Flexibilität sollte die Anlage sowohl kontinuierlichen (Volllast/Teillast) als auch diskontinuierlichen Betrieb leisten können, ohne dass negative Auswirkungen auf die Lebensdauer oder den Wirkungsgrad zu erwarten sind. Neben der Fahrweise wird unter dem Begriff der Flexibilität jedoch auch die Möglichkeit verstanden, die installierte Leistung durch einfaches Zuschalten weiterer Module linear zu erhöhen, worauf eine modulare bzw. dezentrale Bauweise schließen lässt. Das Kriterium ist semi-quantitativ auf einer Skala von 1 bis 5 zu bewerten, wobei der höchstmögliche Grad an Flexibilität der Wertung „5“ entspricht. Eine Fortschreibung nach Jahrzehnten wird für dieses Kriterium nicht angestrebt.

Es ist für jedes Modul transparent darzustellen, welche der oben genannten Aspekte (oder ggfs. weitere) bei der Einordnung der Flexibilität berücksichtigt wurden. Hierzu kann es auch hilfreich sein, den Zahlenwerten der Skala bestimmte für den Technologiebereich relevante Attribute zuzuordnen.

2.2.9 Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Carbon-Lock-in-Effekten

| | | | |
|--------------------------------------|---|---|---------|
| Kategorie | Systemaspekte | Einheit | - |
| Indikator | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | Optimierungsrichtung des Indikators | Minimum |
| Teilindikatoren | - | Fortschreibung nach Jahrzehnten bis 2050 angestrebt? | Nein |
| Kurzbeschreibung des Optimums | Weil die Technologie durch vergleichsweise kurze Planungs- und Nutzungsdauern sowie niedrige Investitionskosten gekennzeichnet ist und sich keine Abhängigkeiten von bestehenden fossilen Strukturen ergeben, erfolgt durch die großskalige Nutzung der Technologie keine langfristige Festlegung der technologischen Basis von Power-to-Fuels. | | |
| Anmerkung | - | | |

Mithilfe dieses Kriteriums wird qualitativ untersucht, inwieweit durch den Technologieeinsatz Strukturen in der technologischen Basis von Power-to-X langfristig festgelegt werden. Hinweise für solche Pfadabhängigkeiten ergeben sich zum einen aus langen Planungs- und Nutzungsdauern sowie hohen Investitionskosten je Megawatt, da hierdurch typischerweise eine langfristige Festlegung auf die Nutzung der Technologie und ein Umschwenken auf sich abzeichnende Alternativen erschwert wird. Ein allgemeines Beispiel für eine Technologie mit sehr hoher Gefahr von Pfadabhängigkeiten wäre die Kernenergie: Hierbei handelt es sich um sehr große Anlagen mit hohen spezifischen und absoluten Investitionskosten, welche mit sehr langen Lebensdauern von über 50 Jahren einhergehen. Ein frühzeitiger Rückbau wäre dadurch mit sehr hohen versunkenen Kosten verbunden und würde durch hohe Rückbaukosten mit ungeklärten Entsorgungsfragen nochmals erschwert.

Zum anderen deuten Abhängigkeiten von fossilen Strukturen, wie z. B. Industrieanlagen oder Kraftwerken auf eine Gefahr von (Carbon-)Lock-In-Effekten hin. Ein Beispiel für Carbon-Lock-In-Effekte wäre die großskalige Nutzung von fossilem CO₂ für die Kraftstoffsynthese, da hierdurch bestehende fossile Strukturen zur Sicherung der Rohstoffbasis von PtX gefestigt würden.

2.3 Ablauf der Bewertung in zwei Schritten

2.3.1 Schritt 1: Technologiebewertung gemäß Kriterienraster

Im ersten Schritt erfolgt die eigentliche Bewertung der 28 Bereitstellungstechnologien anhand der in Kapitel 2.2 dargestellten Kriterien und ihrer Indikatoren. Um den Rechercheaufwand möglichst gering zu halten, werden die Arbeiten nach Modulen auf verschiedene Bewerter verteilt. Hierbei besteht der Vorteil, dass üblicherweise Informationen zu mehreren Kriterien in derselben Publikation zu finden sind und so Synergien geschaffen werden. Bei der Recherche ist jeweils auch auf Literaturangaben zu achten, inwieweit bestimmte Bewertungsergebnisse als kritisch oder unsicher zu werten sind. Um die generierten Daten einheitlich zu sammeln, werden diese in

vorbereiteten Excel-Templates festgehalten, wovon jeweils ein Datenblatt für jede der sieben Technologiegruppen – Energie, Wasser, CO₂, H₂, Syngas, Synthese, Aufbereitung – besteht. Tab. 2-4 gibt einen ersten Eindruck in Form eines exemplarischen Auszugs für die Technologiegruppe „CO₂-Bereitstellung“.

Tab. 2-4 Exemplarischer Auszug aus dem Bewertungstemplate

| Technologiegruppe 3: CO ₂ -Bereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | | |
|--|--|--|--|-------|------|------|------|--------------------|--|---|------|------|------|--------------------|--|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Direct Air Capture (NT) | | | | | | Direct Air Capture (HT) | | | | | | |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | Quellen- angabe | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | Quellen- angabe | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht ----- TRL | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf - Gesamt | Endenergie- menge/ t CO ₂ | | | | | | | Endenergie- menge/ t CO ₂ | | | | | |
| | | spezifischer Endenergiebedarf elektrisch | | | | | | | | | | | | | |
| | | spezifischer Endenergiebedarf thermisch | MJ(th)/ CO ₂ | | | | | | | MJ(th)/ CO ₂ | | | | | |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/t CO ₂ | | | | | | €/t CO ₂ | | | | | | |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | | | | | | | | | | | | |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | | | | | | | | | | | | |
| | | Anzahl dt. Publikationen im int. Vergleich (2018) Dt. Publikationen im intern. Vergleich (Jährliche Steigerung des prozentualen Anteils dt. Publikationen an der Gesamtmenge weltweiter Publikationen; Jahre 2014-2018) | DE / Welt % / Jahr | | | | | | | DE / Welt % / Jahr | | | | | |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | |

2.3.2 Schritt 2: Relativer Vergleich von Technologien innerhalb einer Technologiegruppe

Im Anschluss an die grundlegende Bewertung werden die Einzelergebnisse eines Kriteriums einer Technologie in Relation zu Technologiealternativen innerhalb derselben Technologiegruppe gesetzt. Hierzu werden die Ergebnisse der Kriterienbewertung pro Technologiegruppe in eine vergleichende Darstellung überführt. Innerhalb dieser wird jedes Kriterium pro Technologie auf einer Farbskala (grün, gelb, rot) eingeschätzt. Hierbei entspricht die Farbe grün der (gänzlichen oder annähernden) Erreichung von Bestwerten innerhalb des Wertebereichs eines Kriteriums, während die Farben gelb und rot die Abweichungsstärke von den jeweiligen Bestwerten darstellen. Gelb entspricht einer moderaten und rot einer starken Abweichung. Eine beispielhafte Bewertung einer fiktiven Technologiegruppe ist in Abb. 2-1 dargestellt.

Da in diesem Vorhaben wie in Kapitel 1.1 beschrieben kein Ranking wie in einer klassischen MCA durchgeführt wird, erfolgt keine weitere Aggregation der Einzelergebnisse zu einem Gesamtscore einer jeden Technologie. Die zusammenfassende Farbgebung gibt jedoch mit einem Blick Hinweise darauf, bei welchen Kriterien eine Technologie weniger gut abschneidet, woraus wiederum Handlungsbedarf für Forschung, Entwicklung und Technologieförderung abgeleitet werden kann.

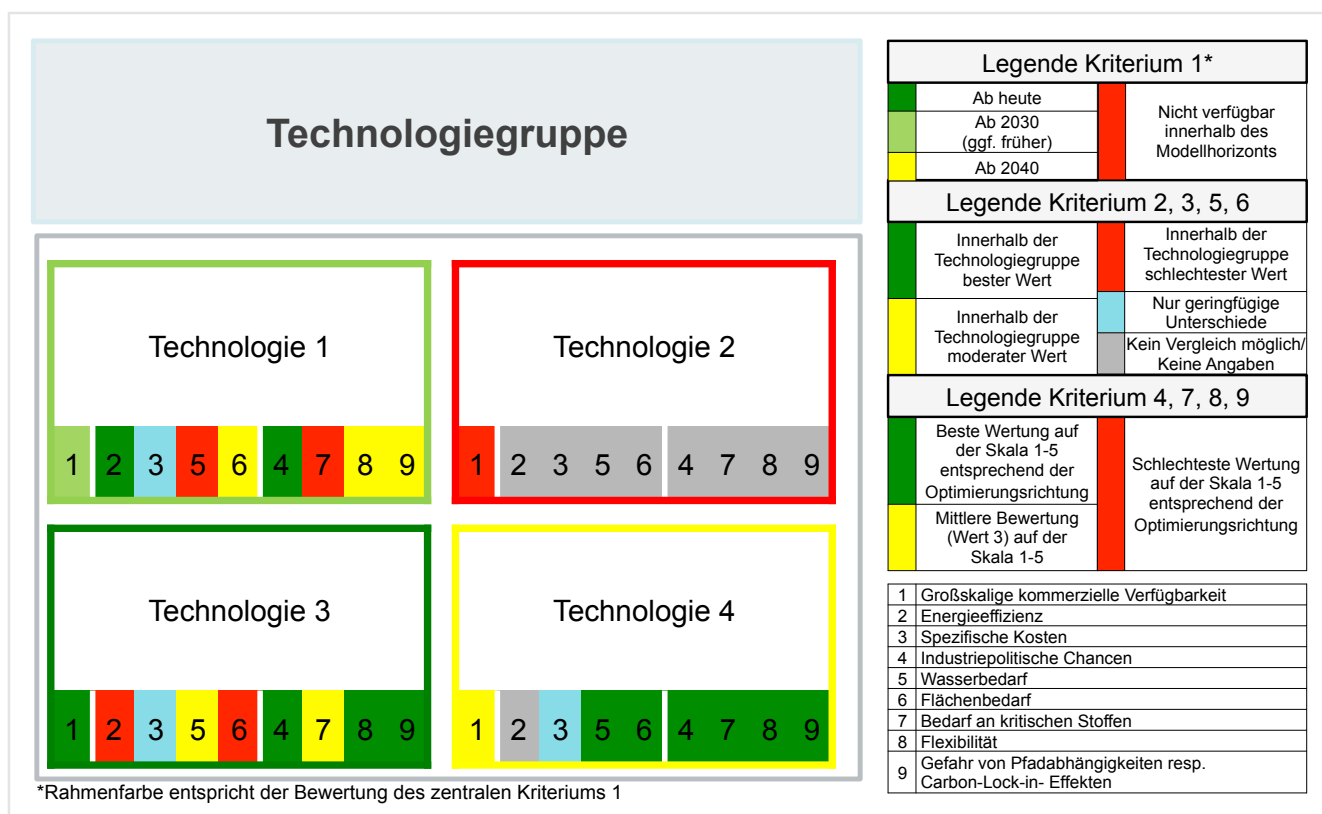


Abb. 2-1 Vergleichende Beispielschätzung einer fiktiven Technologiegruppe

Begründet in den teilweise qualitativen und teilweise quantitativen Daten der Kriterien, ergeben sich je nach Bewertungskriterium drei Legendengruppen für die Farbbewertung:

Kriterium 1 (GKV)

Kriterium 1 (GKV) wird dunkelgrün markiert, wenn eine Technologie bereits heute TRL 9 erreicht hat; hellgrün, wenn TRL 9 voraussichtlich im Jahr 2030 (oder ggf. früher) erreicht wird; gelb, wenn die voraussichtliche Erreichung im Jahre 2040 und rot, wenn eine Erreichung von TRL 9 nicht innerhalb des Modellhorizonts, d. h. vor dem Jahr 2050, angenommen wird. Im letzteren Fall werden die Kriterien 2-9 dieser Technologie nicht farblich eingeschätzt, da die entsprechende Technologie in den detaillierten Modellierungen im Rahmen von MENA-Fuels voraussichtlich nicht weiter betrachtet werden kann. Zur Kenntlichmachung des zentralen Kriteriums 1 entspricht auch die Rahmenfarbe der Kästen der Farbbewertung von Kriterium 1.

Kriterien 2, 3, 5, 6 (quantitativ)

Die zweite Gruppe umfasst die *quantitativen* Kriterien Energieeffizienz (2), Spezifische Kosten (3), Wasserbedarf (5) und Flächenbedarf (6). Innerhalb einer Technologiegruppe wird der Wertebereich pro Kriterium in Drittel unterteilt, begrenzt durch den jeweilig höchsten und niedrigsten Wert. In diese werden die jeweiligen Mittelwerte der Technologie einer Gruppe innerhalb des Bewertungszeitraums ab Erreichung von TRL 9 eingeordnet. Werte im unteren Drittel (bspw. die Technologie mit dem niedrigsten Wasserbedarf) werden grün dargestellt, Werte im mittleren Drittel gelb und Werte im oberen Drittel rot. Weisen zwei Werte nur einen geringfügigen

Unterschied auf, werden sie blau markiert. Eine Vergleichbarkeit der Farbgebung ist somit nur innerhalb der jeweiligen Technologiegruppe möglich.

Kriterien 4, 7, 8, 9 (semi-quantitativ)

Die dritte Legendengruppe bilden die Kriterien Industriepolitische Chancen (4), Bedarf an kritischen Stoffen (7), Flexibilität (8) und Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten (9). Diese vier *semi-quantitativ* eingeschätzten Kriterien werden farblich entsprechend ihrer Wertung auf der Bewertungsskala (Skala 1-5), unter Berücksichtigung der Optimierungsrichtung, markiert. Gute Skalenwerte werden grün, mittlere Werte gelb und schlechte Werte rot gekennzeichnet. Innerhalb dieser Legendengruppe ist eine Vergleichbarkeit aller Technologien möglich, da sich die Einschätzungen innerhalb einer Technologiegruppe nicht gegenseitig bedingen.

Tab. 2-5 fasst die einzelnen Bedingungen der Farbeinschätzungen aller Kriterien zusammen.

Tab. 2-5 Übersicht der Kriterieneinschätzung zur Erstellung des vergleichenden Farbschemas

| Kriterium | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|------------|--|---|---|------------------------------|---|---|---|------------------------------|-------------------------------|
| | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Energieeffizienz | Spezifische Kosten | Industriepolitische Chancen | Wasserbedarf | Flächenbedarf | Bedarf an kritischen Stoffen | Flexibilität | Gefahr von Pfadabhängigkeiten |
| Indikator | Jahr, in dem TRL 9 erreicht wird | Spezifischer Energiebedarf | Levelized Cost of Output | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | Spezifischer Wasserverbrauch | Spezifischer Flächenverbrauch | Skala 1-5 (keine bis viele) | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) |
| Optimum | Minimum | Minimum | Minimum | Maximum | Minimum | Minimum | Minimum | Maximum | Minimum |
| Berechnung | | Mittel der Werte ab Erreichung von TRL 9 bis 2050 | Mittel der Werte ab Erreichung von TRL 9 bis 2050 | Wert im Basisjahr | Mittel der Werte ab Erreichung von TRL 9 bis 2050 | Mittel der Werte ab Erreichung von TRL 9 bis 2050 | Mittel der Werte ab Erreichung von TRL 9 bis 2050 | Wert im Basisjahr | Wert im Basisjahr |
| Grün | Dunkelgrün: heute Hellgrün: 2030 | Mittelwert im unteren Drittel des Wertebereichs | Mittelwert im unteren Drittel des Wertebereichs | Skalenwerte 4 & 5 | Mittelwert im unteren Drittel des Wertebereichs | Mittelwert im unteren Drittel des Wertebereichs | Skalenmittelwert < 2,5 | Skalenwerte 4 & 5 | Skalenwerte 1 & 2 |
| Gelb | 2040 | Mittelwert im mittleren Drittel des Wertebereichs | Mittelwert im mittleren Drittel des Wertebereichs | Skalenwert 3 | Mittelwert im mittleren Drittel des Wertebereichs | Mittelwert im mittleren Drittel des Wertebereichs | Skalenmittelwert 2,5 bis 3,5 | Skalenwert 3 | Skalenwert 3 |
| Rot | Nach 2050 | Mittelwert im oberen Drittel des Wertebereichs | Mittelwert im oberen Drittel des Wertebereichs | Skalenwerte 1 & 2 | Mittelwert im oberen Drittel des Wertebereichs | Mittelwert im oberen Drittel des Wertebereichs | Skalenmittelwert > 3,5 | Skalenwerte 1 & 2 | Skalenwerte 4 & 5 |
| Blau | - | Nur geringfügige Unterschiede Berechnungshinweis: Größter Wert liegt weniger als 10% über dem kleinsten Wert | | - | Nur geringfügige Unterschiede Berechnungshinweis: Größter Wert liegt weniger als 10% über dem kleinsten Wert | | - | - | - |
| Grau | Kein Vergleich möglich | | | | | | | | |

3 Bewertungsergebnisse

3.1 Technologiegruppe 1: Energiebereitstellung

Diese Gruppe beinhaltet die folgenden Technologien:

- Concentrated Solar Power (CSP)
- Photovoltaik
- Windenergie (Onshore)

3.1.1 Concentrated Solar Power (CSP)

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Konzentrierende solarthermische Kraftwerke nutzen Solarstrahlung, um Wärme bei hohen Temperaturen zu erzeugen und – mittels konventioneller Wärmekraftwerke – diese Wärme in Strom zu wandeln. Um diese hohen Temperaturen zu erreichen, werden dem Lauf der Sonne nachgeführte Spiegelsysteme eingesetzt, um die direkte Solarstrahlung auf Wärmeübertrager zu konzentrieren. Die aufgenommene Energie wird an ein Wärmeträgerfluid abgegeben. Dieses wiederum transferiert die Wärme an einen Kraftwerksprozess, typischerweise einen Dampfturbinenkreislauf. Durch die Einbindung von Wärmespeichern ist diese Technologie in der Lage, unabhängig von der aktuellen Sonneneinstrahlung Strom zu produzieren. Dieser Unabhängigkeitsgrad von der Sonneneinstrahlung lässt sich auch durch die Anwendung mit fossilen oder erneuerbaren Brennstoffen betriebener Zusatzkessel erhöhen („backup capacity“).

Der Großteil der aktuell installierten und betriebsfähigen solarthermischen Kraftwerke lässt sich in zwei Anlagenkonzepte gruppieren:

- Parabolrinnenkraftwerke, bei denen die Konzentration der Solarstrahlung durch die Anwendung von Spiegelrinnen erfolgt, durch deren Brennlinie ein synthetisches Wärmeträgeröl fließt, welches wiederum die Wärme an einen Dampfkreislauf überträgt.
- Solarturmkraftwerke, bei denen die Solarstrahlung auf einen zentralen Strahlungsempfänger („Receiver“) konzentriert wird, der auf einem Turm angebracht ist. Dafür werden zweiachsige, der Sonne nachgeführte Spiegel eingesetzt – die sogenannten Heliostate.

Darüber hinaus soll die Weiterentwicklung von Anlagenkonzepten, die auf linearen Fresnel-Kollektoren basieren, betrachtet werden. Chaanaoui et al. (2016) schätzen den Entwicklungsstand von Kraftwerken mit linearen Fresnel-Kollektoren auf TRL 8, denn obwohl die technische Machbarkeit von solchen Anlagen durch mehrere Pilotprojekte demonstriert wurde, fehlen noch Erfahrungen mit der großskaligen Anwendung. Die Weiterentwicklung solcher Konzepte verspricht Reduktionen des Flächenbedarfs für das Kollektorfeld. (Morin et al. 2012)

Ein sehr wichtiger Schritt im Stromerzeugungsprozess ist die Kondensation des Abdampfes aus der letzten Niederdruckturbine. Das Erreichen niedriger Kondensat-Temperaturen ist entscheidend, um niedrige Turbinengegendrücke zu erreichen, was wiederum den Wirkungsgrad des Stromerzeugungsprozesses beeinflusst. Im Allgemeinen werden heute in CSP-Anlagen zwei Arten von Kühlsystemen eingesetzt: (a)

wassergekühlte Systeme, die Wasser als Mittel zur Aufnahme von Wärme aus dem Dampf verwenden, indirekt über einen Kondensator, (b) luftgekühlte Systeme, in denen Luft als Hauptmedium zur Aufnahme von Wärme aus dem Dampf verwendet wird. (Hooman et al. 2017) Aufgrund des besonders kritischen Charakters der Wasserressourcen in der MENA-Region wird die Anwendung luftgekühlter Systeme in der weiteren Analyse jedoch als Voraussetzung für jegliche zukünftige Investition in solarthermische Kraftwerke in der Region betrachtet.

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Solarthermische Kraftwerke sind kommerziell verfügbar. Sie werden zunehmend in Ländern mit geeigneten Sonneneinstrahlungszuständen eingesetzt, um den erneuerbaren Anteil des jeweiligen nationalen Strommixes zu erhöhen. Laut dem internationalen CSP-Netzwerk SolarPACES lag in 2020 die weltweit installierte Leistung von solarthermischen Kraftwerken bei circa 6 GW (SolarPACES 2020a) – siehe auch Abb. 3-1. Die häufigste Größe der im Jahr 2018 in Betrieb befindlichen Anlagen betrug 50 MW Nennleistung. Allerdings werden schon höhere Nennleistungen (z. B. bis zu 390 MW beim Ivanpah-Kraftwerk in Kalifornien) realisiert. Darüber hinaus weisen etwa die Hälfte der in Entwicklung oder im Bau befindlichen Projekte Nennleistungen von 100 MW oder höher auf (SolarPACES 2020b).

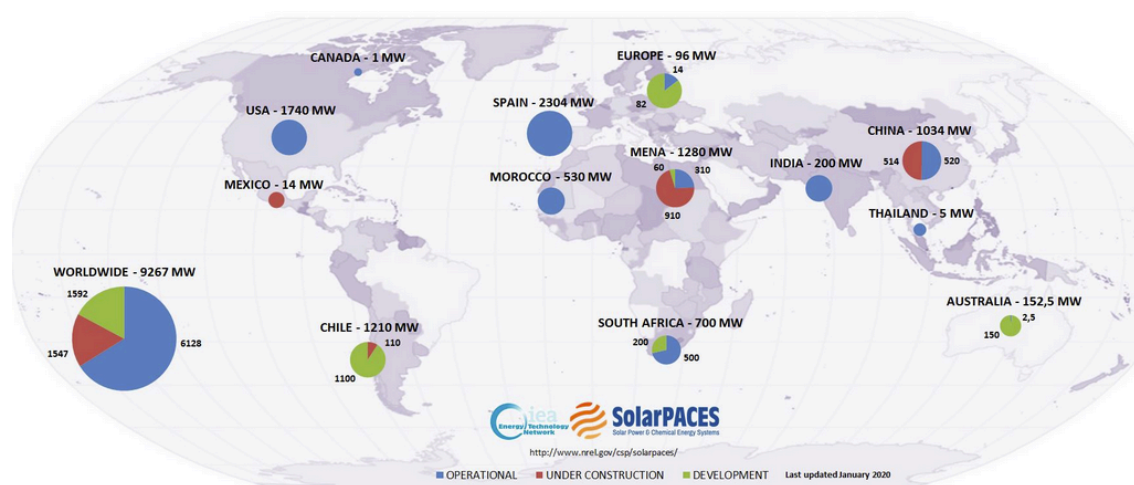


Abb. 3-1 Weltweiter Einsatz von solarthermischen Kraftwerken

Quelle: SolarPACES (2020a)

Verglichen mit anderen erneuerbaren Stromtechnologien ist die Entwicklung des globalen Marktes für solarthermische Kraftwerke in den letzten 3-4 Dekaden langsam gewesen. Lilliestam (2018) analysiert die Entwicklung des globalen Marktes solarthermischer Kraftwerke und schlägt ein Vierphasenmodell vor (vgl. Abb. 3-2). Nach den ersten großskaligen Demonstrationsprojekten in Kalifornien in den späteren 1980er Jahren (erste Phase) kam es nach Auslaufen des ersten amerikanischen Förderprogramms zu einem langen Stillstand in dem globalen Sektor. Die Einführung eines Einspeisetarifs 2007 in Spanien belebte den Sektor (Anfang der zweiten Phase). Diese Politik wurde in 2012 in Spanien wieder eingestellt, allerdings wurden fördernde Politiken in anderen Ländern – wie Südafrika, Indien und USA – auf den Weg gebracht,

sodass zwischen 2013 und 2016 nur eine Verlangsamung des globalen Marktes erkennbar ist (dritte Phase). Eine neue Phase der Beschleunigung deutet sich ab 2016 an, die insbesondere durch neue Akteure und Länder – wie China, chinesische Technologieunternehmen und Investoren aus arabischen Ländern – gekennzeichnet wird. Diese neue Konstellation von Akteuren hat dem Weltmarkt für solarthermische Kraftwerke einen neuen Impuls gegeben.

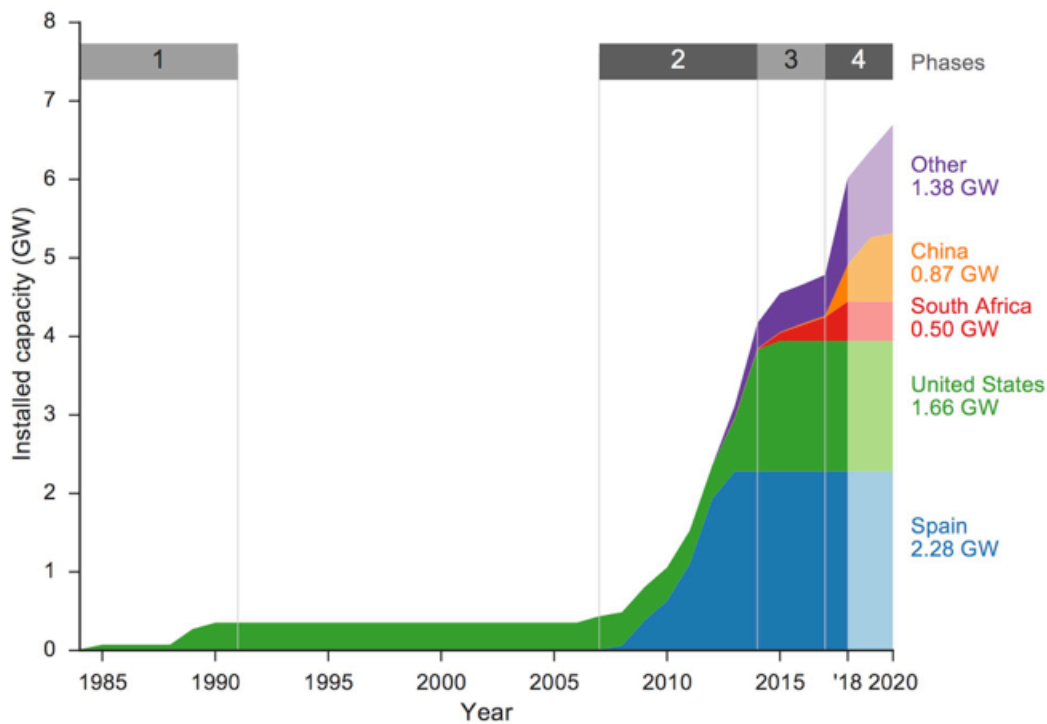


Abb. 3-2 Vierphasenmodell zur Entwicklung des globalen Marktes solarthermischer Kraftwerke

Quelle: Lilliestam (2018)

Für die weitere Analyse im Rahmen der Zielsetzung des Projekts MENA-Fuels kann davon ausgegangen werden, dass sowohl Parabolrinnen- als auch Solarturmkonzepte als Stromlieferanten für die Produktion synthetischer Kraftstoffe in der MENA-Region eingesetzt werden können. Diese sind Kraftwerkskonzepte, die schon heute in großen Skalen kommerziell verfügbar sind und einen TRL von 9 aufweisen.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Die Effizienz der gesamten Umwandlung von Sonneneinstrahlung zu elektrischem Strom hängt maßgebend von zwei Faktoren ab: Dem Konzentrationsgrad der Sonneneinstrahlung und der Betriebstemperatur (vgl. Abb. 3-3). Die heute kommerziell eingesetzten Technologien erreichen Wandlungseffizienzen von etwa 15 % bis 18 % (Fisher et al. 2017). Die Weiterentwicklung von Kraftwerken mit höheren Betriebstemperaturen verspricht Umwandlungseffizienzen von über 20 %, die bald erreicht werden können. Hierfür ist die Weiterentwicklung von Konzepten wie die solare Direktverdampfung, die Anwendung von neuartigen Wärmeträgern (wie Salzschnmelze oder Luft), die Entwicklung von solarthermischen Receivern für Betriebstemperaturen von über 700 °C und die Anwendung von thermodynamischen Kreisprozessen mit höheren Wirkungsgraden von besonderer Bedeutung (Dunham und Iverson 2014;

Fuqiang et al. 2017; IEA 2014; Islam et al. 2018; Reyes-Belmonte et al. 2016; Viebahn et al. 2018b).

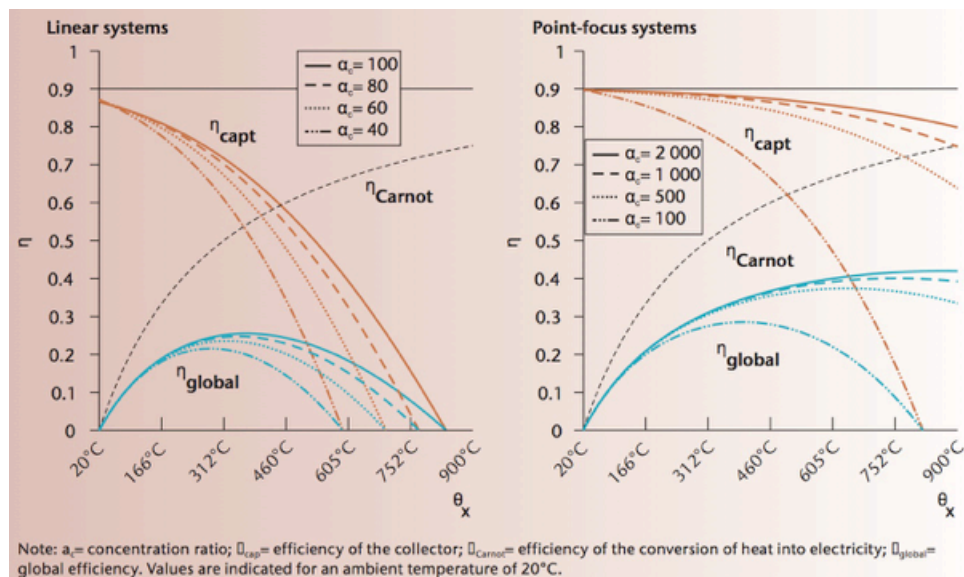


Abb. 3-3 Wirkungsgrade in Abhängigkeit von der Betriebstemperatur und den Konzentrationsverhältnissen des Konzentratorenfeldes

Quelle: IEA (2014)

Für den Fall der Produktion synthetischer Kraftstoffe in der MENA-Region kann für neue oder im Bau befindliche Projekte von einer Umwandlungseffizienz von 15 % ausgegangen werden. Wie in Abb. 3-3 dargestellt, sind weitere Zunahmen der Wirkungsgrade physikalisch noch möglich. Werden zukünftig sowohl Solarturm- als auch Parabolrinnenkonzepte in ähnlichem Umfang genutzt, könnte die durchschnittliche Umwandlungseffizienz von neuen Kraftwerken in 2050 in der MENA-Region auf etwa 25 % ansteigen (Tab. 3-1). Das würde grob einer Zukunft entsprechen, in der Parabolrinnen eine Effizienz von 20 % erreicht oder überschritten haben und Solarturmprojekte sich einer Effizienz von 30 % nähern.

Tab. 3-1 Angenommene Fortschreibung der Umwandlungseffizienz von solarthermischen Kraftwerken bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------------|------|------|------|------|
| Umwandlungseffizienz [%] | 15 | 18 | 22 | 25 |

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Wie zu Beginn des Kapitels erwähnt, ist die Entwicklung des globalen Marktes für solarthermische Kraftwerke in den letzten 3–4 Dekaden relativ langsam verlaufen. Allerdings sind in dieser Zeit schon signifikante Kostenreduktionen erreicht worden (Lilliestam 2018). Der globale durchschnittliche Wert der Stromgestehungskosten ist von 0,66 USD/kWh (in 1985) auf 0,12 USD/kWh (letzte Projekte von 2018 bis 2020) gesunken. Allerdings variieren die Kosten stark zwischen einzelnen Projekten und Kraftwerkskonzepten. So liegen die Kosten der letzten Projekte, die Parabolrinnenkraftwerke einsetzen, zwischen 0,10 USD/kWh und 0,20 USD/kWh. Die Variation der Solarturmprojekte im selben Zeitraum ist etwas breiter, zwischen 0,07 USD/kWh und

0,22 USD/kWh (vgl. Abb. 3-4). Für beide Kraftwerkskonzepte ist zu beobachten, dass durch Einsatz größerer Speicherkapazitäten (über 8 Stunden) die niedrigsten Stromgestehungskosten erreicht werden.

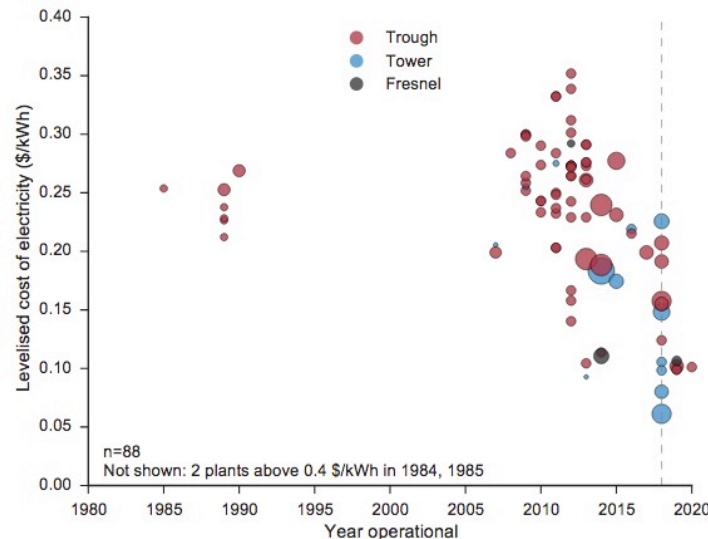


Abb. 3-4 Entwicklung der spezifischen Kosten von thermischen Solarkraftwerken

Quelle: Lilliestam (2018)

Darüber hinaus sind geographische Gegebenheiten und Finanzierungsbedingungen wichtige Einflussfaktoren auf die Stromgestehungskosten einzelner Projekte. Im Fall von Marokko werden von Dieckmann et al. (2017) Stromgestehungskosten zwischen 0,15 USD/kWh und 0,19 USD/kWh für Projekte im Jahr 2015 abgeschätzt. In derselben Studie werden Kosten zwischen 0,08 USD/kWh und 0,12 USD/kWh für Projekte ab 2025 erwartet. Wichtige Annahmen dieser Studie für das Jahr 2025 sind:

- Einbindung von Speicherkapazitäten von 7,5 Stunden für Parabolrinnenanlagen und 9 Stunden für Solarturmanlagen
- Anwendung von Salzschnmelze als Wärmeträgermittel in beiden Anlagenkonzepten und konsequente Steigerung der Betriebstemperaturen
- Anwendung von Trockenkühlungssystemen
- 7,5 % gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten bei 25 Jahren wirtschaftlicher Nutzungsdauer

Die von Dieckmann et al. (2017) untersuchten Kostensparmöglichkeiten implizieren eine gesamte Abnahme der Stromgestehungskosten um ca. 50 % in der Zeitperiode 2015–2025. Während der letzten Verdoppelung der global installierten Kapazitäten – zwischen 2013 und 2018 – sind die durchschnittlichen spezifischen Kosten der Technologie um etwa 30 % gesunken (Lilliestam 2018). Betrachtet man die aktuell angestrebten Weiterentwicklungen – wie noch höhere Betriebstemperaturen und die Anwendung von hocheffizienten thermodynamischen Kreisprozessen – und geht man von einem ständigen Wachstum des globalen Marktes aus, scheint eine weitere Kostenabnahme von bis zu 30 % für die folgende Periode 2025–2050 plausibel zu sein.

Basierend auf den von Dieckmann et al. (2017) genannten Mittelwerten für die Jahre 2015 und 2025 und der Anwendung einer einfachen linearen Regression wird die in Tab. 3-2 dargestellte Fortschreibung der Stromgestehungskosten für Projekte in der MENA-Region angenommen.

Tab. 3-2 Angenommene Fortschreibung der Stromgestehungskosten von solarthermischen Kraftwerken in der MENA-Region bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--|--------|--------|--------|--------|
| Stromgestehungskosten [USD ₂₀₁₇ /kWh] | 0,138 | 0,116 | 0,095 | 0,074 |
| Stromgestehungskosten [EUR ₂₀₁₅ /MJ] | 0,0332 | 0,0281 | 0,0229 | 0,0178 |

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Deutsche Unternehmen und Forschungseinrichtungen decken ein breites Spektrum an Komponenten, Subsystemen und professionellen Dienstleistungen ab, die für den Einsatz von solarthermischen Kraftwerkstechnologien erforderlich sind (DCSP 2019). Deutsche Unternehmen waren in der oben genannten zweiten Entwicklungsphase – d. h. während der Investitionswelle in solarthermische Kapazitäten in Spanien – besonders aktiv. Erwähnenswert sind auch die Erfahrungen der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) bei der Begleitung großer solarthermischer Projekte in Marokko (KfW 2016). Auf dem Weltmarkt für solarthermische Kraftwerke hat die deutsche Industrie generell eine relevante Position erlangen können. Daher wird ihre internationale Aufstellung als „wettbewerbsfähig“ eingestuft (vgl. Tab. 3-3).

Tab. 3-3 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich solarthermischer Kraftwerkstechnologien

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|--|--|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis Juli 2019 angewendet: ["solar thermische Kraftwerke" OR "Concentrated solar power" OR "Parabolic Trough" OR "Solar Tower" OR ("Linear fresnel" AND power") OR ("Solar receiver" AND power) OR ("Direct steam generation" AND „solar power“) OR ("Thermal energy storage" AND "solar power") OR ("Phase change material" AND "Solar power")]. Gemessen an der Anzahl von referierten Publikationen haben in Deutschland tätige Autorinnen und Autoren in den letzten zwei Dekaden die betrachtete Technologie intensiv beforscht (vgl. Abb. 3-5). Die weltweite Anzahl referierter Publikationen in diesem Technologiefeld hat in den letzten 10 Jahren stark zugenommen. Sie lag im Jahr 2008 bei 105 Beiträgen und erreichte 1.002 Artikel im Jahr 2018. Die Forschung in Deutschland ist diesem Trend gefolgt. So ist die jährliche Veröffentlichung referierter Publikationen mit Beteiligung deutscher Forschungsinstitute von 14 im Jahr 2008 auf 77 Artikel im Jahr 2018 gestiegen.

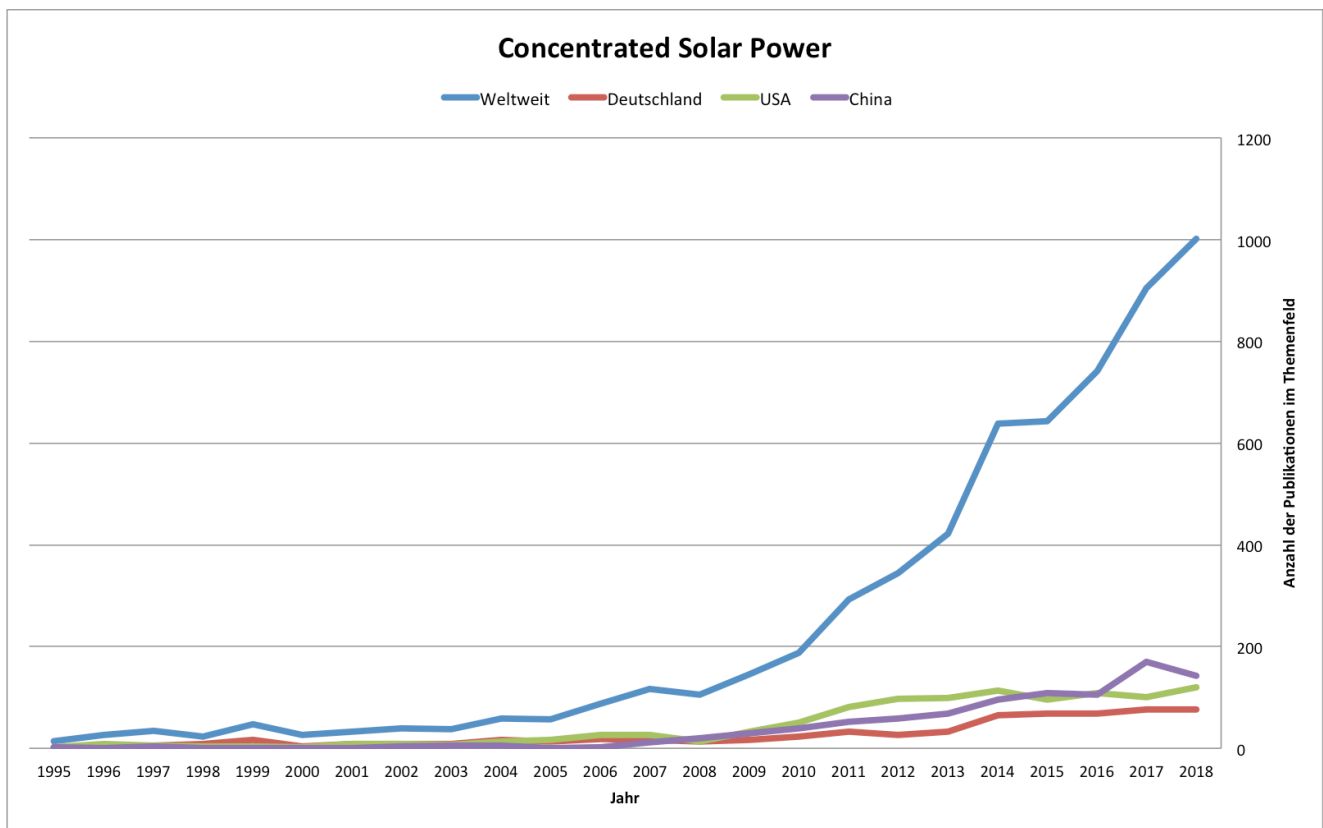


Abb. 3-5 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld solarthermische Kraftwerke

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 786 Artikeln pro Jahr, davon 71 pro Jahr (9 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 13 %, während die Publikationen unter deutscher Beteiligung unterdurchschnittlich mit lediglich 4 % pro Jahr zunahmen.

Bildet man eine Rangfolge der weltweit veröffentlichten Artikel nach Forschungsförderern, erscheinen 3 europäische Institutionen in den Top 10 (vgl. Abb. 3-6). Diese Beobachtung könnte ein Indiz dafür sein, dass die gesamt-europäische Forschungspolitik (und Industriepolitik) eine zentrale Bedeutung für die Forschung und Entwicklung der Technologie gehabt haben könnte.

Eine starke Wettbewerbsfähigkeit der deutschen solarthermischen Kraftwerksindustrie lässt sich aus der Kombination von gut platzierten Industrie-Akteuren und weltweit relevanten Forschungskapazitäten ableiten. Darüber hinaus, und unter Betrachtung der bei Kriterium 1 erwähnten neuen Konstellationen von Akteuren im internationalen Markt, scheint die gemeinsame europäische Perspektive und entsprechende Politik von großer Bedeutung zu sein, um die Relevanz in der zukünftigen weltweiten Forschungs- und Industrielandschaft dieser Technologie beizubehalten. Auch die Bildung von stabilen industriepolitischen Beziehungen mit Ländern der MENA-Region kann wichtig sein, um die europäische Industrie für solarthermische Kraftwerkstechnologien im wachsenden internationalen Markt zu konsolidieren.

Unter Berücksichtigung der im weltweiten Vergleich gut positionierten Industrie und Forschungslandschaft wird das Kriterium „Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen“ mit der Wertung „4“ auf einer Skala von 1 bis 5 versehen.

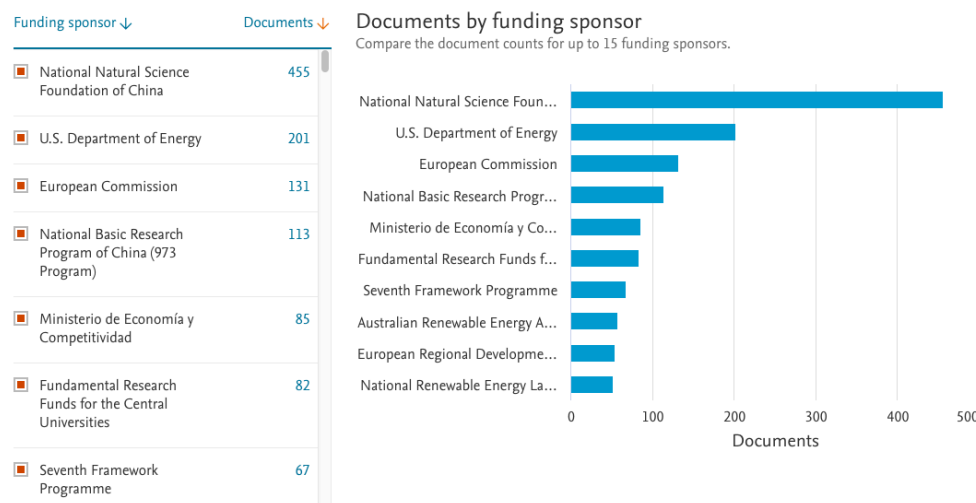


Abb. 3-6 Weltweite Top 10 der Forschungsförderer zum Thema solarthermische Kraftwerke, gemessen an der Anzahl von Publikationen (von 1995 bis 2019), die den jeweiligen Förderer explizit nennen

Kriterium 5: Wasserbedarf

Bei allen heute kommerziell verfügbaren Anlagenkonzepten ist Wasser ein essenzielles Betriebsmittel. Nach Bruch et al. (2019) lässt sich der Wasserbedarf bei solarthermischen Anlagen in drei Anteile oder Funktionen gruppieren:

- 1 | Reinigung der Spiegel: durchschnittlicher Wasserbedarf von etwa 0,3 m³/MWh
- 2 | Thermodynamischer Kreislauf: etwa 0,5 m³/MWh
- 3 | Kühlungssystem: bis zu 3,5 m³/MWh bei der Anwendung von herkömmlichen Kühltürmen

Bei Anwendung von herkömmlichen Kühltürmen erreicht der gesamte Wasserbedarf eines solarthermischen Kraftwerks mehr als 4 m³/MWh. Das ist auch im Vergleich mit fossilen Referenztechnologien ein relativ hoher Wert – so wird etwa für herkömmliche Kohlekraftwerke ein Wasserbedarf von etwa 3 m³/MWh angenommen (Spang et al. 2014).

Eine wichtige Möglichkeit zur Reduktion des Wasserbedarfs ist die Anwendung von Trockenkühlssystemen, welche Luft als Kühlmittel einsetzen. Dadurch lässt sich der gesamte Wasserbedarf von solarthermischen Anlagen um bis zu 90 % reduzieren (Bruch et al. 2019; Wang et al. 2016). Trockenkühlssysteme sind kommerziell und großskalig verfügbar. So verfügt beispielsweise die oben genannte Ivanpah-Anlage in der kalifornischen Wüste über ein solches Kühlsystem. Allerdings geht die Anwendung von Trockenkühlssystemen mit höheren Investitionskosten und höherem Eigenstrombedarf einher.

Darüber hinaus wird vermehrt an der Realisierung von Wassersparpotentialen bei der Reinigung der Spiegel gearbeitet. Hierzu werden verschiedene Konzepte verfolgt, von der Optimierung vorhandener Reinigungskonzepte (Rohani et al. 2019) über die Nutzung von neuartigen Beschichtungen – um die Anhaftung von Schmutz zu reduzieren – (Aranzabe et al. 2018) bis hin zur Verwendung von elektrodynamischen Beschichtungen (electrodynamic screens, EDS), die eine Reinigung durch die Erzeugung von elektromagnetischen Feldern auf den Spiegeloberflächen ermöglichen (Eriksen et al.

2018; Mazumder et al. 2017). Nach Rohani et al. (2019) kann der Wasserbedarf für die Reinigung durch die Optimierung von vorhandenen Reinigungsprozessen nur um 18,7 % reduziert werden. Bei einer Kombination verschiedener wassersparender Konzepte sollte es möglich sein, den Wasserbedarf für die Reinigung um bis zu 90 % zu reduzieren (DLR 2020).

Im Rahmen des Projekts MENA-Fuels und unter Betrachtung der allgemeinen Wasserknappheit der Region (Al-Saidi et al. 2016; Keulertz und Allan 2019) wird die Anwendung von trockenen Kühlsystemen als erforderlich angenommen, so dass der gesamte Wasserbedarf jeder neuen solarthermischen Anlage in 2020 auf etwa 1 m³/MWh eingeschätzt wird. Darüber hinaus wird eine Weiterentwicklung von wassersparenden Konzepten bis 2050 erwartet, die den gesamten Wasserbedarf auf etwa 0,5 m³/MWh reduzieren sollen. Es wird hier die in Tab. 3-4 dargestellte zeitliche Fortschreibung angenommen.

Tab. 3-4 Angenommene Fortschreibung des Wasserbedarfs von solarthermischen Kraftwerken in der MENA-Region bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|------------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| Wasserbedarf [m ³ /MWh] | 1 | 0,85 | 0,60 | 0,50 |
| Wasserbedarf [m ³ /MJ] | 0,00028 | 0,00024 | 0,00017 | 0,00014 |

Kriterium 6: Flächenbedarf

Der Großteil des Flächenbedarfs solarthermischer Kraftwerke bezieht sich auf das Areal, welches für die Spiegelsysteme benötigt wird. Hernandez et al. (2014) schätzen einen durchschnittlichen leistungsbezogenen Flächenbedarf von ca. 0,03 m²/W (entsprechend einer Flächeneffizienz von 33,9 W/m²) für alle bis 2013 in Kalifornien in Betrieb befindlichen solarthermischen Kraftwerke. Allgemein fällt der leistungsbezogene Flächenbedarf von Parabolrinnenkraftwerken in den USA (0,038 m²/W) etwas niedriger aus als der von Solarturmkraftwerken (0,040 m²/W; Ong et al. 2013). Anders verhält sich der erzeugungsbezogene Flächenbedarf. In diesem Fall weisen Solarturmkraftwerke etwas niedrigere Flächenbedarfe (13 m²/MWh/Jahr) auf als Parabolrinnenkraftwerke (15,8 m²/MWh/Jahr) (ebenda). Darüber hinaus ist die Konfiguration des thermischen Kraftwerks entscheidend. Insbesondere die Anwendung von thermischen Speichern bedeutet eine Zunahme des leistungsbezogenen Flächenbedarfs. Dieser Effekt lässt sich in Tab. 3-5 gut erkennen, die den gesamte Flächenbedarf vier existierender solarthermischer Kraftwerke vergleicht. Bei der Anwendung von Speichern können leicht niedrigere erzeugungsbezogene Flächenbedarfe erwartet werden (Turchi et al. 2010). In der genannten Studie von Ong et al. (2013) wurde der Einfluss dieses Faktors auf den Flächenbedarf statistisch nicht isoliert betrachtet. Grund hierfür könnte eine unzureichende Datengrundlage gewesen sein. Umfassendere Studien sind notwendig, die auch die gestiegene Vielfalt an technischen Konzepten und Projekten betrachten.

Tab. 3-5 Vergleich des Flächenbedarfs von vier ausgewählten kommerziellen solarthermischen Projekten

| Projektname | Land | Konzept | Speicher [h] | Nennleistung [MW] | Fläche [ha] | Flächenbedarf [m ² /W] |
|-------------|---------|--------------|-----------------|----------------------|----------------|--------------------------------------|
| Solnova | Spanien | Parabolrinne | nein | 50 | 120 | 0,024 |
| Badajoz | Spanien | Parabolrinne | nein | 50 | 130 | 0,026 |
| Andasol | Spanien | Parabolrinne | 7,5 | 50 | 200 | 0,040 |
| Ivanpah | USA | Solarturm | nein | 392 | 1457 | 0,037 |

Quelle: ITP (2018)

Leichte Reduktionen des Flächenbedarfs sind zu erwarten, insbesondere im Zuge der Steigerung der Umwandlungseffizienz. Darüber hinaus kann der Flächenbedarf für das Kollektorfeld in Kraftwerkskonzepten mit linearen Fresnel-Kollektoren 20 % niedriger sein als bei Parabolrinnenkraftwerken (Morin et al. 2012). Chaanaoui et al. (2016) schätzen den Entwicklungsstand von Kraftwerken mit linearen Fresnel-Kollektoren auf TRL 8, denn obwohl die technische Machbarkeit von solchen Anlagen durch mehrere Pilotprojekte demonstriert wurde, fehlen noch Erfahrungen mit der großskaligen Anwendung. Ausgehend vom heutigen Entwicklungsstand aller solarthermischen Kraftwerkskonzepte scheinen die physikalischen Möglichkeiten für stärkere Absenkungen des Flächenbedarfs insgesamt begrenzt zu sein.

Für den Fall der Produktion von synthetischen Kraftstoffen in der MENA-Region kann von einem durchschnittlichen Flächenbedarf von 0,04 m²/W für heutige Projekte ausgegangen werden. Leichte Absenkungen von bis zu 20 % können auf Grund von Steigerungen der Umwandlungseffizienz sowie des eventuellen kommerziellen Durchbruchs von linearen Fresnel-Kollektoren bis 2050 erwartet werden. Es wird hier die in Tab. 3-6 dargestellte zeitliche Fortschreibung angenommen.

Tab. 3-6 Angenommene Fortschreibung des Flächenbedarfs solarthermischer Kraftwerke in der MENA-Region bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Flächenbedarf [m ² /W] | 0,040 | 0,037 | 0,035 | 0,032 |
| Flächenbedarf [m ² /MW] | 40000 | 37000 | 35000 | 32000 |

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Nach Wissensstand der Autoren sind keine kritischen Rohstoffe für die Produktion bzw. den Betrieb von solarthermischen Kraftwerken notwendig. Wichtig scheint der Bedarf an Silber und thermischen Salzen (eine Mischung aus Kaliumnitrat, Natriumnitrat und Calciumnitrat) (Viebahn et al. 2014). Allerdings gehören weder Silber noch die Bestandteile der thermischen Salze zu der von der EU-Kommission definierten Gruppe kritischer Rohstoffe.

In Bezug auf Gefahrstoffe sind die Wärmeträger- und Speichermedien besonders relevant, die in den heutigen herkömmlichen solarthermischen Kraftwerken eingesetzt werden.

Als Wärmeträger werden in der Regel Thermoöle eingesetzt. Hauptbestandteile von kommerziellen Thermoölen sind Biphenyl und Diphenylether (Pérez et al. 2018).

Beide sind in der GESTIS-Stoffdatenbank als umweltgefährliche Stoffe eingestuft und mit Reizwirkungen (Augen und/oder Haut) verbunden (IFA 2020). Steigende Anwendungen neuartiger silikonbasierter Wärmeträger sind in der näheren Zukunft denkbar. Die Betriebssicherheit dieser Substanzen wurde bestätigt (Hilgert et al. 2019). Allerdings sind mögliche Gesundheitsgefahren durch Substanzen, die sich während des Betriebs bilden können, noch nicht völlig geklärt worden.

Nitratsalze sind die am häufigsten benutzten Speichermedien. Verglichen mit kommerziellen Thermoölen scheint die Umweltgefährdung durch Nitratsalze niedrig zu sein (Pérez et al. 2018). Im Betrieb werden Nitratsalze durch Korrosionsreaktionen mit Schwermetallen angereichert, was z. B. zur Chromatbildung führt. Die eigentliche Gefährdung (und nötige Maßnahmen), die sich aus diesen Zuständen ableiten, sind noch zu klären. (Brough et al. 1967)

Auf einer Skala von 1 (kein) bis 5 (sehr viel) wird der allgemeine Bedarf an kritischen Stoffen für solarthermische Kraftwerke mit der Wertung „3“ versehen, was den beschriebenen Bedarf an Gefahrstoffen ausdrücken soll.

Kriterium 8: Flexibilität

Maßgebende Flexibilitätsherausforderung für den Betrieb von solarthermischen Kraftwerken ist die fluktuierende Verfügbarkeit der Sonnenstrahlung, verursacht durch die regelmäßige Wechselfolge von Tag und Nacht sowie die wetterbedingten Fluktuationen. Die Anwendung von thermischen Speichern bietet eine Möglichkeit, diese Fluktuationen abzufedern und kontinuierliche Betriebszustände oder die Steuerbarkeit der Anlage zu gewährleisten. Thermische Speichertechnologien werden bereits kommerziell eingesetzt. Je nach Anlagengröße und Konzept werden Speicher eingesetzt, die die Stromproduktion zwischen 7 und 15 Betriebsstunden halten können. Die (Betriebs-)Flexibilität von solarthermischen Kraftwerkstechnologien wird als hoch bewertet, was Stufe 5 auf der Bewertungsskala in Tab. 3-7 entspricht.

Tab. 3-7 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Steuerbarkeit von Stromproduktionstechnologien

| Steuerbarkeit | Bedeutung |
|----------------------|--|
| 1 | technisch nicht möglich |
| 2 | |
| 3 | möglich, erfordert signifikante Anpassungen der heute konventionell angewandten Konzepte |
| 4 | |
| 5 | möglich, durch heute schon kommerziell eingesetzte Konzepte |

Ein kleinteiliger modularer Aufbau der hier betrachteten solarthermischen Kraftwerkstechnologien (z. B. in 10-MW-Kapazitätsschritten) erscheint technisch und ökonomisch nicht sinnvoll. Zunächst liegt die Tendenz auf dem Markt in Richtung größerer Kapazitäten, was unter anderem die Nutzung von Skaleneffekten (economies of scale) ermöglicht. Anlagen der Größe 50 MW waren typisch während der oben erwähnten zweiten Phase der Entwicklung des Marktes. Heutzutage weisen mehr als die Hälfte der in Entwicklung befindlichen Projekte Kapazitäten von 200 MW oder mehr auf (SolarPACES 2020b). Außerdem kann die Funktionsweise der hier betrachteten Technologien als die abgestimmte Kombination von drei Hauptkomponenten

verstanden werden: dem Konzentratorfeld, der thermodynamischen Kraftwerksanlage und des thermischen Speichers. Wenngleich alle dieser Hauptkomponenten als kleinteilige Module konzipiert werden könnten, würde die modulare Skalierung praktisch einen Neuaufbau des gesamten solarthermischen Kraftwerks erfordern, um die optimale Integration der nun größeren einzelnen Hauptkomponenten zu gewährleisten. Verglichen mit der relativ einfachen Skalierbarkeit anderer Stromtechnologien, wie Wind und Photovoltaik, wird die modulare Skalierbarkeit von solarthermischen Kraftwerken als sehr gering eingestuft, d. h. auf Stufe 1 der Bewertungsskala in Tab. 3-8.

Tab. 3-8 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der modularen Skalierbarkeit von Stromproduktionstechnologien

| Modulare Skalierbarkeit | Bedeutung |
|-------------------------|---|
| 1 | Sehr gering, bzw. technisch nicht sinnvoll |
| 2 | |
| 3 | möglich, mit signifikanter Erhöhung der spezifischen Investitionskosten |
| 4 | |
| 5 | Modularität gehört zu den Charakteristiken heute angewandter Konzepte |

Auf Basis der beschriebenen Steuerbarkeit und modularen Skalierbarkeit der solarthermischen Kraftwerkstechnologien wird die gesamte Flexibilität dieses Technologiefeldes mit dem Wert 3 auf der Skala von 1 bis 5 gekennzeichnet.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

In vielen Ländern der MENA-Region wird schon heute zur weiteren Entwicklung der Stromsysteme in solarthermische Kraftwerke investiert. Selbst in einem Szenario, in dem der Aufbau eines nationalen oder regionalen PtX-Sektors nicht gelingen wird, können Investitionen in solarthermische Kraftwerkskapazitäten technisch, ökonomisch und gesellschaftlich sinnvollen Einsatz finden. Der Lock-in-Effekt von Investitionen in diese Technologie kann als sehr niedrig – d. h. Stufe 1 – bewertet werden (vgl. Tab. 3-9).

Tab. 3-9 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Lock-in-Effekte von Stromproduktionstechnologien

| Lock-in-Effekt | Bedeutung |
|----------------|--|
| 1 | Installierte Anlagen können ohne großen Aufwand für andere Sektoren (jenseits von PtX) genutzt werden. |
| 2 | |
| 3 | Installierte Anlagen können für andere Sektoren (jenseits von PtX) genutzt werden. Dies würde jedoch signifikante Anpassungen und Investitionen erfordern. |
| 4 | |
| 5 | Die „Umfunktionierung“ der installierten Anlagen ist technisch und ökonomisch nicht sinnvoll. |

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-10 Concentrated Solar Power: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 1: Energiebereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | |
|--|---|---|--|------------------|---------|---------|---------|--|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Concentrated Solar Power | | | | | Quellenangabe |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | X | | | | |
| | | TRL | | 9 | 9 | 9 | 9 | Lilliestam 2018; Hennecke et al. 2017 |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | % (Umwandlungseffizienz) | 15 | 18 | 22 | 25 | Fisher et al. 2017; IEA 2014 |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/MJ | 0,0332 | 0,0281 | 0,0229 | 0,0178 | Lilliestam 2018; Dieckmann et al. 2017 |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 4 | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | wettbewerbsfähig | | | | DCSP 2019; Kfw 2016 |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 71 / 786 | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | 4 | | | | |
| | | %/Jahr (Welt) | 13 | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | m3/MJ | 0,00028 | 0,00024 | 0,00017 | 0,00014 | Bruch et al. 2019; Rohani et al. 2019 |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | m2/MW | 40.000 | 37.000 | 35.000 | 32.000 | Hernandes et al. 2014; ITP 2018 |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 3 | 3 | 3 | 3 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Viebahn et al. 2014 |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 2 | 2 | 2 | 2 | Pérez et al. 2018 |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Eigene Einschätzung |

3.1.2 Photovoltaik

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Die Photovoltaik (PV) hat sich zu einer der wichtigsten Technologien für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen entwickelt. Die markante Entwicklung der Technologie lässt sich an zwei Aspekten ablesen: (a) Schnelles Wachstum des globalen PV-Marktes: Die weltweite kumulierte Kapazität erreichte Ende 2018 505 GW, während sie vor einem Jahrzehnt noch bei 15 GW lag (REN21 2019). (b) Markante Kostensenkungen: Die global gewichteten durchschnittlichen spezifischen Kosten von großen PV-Anlagen sind zwischen 2010 und 2017 schätzungsweise um 73 % von etwa USD 0,36 auf USD 0,10/kWh gesunken (IRENA 2018).

Der am weitesten verbreitete Typ von Photovoltaikzellen sind kristalline Siliziumzellen. In 2017 machte dieser Zelltyp etwa 95 % der globalen Zellenproduktion aus (Fraunhofer ISE 2019). Diese Art von Technologie wird üblicherweise in zwei Hauptgruppen unterteilt: Multikristalline und monokristalline Technologien. Im Allgemeinen unterscheiden sich multikristalline Zellen durch einfachere und billigere Produktionstechniken in der Herstellung von monokristallinen Zellen. Darüber hinaus erreichen multikristalline Zellen tendenziell etwas niedrigere Wirkungsgrade als monokristalline Zellen. Andere Zelltypen werden entwickelt oder bereits kommerzialisiert. Wichtige Unterscheidungsmerkmale ergeben sich aus dem Herstellungsprozess (wie z. B. Dünnschichttechnologie), dem Basismaterial (wie Zellen auf Cadmiumtellurid-, Gallium- oder Perowskit-Basis) oder der Kombination aus beiden Merkmalen (Philipps et al. 2018). Im folgenden Abschnitt wird allerdings der Schwerpunkt nur auf kristalline Siliziumzellen gelegt, da diese bereits TRL 9 und einen signifikanten Anteil an der kommerziellen Stromversorgung erreicht haben.

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Die Photovoltaiktechnologie wird bereits für die Entwicklung von Großkraftwerken von mehreren 100 MW weltweit eingesetzt. Auch in den Ländern der MENA-Region nimmt der großskalige Einsatz der Technologie zu. Einige Länder haben detaillierte Pläne für die Entwicklung großer Solarparks aufgestellt. Beispielsweise erreichte der *Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park* in den Vereinigten Arabischen Emiraten Ende 2019 eine installierte Gesamtleistung von 213 MW. Der gesamte Park wird voraussichtlich 5 GW erreichen (Page und Burnell 2019). In Ägypten soll der *Benban-Solarpark* eine Gesamtkapazität von 1600 MW erreichen. Der Park umfasst mehr als 32 Einzelgrundstücke (Willuhn 2019). Die meisten von ihnen befanden sich Ende 2019 in der Installationsphase. Für die weitere Analyse im Rahmen der Zielsetzung des Projektes MENA-Fuels kann davon ausgegangen werden, dass Photovoltaik bereits großskalig und kommerziell in der Region verfügbar ist.

Kriterium 2: Energieeffizienz

In den letzten 10 Jahren stieg der durchschnittliche Wirkungsgrad kommerzieller Module von etwa 12 % auf 17 % (siehe Abb. 3-7). Bei hocheffizienten kommerziellen monokristallinen Zellen sind Wirkungsgrade bis zu 21 % möglich (Fraunhofer ISE 2019). Im Labor werden monokristalline Module mit der besten Leistung mit einem Wirkungsgrad von 24,4 % hergestellt. Rekordwirkungsgrade belegen das Potenzial für weitere Effizienzsteigerungen auf der Produktionsebene. Die Erreichung von

Wirkungsgraden von 24 % in kommerziellen Modulen wird langfristig als realisierbar gesehen (Philipps et al. 2018).

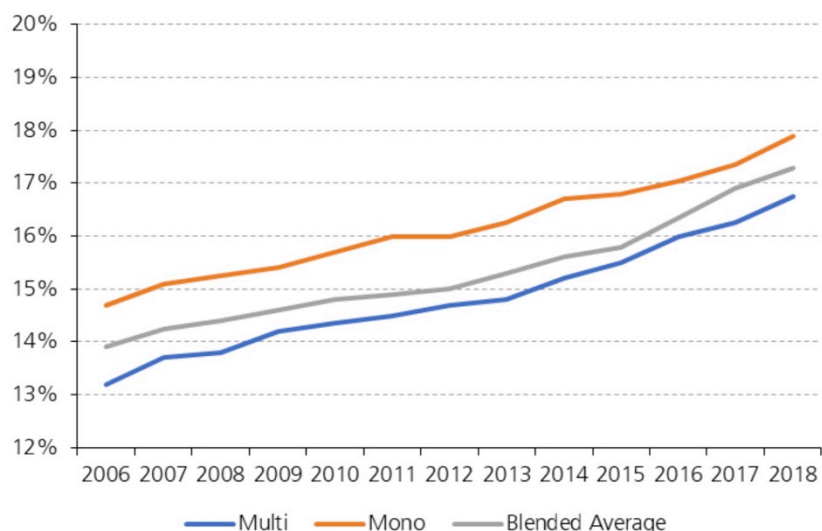


Abb. 3-7 Entwicklung des durchschnittlichen Wirkungsgrades kommerzieller PV-Module

Quelle: Fraunhofer ISE (2019)

Für die weitere Analyse wird der Höchstwert der von Fraunhofer ISE (2019) eingeschätzten durchschnittlichen Wirkungsgrade (17 %) als der heutige durchschnittliche Wirkungsgrad für PV-Module in der MENA-Region angenommen. Darüber hinaus wird eine einfache Projektion bis 2050 vorgenommen, in der die oben erwähnte 24%-Marke in 2050 erreicht wird. Es wird die in Tab. 3-11 dargestellte zeitliche Fortschreibung angenommen.

Tab. 3-11 Angenommene Fortschreibung der Umwandlungseffizienz kommerzieller Photovoltaikmodule bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------------|------|------|------|------|
| Umwandlungseffizienz [%] | 17 | 20 | 22 | 24 |

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Wie bereits erwähnt, sind in den letzten 10 Jahren die Stromgestehungskosten der Photovoltaik stark gefallen. Dies geht auch aus Abb. 3-8 hervor. Die global gewichteten durchschnittlichen Stromgestehungskosten von PV-Anlagen im Jahr 2018 werden von IRENA auf 10 US-Cent/kWh geschätzt (IRENA 2018). Die tatsächlichen spezifischen Kosten eines Projekts hängen stark von den Sonneneinstrahlungsbedingungen des jeweiligen Standorts ab. Im Falle von PV-Projekten in der MENA-Region sind daher wesentlich niedrigere Kosten zu erwarten. Dieser Effekt wird durch die Preise aus Auktionen für erneuerbare Energien deutlich, die in mehreren Ländern der Region zum bevorzugten politischen Instrument für die Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Energien geworden sind (IRENA 2019). Beispielsweise wurde in Marokko in den letzten Auktionen im Jahr 2016 ein durchschnittlicher Preis von 4,55 US-Cent/kWh für PV-Projekte erreicht (Kruger et al. 2018). Auffällig ist der Preis, der 2017 für die dritte Phase des bereits erwähnten *Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Parks*

vergeben wurde. Berichten zufolge lag das niedrigste Angebot bei 2,99 US-Cent/kWh (Utilities ME 2020). Auch in Ägypten haben die Auktionspreise die Marke von 3 US-Cent unterboten. Im Jahr 2018 erreichte die Auktion für das 200-MW-Solarprojekt *Kom Ombo* mit 2,752 US-Cent/kWh einen Rekord-Tiefststand (Bellini 2018).

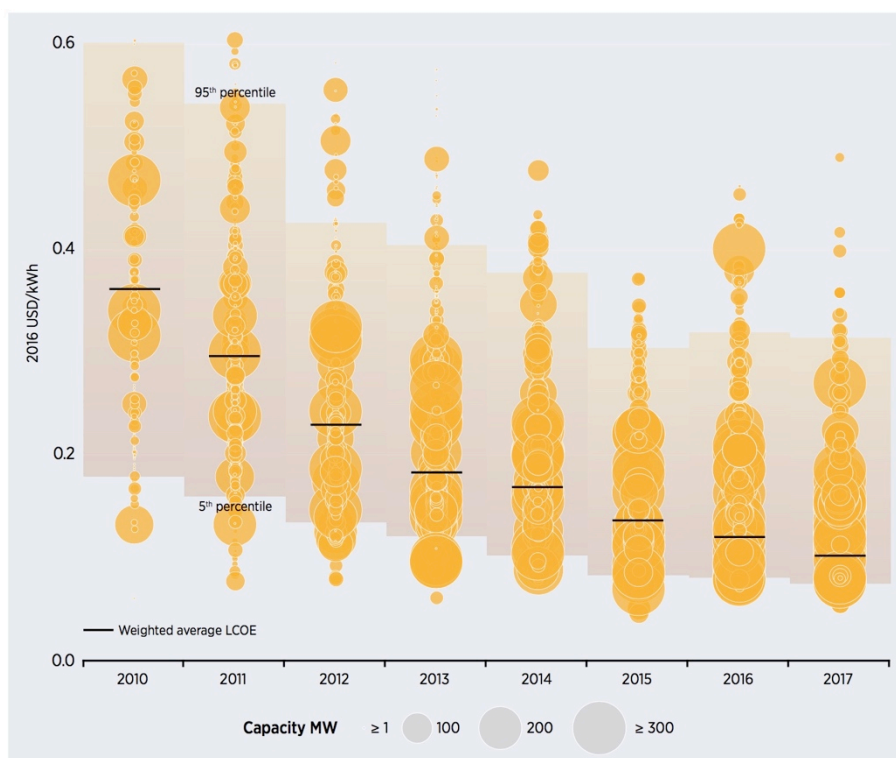


Abb. 3-8 Stromgestehungskosten großer PV-Anlagen, globaler gewichteter Durchschnitt und Bandbreite, 2010–2016

Quelle: IRENA (2018)

Unter Betrachtung der erwähnten Preisentwicklungen wird hier die konservative Annahme getroffen, dass die heutigen durchschnittlichen spezifischen Kosten für PV-Strom in der MENA-Region etwa der Hälfte des weltweiten Durchschnitts entsprechen, d. h. 5 US-Cent/kWh. Darüber hinaus wird angenommen, dass die Tendenz zu fallenden Preisen zu einem durchschnittlichen Niveau von etwa 2 US-Cent/kWh in 2050 führen könnte (vgl. Tab. 3-12).

Tab. 3-12 Angenommene Fortschreibung der Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen in der MENA-Region bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--|--------|--------|--------|--------|
| Stromgestehungskosten [USD ₂₀₁₇ /kWh] | 0,05 | 0,04 | 0,03 | 0,02 |
| Stromgestehungskosten [EUR ₂₀₁₅ /MJ] | 0,0121 | 0,0097 | 0,0073 | 0,0048 |

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Wenngleich die Zellenproduktion heute überwiegend in asiatischen Ländern stattfindet, behält die deutsche Photovoltaikindustrie im internationalen Vergleich eine wichtige Rolle (Fraunhofer ISE 2020). So unterhalten beispielweise Anlagenhersteller wie

Centrotherm und *Meyer Burger* wichtige Standorte für Produktion, Forschung und Entwicklung in Deutschland. Zu benennen ist auch die Firma *Hanwha Q-Cells* als einer der weltweit größten Zellhersteller, deren Innovations- und Entwicklungsaktivitäten ihren Hauptsitz in Deutschland haben. Ebenfalls haben weltmarkt-relevante Hersteller von Wechselrichtern (z. B. *SMA*, *Bosch*, *Siemens*) ihren Hauptsitz in Deutschland. Auch in der Projektentwicklung und Finanzierung von großen Photovoltaikprojekten sind deutsche Firmen (z. B. *ib vogt*) und Banken (z. B. *KfW*) weltweit tätig. Auf dieser Grundlage wird die Aufstellung der deutschen Photovoltaikindustrie auf dem internationalen Markt als wettbewerbsfähig eingestuft (vgl. Tab. 3-13).

Tab. 3-13 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Photovoltaik-Technologie

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|--|--|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis Dezember 2019 angewendet: "solar cells" OR "photovoltaic") AND (electricity OR "electric power" OR "electric energy")) AND (EXCLUDE (DOCTYPE,"ch"). Gemessen an der Anzahl referierter Publikationen – von in Deutschland tätigen Autorinnen und Autoren – haben deutsche Forschungsinstitute im weltweiten Vergleich eine nennenswerte Rolle inne.

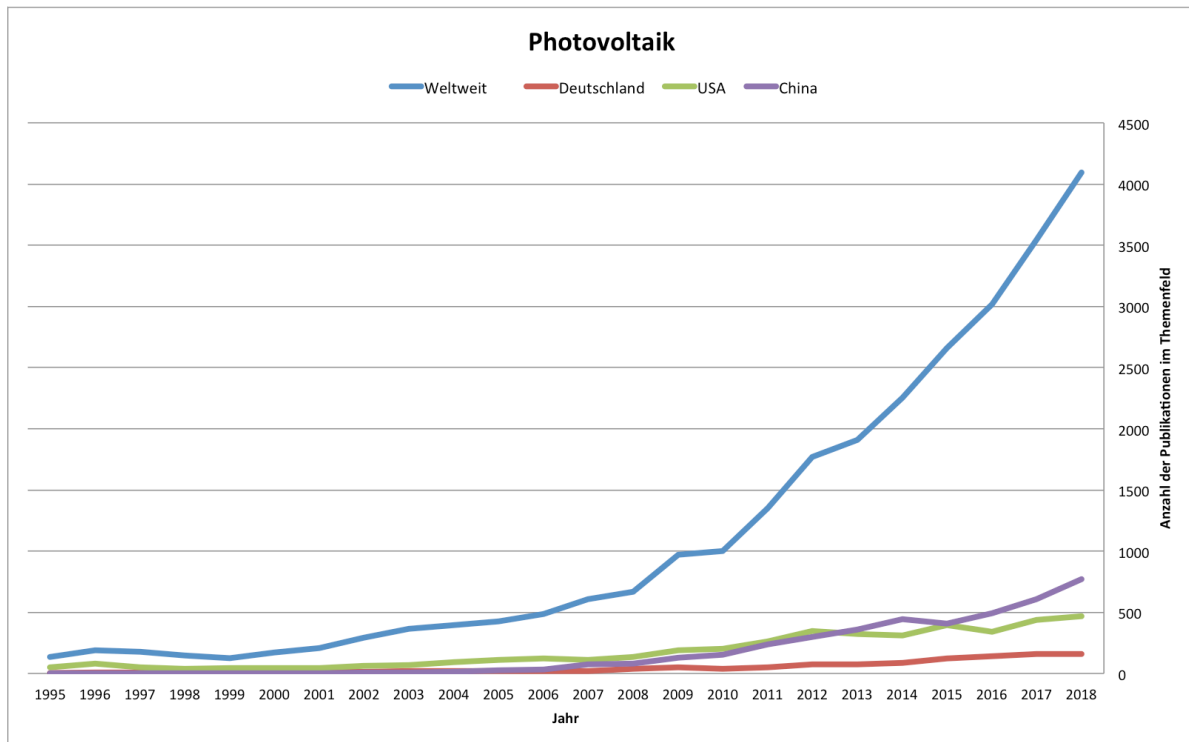


Abb. 3-9 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Photovoltaik

Die Anzahl von referierten Publikationen hat weltweit eine erhebliche Zunahme in den letzten 10 Jahren erfahren, wie Abb. 3-9 verdeutlicht. Die Zahl der Publikationen aus deutschen Forschungseinrichtungen ist zum Teil dieser Entwicklung gefolgt. Dies veranschaulicht auch der Blick auf den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 3113 Artikeln pro Jahr, davon 133 pro Jahr (4 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 15 %, während auch Publikationen unter deutscher Beteiligung mit einem Zuwachs um 13 % pro Jahr mit dieser Entwicklung schritthalten konnten.

Auf Grund der wichtigen Rolle der deutschen Photovoltaikindustrie und der deutschen Forschungskapazitäten wird das Kriterium „Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen“ mit der Wertung „4“ auf einer Skala von 1 bis 5 versehen.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Der Wasserverbrauch für den Betrieb großer PV-Anlagen beschränkt sich auf die Reinigung der Photovoltaikpaneele. Informationen über den Wasserbedarf von PV-Anlagen sind selten. Hinzu kommt, dass die Betreiber je nach örtlichen Gegebenheiten, Technologietyp und wirtschaftlichen Präferenzen sehr unterschiedliche Reinigungsstrategien verfolgen (Macknick et al. 2014). Die in der Literatur verfügbaren Zahlen variieren erheblich, von weniger als 0,01 m³/MWh bis hin zu 0,1 m³/MWh und mit einem Medianwert von 0,022 m³/MWh (Meldrum et al. 2013). Bei großen PV-Anlagen in der MENA-Region erscheint es angemessen, einen relativ höheren Bedarf an Reinigungsaufgaben anzunehmen. Staubansammlungen auf Photovoltaikpaneelen sind insbesondere in Wüstengebieten hoch und können die Sonneneinstrahlung und somit die Effizienz der Anlagen drastisch reduzieren (Moharram et al. 2013). Daher wird für die weitere Analyse ein etwas höherer Wasserverbrauch von etwa 0,04 m³/MWh als der oben genannte Medianwert angenommen. Verglichen mit anderen Stromproduktionstechnologien ist dieser Wert extrem niedrig und die Reduzierung des Wasserverbrauchs scheint für die PV-Industrie kein relevantes Thema zu sein. Allerdings ist in Zukunft mit einer gewissen Reduzierung des Wasserverbrauchs zu rechnen, weshalb hier von einer Absenkung auf 0,03 m³/MWh bis 2050 ausgegangen wird. Solche Reduktionen könnten durch den Fortschritt von Reinigungstechniken für Reflektoren solarthermischer Anlagen realisierbar werden (Rohani et al. 2019), der voraussichtlich auch auf die Reinigung großer PV-Anlagen übertragbar sein wird (vgl. Tab. 3-14).

Tab. 3-14 Angenommene Fortschreibung des Wasserbedarfs von Photovoltaikanlagen in der MENA-Region bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Wasserbedarf [m ³ /MWh] | 0,04 | 0,037 | 0,033 | 0,03 |
| Wasserbedarf [m ³ /MJ] | 0,0000111 | 0,0000103 | 0,0000092 | 0,0000083 |

Kriterium 6: Flächenbedarf

Die am häufigsten benutzte Metrik bei Photovoltaikanlagen ist der Platzbedarf des Gesamtprojekts, z. B. das gesamte Areal eines Solarparks. Darüber hinaus kann es neben den direkten Änderungen der Landnutzung innerhalb des Projektstandortes auch andere Änderungen geben, wie z. B. Zufahrtsstraßen, Umspannwerke und andere

Infrastrukturen außerhalb des Areal. Für die Analyse wird hier der Fokus auf den direkten Gesamtplatzbedarf von Photovoltaikprojekten gelegt. Ong et al. (2013) erfassten und analysierten Daten von 66 großen PV-Anlagen (über 20 MW) in den USA. Sie ermittelten Flächenbedarfe zwischen 4,8 Acres/MW (1,94 ha/MW) und 15 Acres/MW (6,07 ha/MW) und einen Medianwert von 8,5 Acres/MW (3,44 ha/MW). Interessant ist auch ihre Analyse des Unterschieds zwischen Projekten mit und ohne Sonnennachführungssystem. Die Projekte ohne Nachführsystem weisen mit einem Durchschnitt von 7,5 Acres/MW (3,04 ha/MW) den geringsten kapazitätsgewichteten Flächenbedarf auf. Der Durchschnitt der PV-Projekte mit 1-achsiger Nachführung ist mit 8,3 Acres/MW (3,36 ha/MW) deutlich höher. Betrachtet man jedoch die nach Stromerzeugung gewichtete Landnutzung, ergibt sich ein anderes Bild. Der Durchschnitt von PV-Projekten mit Nachführsystemen liegt bei 3,3 Acres/GWh/Jahr (1,34 ha/GWh/Jahr), während Projekte mit festen Modulen im Durchschnitt 3,7 Acres/GWh/Jahr (1,5 ha/GWh/Jahr) erreichen. Diese Differenz veranschaulicht den Einfluss des Kapazitätsfaktors für die Metrik des Flächenbedarfs. In dem von Ong et al. (2013) analysierten Fall sind die signifikanten Unterschiede im Kapazitätsfaktor auf den Einsatz von Nachführungssystemen zurückzuführen.

Bei einer Betrachtung von PV-Projekten der MENA-Region sind – aufgrund der besseren Sonneneinstrahlungsbedingungen in dieser Region – signifikante Unterschiede zu erwarten. Allerdings mangelt es zurzeit an umfassenden Bewertungen der Landnutzungsanforderungen von Photovoltaikanlagen in der MENA-Region. Um eine erste Annäherung zu erhalten, wurden öffentlich zugängliche Informationen über die Kapazität und die Landbedeckung einer Auswahl von Großprojekten in der Region gesammelt, siehe Tab. 3-15. Der Flächenbedarf dieser Beispielprojekte liegt bei etwa 2 ha/MW, also nahe am unteren Wert der oben diskutierten Studie. Um eine erste Abschätzung des Flächenbedarfs der nach Stromproduktion gewichteten Landnutzung zu erhalten, kann ein durchschnittlicher Kapazitätsfaktor von 22 % (1922 Volllaststunden pro Jahr) verwendet werden (IRENA 2016). Auf diese Weise wäre ein durchschnittlicher Flächenbedarf von ca. 1,04 ha/GWh/Jahr für aktuelle PV-Projekte in der MENA-Region anzunehmen.

Tab. 3-15 Beispiele großer Photovoltaikprojekte in der MENA-Region und ihres Flächenbedarfs

| Projektname | Land | Nennleistung [MW] | Fläche [ha] | Flächenbedarf [ha/MW] | Quelle |
|---|---------------|-------------------|-------------|-----------------------|--------------------------------|
| NOOR IV Ouarzazate | Marokko | 70 | 137 | 1,96 | Sititou (2017) |
| Benban | Ägypten | 1650 | 3720 | 2,25 | Wikipedia (2020) |
| Mohammed bin Rashid Al Maktoum - Phase II | Dubai | 800 | 1600 | 2,00 | Future power technology (2018) |
| Sakaka | Saudi-Arabien | 300 | 600 | 2,00 | Chapman (2018) |

Senkungen des spezifischen Flächenbedarfs von PV-Projekten sind in der Zukunft möglich, insbesondere unter Berücksichtigung möglicher Steigerungen des

Zellwirkungsgrades. Als konservative Annahme werden für die weitere Analyse leichte Reduktionen auf 1,7 ha/MW bis 2050 in Betracht gezogen (vgl. Tab. 3-16).

Tab. 3-16 Angenommene Fortschreibung des Flächenbedarfs von Photovoltaikanlagen in der MENA-Region bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Flächenbedarf [ha/MW] | 2 | 1,9 | 1,8 | 1,7 |
| Flächenbedarf [m ² /MW] | 20000 | 19000 | 18000 | 17000 |

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Laut Viebahn et al. (2014) enthalten mono- und polykristalline Photovoltaik-Zellen keine kritischen Rohstoffe. Ausgenommen ist hierbei die nicht signifikante Menge an Silber in den Kontakten, da Silber nicht zu der von der EU-Kommission (2017) definierten Gruppe von kritischen Rohstoffen zählt. Weiterhin kann davon ausgegangen werden, dass die Kontakte langfristig aus Kupfer hergestellt werden können. Anders ist der Fall bei den verschiedenen Konzepten von Dünnschicht-PV-Zellen, die Indium und Gallium verwenden. Beide Stoffe werden von der EU-Kommission (2017) als kritische Rohstoffe definiert. Wie am Anfang des Kapitels erwähnt, wird für die Analyse der Schwerpunkt nur auf kristalline Siliziumzellen gelegt. Dieser Entscheidung liegt die Annahme zu Grunde, dass für den Zubau von Photovoltaikkapazitäten – der mit einem zukünftigen PtX-Sektor in der Region zusammenhängen würde – hauptsächlich kristalline Siliziumzellen zum Einsatz kommen werden. Unter dieser Annahme wird für die weitere Analyse im Rahmen von MENA-Fuels kein Bedarf an kritischen Rohstoffen für Photovoltaik angenommen.

Nach Wissensstand der Autoren ist der Einsatz von Photovoltaikanlagen nicht mit der Nutzung von Gefahrstoffen verbunden.

Auf einer Skala von 1 (kein) bis 5 (sehr viel) und unter Betrachtung der oben dargestellten Argumente wird der allgemeine Bedarf an kritischen Stoffen für Photovoltaik mit der Wertung „1“ versehen.

Kriterium 8: Flexibilität

Das fluktuierende Dargebot von Sonnenstrahlung ist die maßgebende Flexibilitätsherausforderung für den Betrieb von Photovoltaikanlagen. Die Anpassung der Betriebsweise (bzw. der tatsächlich bereitgestellten elektrischen Leistung) je nach Sonnenstrahlungssituation ist Teil der normalen Funktionalität von Photovoltaikanlagen. Wird die kontinuierliche Bereitstellung von elektrischer Leistung gefordert, ist die Anwendung von zusätzlichen Speichertechnologien prinzipiell möglich.

Tab. 3-17 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Steuerbarkeit von Stromproduktionstechnologien

| Steuerbarkeit | Bedeutung |
|---------------|---|
| 1 | technisch nicht möglich |
| 2 | |
| 3 | möglich, erfordert signifikante Anpassungen der heute konventionell angewandten Konzepte |
| 4 | |
| 5 | möglich, durch heute schon kommerziell eingesetzte Konzepte |

Allerdings gehören Speicherkapazitäten nicht zu den Komponenten, die bei der Planung und Entwicklung von großen kommerziellen Photovoltaikanlagen üblicherweise einbezogen werden. Deswegen wird für die (Betriebs-)Flexibilität von Photovoltaikanlagen Stufe 3 auf der in Tab. 3-17 beschriebenen Bewertungsskala angenommen.

Technisch gesehen ermöglichen kommerzielle Photovoltaiktechnologien den kleinteiligen modularen Aufbau von großen Anlagen. Die großen Nennleistungen von heutigen Solarparks werden durch die Zusammenschaltung von mehreren Hunderttausend Einzelmodulen erreicht, wobei jedes Modul sehr kleine Nennleistungen (mehrere 100 W) aufweist. Wie die oben eingeführten Beispiele von Solarparks veranschaulichen, werden große Projekte zum Teil modular aufgebaut, indem die freigegebenen Areale schrittweise entwickelt werden, allerdings in Form einzelner Photovoltaikprojekte mit mehreren 10 MW Gesamtleistung. Die modulare Skalierbarkeit von Photovoltaik wird demzufolge mit Stufe 4 auf der in Tab. 3-18 beschriebenen Bewertungsskala angenommen.

Tab. 3-18 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der modularen Skalierbarkeit von Stromtechnologien

| Modulare Skalierbarkeit | Bedeutung |
|-------------------------|---|
| 1 | Sehr gering, bzw. technisch nicht sinnvoll |
| 2 | |
| 3 | möglich, mit signifikanter Erhöhung der spezifischen Erzeugungskosten |
| 4 | |
| 5 | Modularität gehört zu den Charakteristiken heute angewandter Konzepte |

Auf Basis der beschriebenen Steuerbarkeit und modularen Skalierbarkeit der Photovoltaiktechnologie wird die gesamte Flexibilität dieses Technologiefeldes mit dem Wert 3 gekennzeichnet.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Wie oben erwähnt wird in vielen Ländern der MENA-Region schon heute zur weiteren Entwicklung der Stromsysteme in große Photovoltaikanlagen investiert. Selbst in einem Szenario, in dem der Aufbau eines nationalen oder regionalen PtX-Sektors nicht gelingen wird, können Investitionen in PV-Kapazitäten technisch, ökonomisch und gesellschaftlich sinnvollen Einsatz finden. Der Lock-in-Effekt von Investitionen in diese Technologie kann als sehr niedrig – d. h. Stufe 1 – bewertet werden (vgl. Tab. 3-19).

Tab. 3-19 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Lock-in-Effekte von Stromproduktionstechnologien

| Lock-in-Effekt | Bedeutung |
|----------------|--|
| 1 | Installierte Anlagen können ohne großen Aufwand für andere Sektoren (jenseits von PtX) genutzt werden. |
| 2 | |
| 3 | Installierte Anlagen können für andere Sektoren (jenseits von PtX) genutzt werden. Dies würde jedoch signifikante Anpassungen und Investitionen erfordern. |
| 4 | |
| 5 | Die „Umfunktionierung“ der installierten Anlagen ist technisch und ökonomisch nicht sinnvoll. |

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-20 Photovoltaik: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 1: Energiebereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | | |
|--|---|---|--|--------------------|--------|---------|---------|---|------------------------|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Photovoltaik | | | | | Quellenangabe | |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | X | | | | Eigene Einschätzung | |
| | | TRL | | 9 | 9 | 9 | 9 | | |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | % (Umwandlungseffizienz) | 17 | 20 | 22 | 24 | Philipps et al. 2018; ISE 2019 | |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/MJ | 0,0121 | 0,0097 | 0,0073 | 0,0048 | IRENA 2018; IRENA 2019; Kruger et al. 2018 | |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 4 | | | | Eigene Einschätzung | |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | wettbewerbsfähig | | | | ISE 2020 | |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | | Anzahl (DE / Welt) | | | | 133 / 3113 | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | | %/Jahr (DE) | | | | 13 | |
| | | %/Jahr (Welt) | 15 | | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | m3/MJ | 0,0000111 | 1E-05 | 9,2E-06 | 8,3E-06 | Meldrum et al. 2013 | |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | m2/MW | 20.000 | 19.000 | 18.000 | 17.000 | Ong et al. 2013; Silitou 2017; Chapman 2018 | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 1 | 1 | 1 | 1 | Eigene Einschätzung | |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Viebahn et al. 2014 | |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung | |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung | |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Eigene Einschätzung | |

3.1.3 Windenergie (Onshore)

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

In diesem Bericht wird nur die Nutzung von Windenergie an Land (Onshore-Windenergie) betrachtet. Dies wird damit begründet, dass sich aus einer im November 2019 durchgeführten Kurzrecherche zu Offshore-Windkraft ergeben hat, dass diese Form der Technologie in der MENA-Region weder in Bezug auf den aktuellen Kraftwerkspark noch unter Berücksichtigung laufender Planungen eine wesentliche Rolle spielt.

Die Windkraft ist eine der am schnellsten wachsenden Technologien für die Nutzung von erneuerbaren Energiequellen. Der internationale Windmarkt zeichnet sich durch eine große Vielfalt an technologischen Konzepten aus. Besonders relevant sind die Unterschiede in Bau-, Erregungsart und Umdrehungszahl der Generatoren. Vereinfacht lassen sich die Generatoren in zwei allgemeine Klassen unterscheiden: (a) elektrisch erregte Generatoren, darunter Synchrongeneratoren und doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren (doubly-fed induction generator, DFIG) (b) permanent erregte Synchrongeneratoren, die mit Permanentmagneten (PM) ausgestattet sind (PM-Generatoren). Die Herstellung von PM-Generatoren erfordert den Einsatz von Magneten mit hoher magnetischer Flussdichte, was üblicherweise durch die Beimischung von Metallen der Seltenen Erden erreicht wird (Viebahn et al. 2014). Darüber hinaus ist die Umdrehungszahl der Generatoren maßgebend für das leistungsspezifische Magnetgewicht einer Turbine. Grundsätzlich gilt: je niedriger die Umdrehungszahl, desto höher das spezifische Magnetgewicht. Der globale Onshore-Wind-Markt wird dominiert von Turbinen, die auf dem DFIG-Konzept basieren (Pavel et al. 2016) und deshalb keine Permanentmagneten enthalten. Allerdings impliziert die kontinuierliche Tendenz zu immer größeren Nennleistungen auch eine steigende Tendenz zum Einsatz von PM-Generatoren auch in Onshore-Windanlagen.

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Die Onshore-Windkraft weist einen TRL 9 auf. Heute steht eine breite Palette von Windkraftanlagen kommerziell zur Verfügung. Bisher dominieren Windturbinen der Leistungsklasse 3 MW den deutschen Markt für neue Installationen (Wallasch et al. 2018). Alle großen Produzenten verfügen über Modelle mit verschiedenen Nennleistungen.

Auch in der MENA-Region liegen langjährige Erfahrungen mit der Implementierung von großskaligen Windprojekten vor. Beispiele sind der Windpark *Bizerte 1* mit insgesamt 120 MW in Tunesien, der Windpark *Akhfenir* mit 200 MW in Marokko oder das Projekt *Ras Gharib* mit 250 MW in Ägypten (vgl. Online-Datenbank thewindpower.net).

Kriterium 2: Energieeffizienz

Die physikalische Grenze für die Umwandlung der kinetischen Energie des Windes durch eine Windkraftanlage wird durch das *Betzsche Gesetz* beschrieben. Danach liegt die maximal mögliche Umwandlungseffizienz jeglicher Windturbinen bei etwa 59,3 %. Darüber hinaus ist der Wirkungsgrad von Windkraftanlagen nicht konstant und hängt von der Windgeschwindigkeit ab (Neill und Hashemi 2018). Diese dynamischen Verhältnisse werden in der Regel anhand von sogenannten Leistungskurven beschrieben.

Eine typische Leistungskurve wird in Abb. 3-10 dargestellt. Windkraftanlagen können keinen Strom bei sehr niedrigen oder extrem hohen Geschwindigkeiten erzeugen. Daher werden in den Leistungskurven Einschalt- (ca. 3,5 m/s) und Abschaltgeschwindigkeiten (ca. 25 m/s) angegeben.

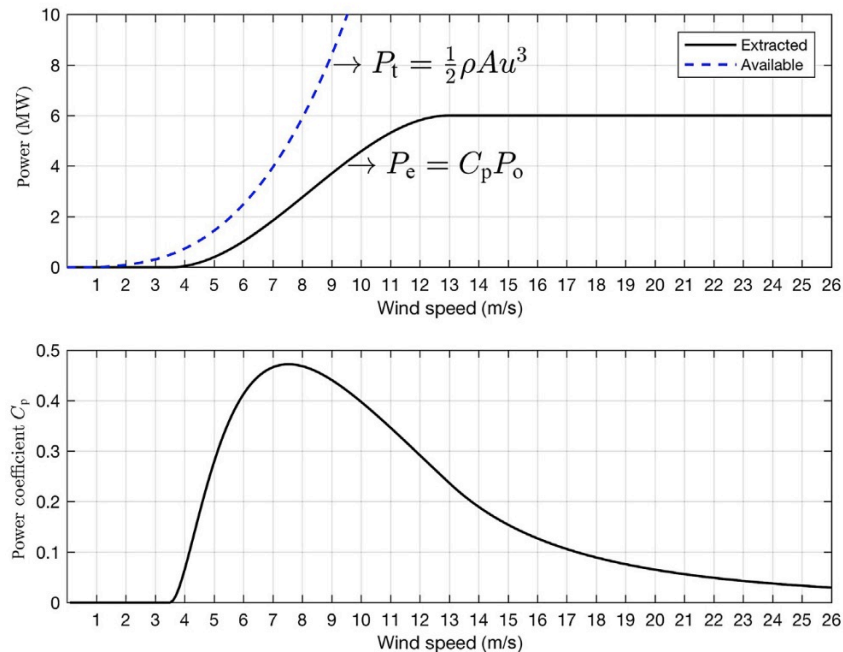


Abb. 3-10 Typischer Verlauf der Leistung (oben) und der Umwandlungseffizienz (unten) einer Windkraftanlage in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit

Quelle: Neill und Hashemi (2018)

Die sogenannten Volllaststunden bieten eine gängige Alternative an, um das Verhältnis zwischen der Nennleistung einer Windturbine (oder eines gesamten Windparks) und dem tatsächlichen (oder dem realisierbaren) Energieertrag zu erfassen. Um diesen Kennwert zu bilden, wird der Jahresertrag einer Windkraftanlage (oder des gesamten Windparks) durch die entsprechende Nennleistung dividiert. Eine andere Art, dieses Verhältnis zwischen Nennleistung und Ertrag zu beschreiben, ist der Auslastungsfaktor (engl. capacity factor). Hierfür wird ein Jahr auf 8760 Stunden normiert und der Auslastungsfaktor einer Turbine oder eines Projektes gegenüber dieser Referenz in Prozentzahlen ermittelt.

Die Volllaststunden (bzw. der Auslastungsfaktor) hängen insbesondere von den Windverhältnissen des jeweiligen Standortes ab. Es spielen allerdings auch konstruktive Eigenschaften der Windanlagen eine Rolle, z. B. indem die Leistungskurven so ausgewählt werden, dass die standortcharakteristischen Windgeschwindigkeiten besser genutzt werden können.

Der globale durchschnittliche Auslastungsfaktor von Windkraftanlagen hat in der letzten Dekade stetig zugenommen, von etwa 20 % ($\hat{=}$ ca. 1750 Volllaststunden) Anfang der 80er Jahre auf ca. 30 % ($\hat{=}$ ca. 2600 Volllaststunden) in 2017 (IRENA 2018). In der MENA-Region sind Standorte mit überdurchschnittlich guten Windverhältnissen zu finden. Beispielweise berichten Giebel et al. (2003) von Standorten in Ägypten, an denen über 4000 jährliche Volllaststunden erreicht werden können (d. h. über 45 %

Auslastung). Ebenso berichtet Hochberg (2016) von einem Auslastungsfaktor von 45 % ($\hat{=}$ etwa 3900 Volllaststunden) beim Windpark *Tarfaya* in Marokko (vgl. Abb.3-11)

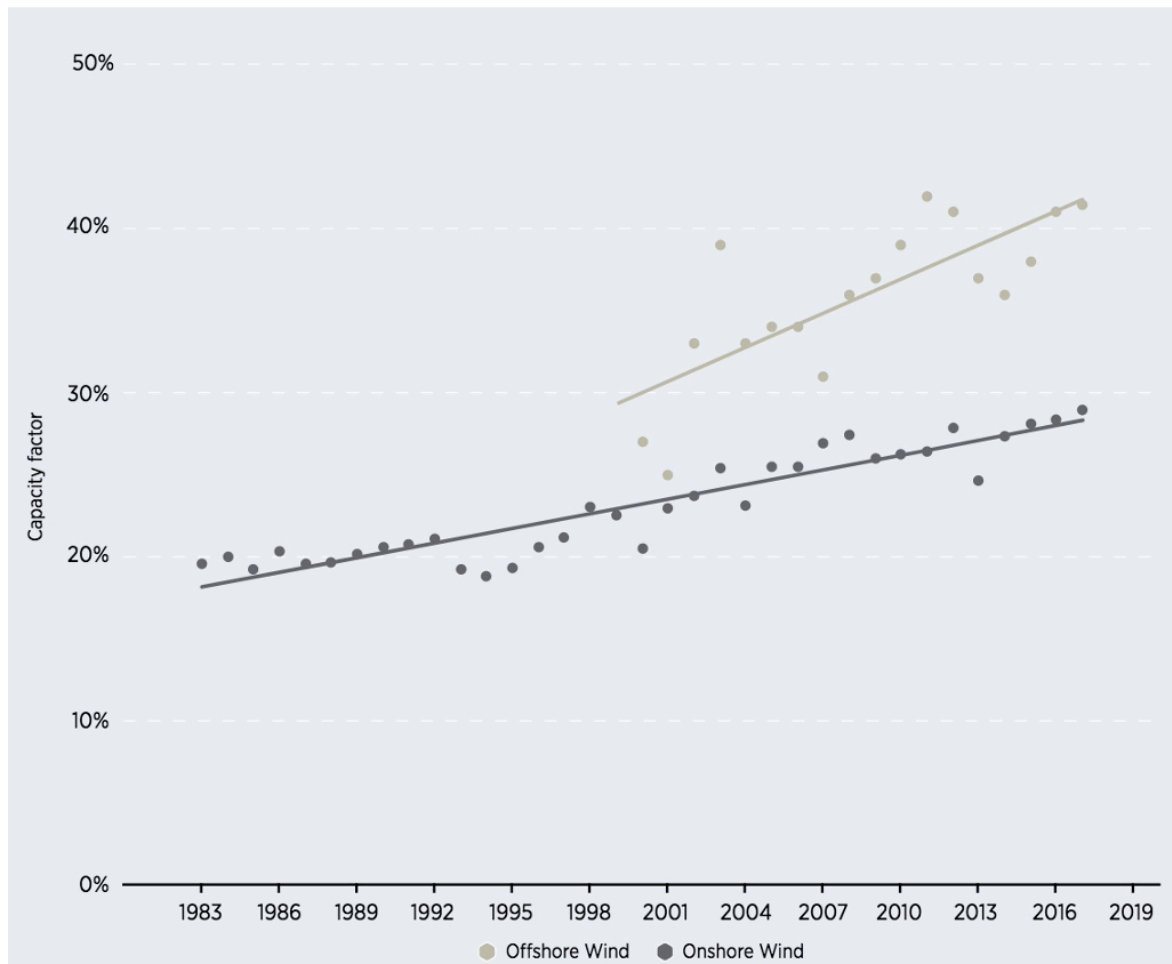


Abb.3-11 Global gewichtete Auslastungsfaktoren von neuen Windstromkapazitäten im Jahr der Inbetriebnahme, 1983–2017

Quelle: IRENA (2018)

Für die Analysen im Rahmen des Projekts MENA-Fuels kann davon ausgegangen werden, dass zukünftige Windparks in MENA-Ländern überdurchschnittlich hohe Auslastungsfaktoren von etwa 40 % erreichen können. Zusätzlich wird eine relativ langsame Steigerung dieses Kennwertes bis zum Jahr 2050 angenommen, da man auch davon ausgehen kann, dass die besten Standorte frühzeitig entwickelt werden und dass hohe Auslastungswerte durch verbesserte konstruktive Maßnahmen bei der Realisierung der Projekte über die Zeit beibehalten bzw. leicht gesteigert werden können (vgl. Tab. 3-21).

Tab. 3-21 Angenommene Fortschreibung der Umwandlungseffizienz von Windkraftanlagen in der MENA-Region bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-----------------------|------|------|------|------|
| Auslastungsfaktor [%] | 40 | 42 | 44 | 46 |

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Die Stromgestehungskosten von onshore produziertem Windstrom sind in den letzten Dekaden kontinuierlich gesunken. Abb. 3-12 illustriert diese Entwicklung bei den global gewichteten Stromgestehungskosten. 2017 lag der globale Durchschnitt bei 0,06 USD/kWh (IRENA 2018). Basierend auf globalen Daten von Auktionen für Windstromprojekte zwischen 2010 und 2020 wird eine Lernrate von etwa 21 % geschätzt (ebenda). D. h. jede Verdopplung des globalen Marktes führt zu Reduktionen der Stromgestehungskosten um 21 %.

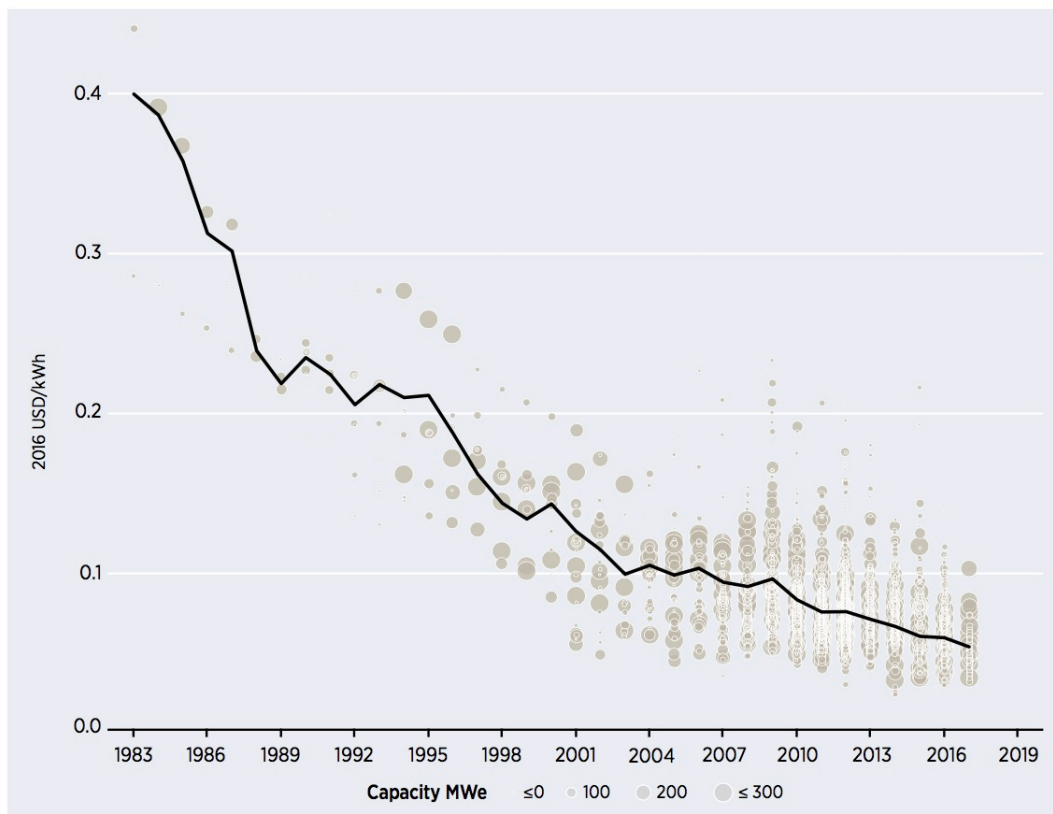


Abb. 3-12 Global gewichtete durchschnittliche Stromgestehungskosten von Onshore-Windenergie, 1983–2017

Quelle: IRENA (2018)

Die oben erwähnten überdurchschnittlichen Auslastungsfaktoren, die Windstromprojekte in der MENA-Region erzielen können, spiegeln sich auch in relativ niedrigen Stromkosten wider, die bei öffentlichen Auktionen erreicht werden. So wurde beispielsweise in der letzten Auktion in Marokko in 2016 ein Stromtarif von 0,03 USD/kWh für Onshore-Windprojekte erzielt (Kruger et al. 2018). Ähnliche Entwicklungen sind

auch in Ägypten zu erkennen. Dort ist ein Tarif von 0,038 USD/kWh für den Windpark *Ras Gharib* festgelegt worden (George 2018).

Für die weiteren Analysen im Rahmen von MENA-Fuels können durchschnittliche Stromgestehungskosten von etwa 0,04 USD/kWh (0,92 EUR ct/MJ) bei Windprojekten in 2020 angenommen werden. Geht man von einer vergleichsweise langsamen Lernrate von 15 % aus und auch von einem vergleichsweise langsamen Wachstum des globalen Marktes, was einer Verdoppelung alle 10 Jahre entsprechen würde⁴, würden die Stromgestehungskosten in der MENA-Region in 2050 bei etwa 0,025 USD/kWh (0,58 EUR ct/MJ) liegen (vgl. Tab. 3-22).

Tab. 3-22 Angenommene Fortschreibung der Stromgestehungskosten von Windkraftanlagen in der MENA-Region bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--|--------|--------|--------|--------|
| Stromgestehungskosten [USD ₂₀₁₆ /kWh] | 0,040 | 0,034 | 0,029 | 0,025 |
| Stromgestehungskosten [EUR ₂₀₁₅ /MJ] | 0,0092 | 0,0078 | 0,0067 | 0,0058 |

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Deutsche Unternehmen (wie unter anderem *Siemens Gamesa*, *Enercon* und *Nordex*) gehören zu den führenden Herstellern auf dem globalen Markt. Zudem nimmt Deutschland mit einer starken Forschungs- und Demonstrationsinfrastruktur eine führende Rolle als Standort für die Weiterentwicklung dieses Technologiefelds ein (Hahn et al. 2017). Daher lässt sich die internationale Aufstellung der deutschen Industrie als „Technologieführerschaft“ beschreiben (vgl. Tab. 3-23).

Tab. 3-23 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der betrachteten Windtechnologie

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|---|---|
| <input checked="" type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis Dezember 2019 angewendet: "Wind turbine" OR "wind power" OR "Wind parks" OR "offshore wind" OR "wind energy" OR "windenergie" OR ("Direct-drive" AND "wind") AND (electricity OR "electric power" OR "electric energy")) AND (EXCLUDE (DOCTYPE,"ch").

Die weltweite Anzahl von Publikationen in diesem Technologiefeld hat sich in den letzten 10 Jahren mehr als verdoppelt: Von 1709 Publikationen im Jahr 2009 auf 3614 in 2018. Gemessen an der Anzahl an referierten Artikeln sind die Forschungsaktivitäten von deutschen Forschungsinstituten dieser Tendenz nur teilweise gefolgt. In der

⁴ Die letzte Verdoppelung der global installierten Windkraftleistung fand zwischen 2012 und 2018 statt (GWEC 2019).

selben Zeitperiode ist hier ein Zuwachs von 68 % zu verzeichnen: Von 79 Publikationen in 2009 auf 133 in 2018.

Darüber hinaus ist zu beobachten, dass die Anzahl an Publikationen mit Bezug zu deutschen Forschungsinstituten in den letzten 5 Jahren relativ konstant geblieben ist. Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich dabei folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 3186 Artikeln pro Jahr, davon 135 pro Jahr (4 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 5 %, während die Publikationen unter deutscher Beteiligung unterdurchschnittlich mit lediglich 1 % pro Jahr zunahmen. Diese Tendenz könnte ein Indiz für eine Stagnation der deutschen F&E-Dynamik im Feld Windenergie sein, wenn auch auf relativ hohem Niveau. Allerdings lassen sich aus der hier vorgestellten einfachen Analyse von Publikationszahlen keine sicheren Aussagen herleiten (vgl. Abb. 3-13).

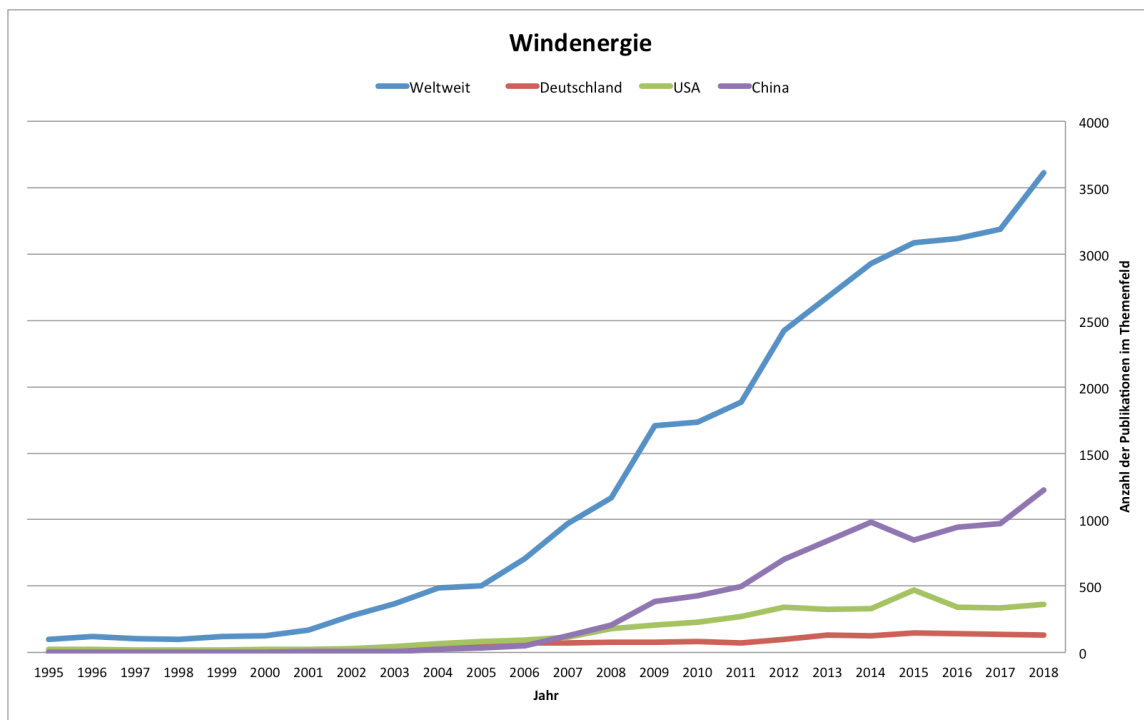


Abb. 3-13 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Windenergie

Betrachtet man die starke Rolle der deutschen Windindustrie im globalen Markt sowie die konsolidierte Forschungsinfrastruktur in diesem Technologiefeld, wird das Kriterium „Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen“ mit der Wertung „5“ auf einer Skala von 1 bis 5 versehen.

Kriterium 5: Wasserbedarf

In der Standardliteratur über den Wasserbedarf von Energietechnologien wird allgemein angenommen, dass der Betrieb von Windkraftanlagen nur einen sehr geringen direkten Wasserverbrauch verursacht (Spang et al. 2014). Für die Analysen im Rahmen des Projekts MENA-Fuels wird kein Wasserbedarf für den Betrieb von Windkraftanlagen angenommen.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Es gibt mindestens drei Kriterien für die Bewertung der Auswirkungen von Windenergieprojekten auf die Landnutzung: (a) die betroffene Fläche, (b) die Dauer der Auswirkungen und (c) die Qualität der Auswirkungen. Der Schwerpunkt liegt hier nur auf (a), der betroffenen Fläche. Aber selbst diese scheinbar überschaubare quantitative Metrik stellt angesichts der diskontinuierlichen Konfiguration von Windenergieprojekten eine Herausforderung dar. Beispielsweise impliziert die Installation und der Betrieb einzelner Windkraftanlagen die permanente Räumung von nur relativ kleinen Flächen, die für keine andere Nutzungen freigegeben werden können. Die am häufigsten benutzte Metrik bei Windkraftanlagen ist jedoch der Platzbedarf des Gesamtprojekts. Darüber hinaus kann es neben den direkten Änderungen der Landnutzung innerhalb des Windparkgebiets auch andere Änderungen geben, wie z. B. Zufahrtsstraßen, Umspannwerke, Dienstleistungsgebäude und andere Infrastrukturen außerhalb des eigentlichen Windparks (Denholm et al. 2019).

Die verfügbaren Schätzungen in der Fachliteratur variieren daher erheblich und hängen von der verwendeten Definition von Flächenbedarf ab. Denholm et al. (2019) lieferten Schätzungen auf der Grundlage einer Untersuchung von 172 Windprojekten in den USA. Bezogen auf die gesamte genutzte Fläche (d. h. die Fläche des gesamten Windparks) lagen die häufigsten leistungsbezogenen Flächeneffizienzen zwischen 1 und 5 MW/km². Analysen zum Flächenbedarf von Windprojekten in der MENA-Region sind den Autoren nicht bekannt. Um eine Annäherung an die spezifischen Konditionen in der MENA-Region zu erhalten, werden in Tab. 3-24 öffentliche Daten zu zwei der größten Windprojekte der Region dargestellt. Hier ist eine große Bandbreite der Gesamtflächennutzung ersichtlich: Von 3 MW/km² im Projekt *Tarfaya* in Marokko (das 2014 in Betrieb genommen wurde) bis zu 13,5 MW/km² in *Gabal El Zayt* in Ägypten (in Betrieb mit voller Kapazität seit 2018).

Tab. 3-24 Vergleich des Flächenbedarfs von zwei ausgewählten großen Windenergieprojekten in der MENA-Region

| Land | Projektname | Gesamtleistung [MW] | Gesamtfläche [km ²] | MW/km ² | m ² /MW | Quelle |
|---------|---------------|---------------------|---------------------------------|--------------------|--------------------|---------------|
| Marokko | Tarfaya | 300 | 100 | 3,0 | 333333 | (Neslen 2016) |
| Ägypten | Gabal El Zayt | 580 | 43 | 13,5 | 74138 | (DAIHK 2018) |

Für die weitere Analyse wird als konservative Schätzung ein durchschnittlicher Flächenbedarf für heutige Windprojekte in der MENA-Region von 200.000 m²/MW (entsprechend einer Flächeneffizienz von 5 MW/km²) angenommen, was dem obersten Wert der von Denholm et al. (2009) am häufigsten gefundenen Flächenbedarfe entspricht. Betrachtet man die im Windenergiesektor ausgeprägte Tendenz zu steigenden Nennleistungen der Turbinen, ist von einer stetigen Verbesserung des Flächenbedarfs einzelner Projekte auszugehen. Für die weitere Analyse wird ein durchschnittlicher Flächenbedarf von 80.000 m²/MW (12,5 MW/km²) für Windprojekte in der MENA-Region in 2050 angenommen (vgl. Tab. 3-25). Dies entspricht der Annahme, dass Extremwerte heute bereits besonderes flächeneffizienter Projekte wie etwa *Gabal El Zayt* zukünftig den Normalfall darstellen werden.

Tab. 3-25 Angenommene Fortschreibung des Flächenbedarfs von Windkraftwerken in der MENA-Region bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--|---------|---------|---------|--------|
| Flächenbedarf [m ² /MW] | 200.000 | 133.333 | 111.111 | 80.000 |
| Flächeneffizienz [MW/km ²] | 5 | 7,5 | 10 | 12,5 |

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Für die Windindustrie wird der Bedarf an Seltenen Erden (vor allem Neodym und Dysprosium) als besonders kritisch betrachtet (Pavel et al. 2016). Diese Materialien sind unabdingbar für die Produktion von Permanentmagneten, die in PM-Generatoren eingesetzt werden, um signifikante Reduktionen des Gesamtgewichts der Turbinen zu ermöglichen. Zurzeit wird der Onshore-Markt von Turbinen dominiert, die auf Generatorkonzepten ohne Bedarf an Seltenen Erden basieren (Pavel et al. 2016). Allerdings impliziert der Trend zu immer größeren Nennleistungen auch eine steigende Tendenz zum Einsatz von PM-Generatoren in Onshore-Anlagen.

Der angenommene Maximalwert für den Anteil von Seltenen Erden in Permanentmagneten beläuft sich für Neodym auf 31 Prozent und für Dysprosium auf 2,3 Prozent (Viebahn et al. 2014). Der Bedarf an Permanentmagneten von Windturbinen mit Direktantrieb variiert je nach Modell zwischen 80 kg/MW (in Schnellläufern mit Getriebe) und 650 kg/MW (in getriebelosen Generatoren) (Pavel et al. 2016). Der spezifische Rohstoffbedarf an Neodym und Dysprosium nach Generatorklassen kann aus Tab. 3-26 entnommen werden.

Tab. 3-26 Durchschnittlicher Bedarf an Neodym und Dysprosium nach PM-Generatorklassen

| Generatorklasse (nur PM-Generatoren) | Neodym | Dysprosium |
|--|-------------|------------|
| Schnellläufer (mit Getriebe) | 24,8 kg/MW | 1,8 kg/MW |
| Getriebelose Generatoren (Direktantrieb) | 201,5 kg/MW | 15 kg/MW |

Quelle: Viebahn et al. (2014)

Unter Berücksichtigung der zu erwartenden technologischen Entwicklung im Bereich der Magnetflussdichte kann zukünftig von einer Reduzierung der Seltenen Erden in Permanentmagneten ausgegangen werden. Demnach wird antizipiert, dass der Anteil an Neodym im Jahre 2050 um 11 Prozentpunkte auf einen Anteil von 20 Prozent und der Anteil von Dysprosium im Jahre 2050 um 0,5 Prozentpunkte auf 1,8 Prozent sinken wird (Viebahn et al. 2014, S. 165).

Nach Wissensstand der Autoren sind keine Gefahrstoffe mit dem Betrieb von Windkraftwerken verbunden.

Auf einer Skala von 1 (kein) bis 5 (sehr viel) und unter Betrachtung der oben dargestellten Argumente wird der allgemeine Bedarf an kritischen Stoffen für Windenergie mit der Wertung „3“ versehen.

Kriterium 8: Flexibilität

Die fluktuierenden Windgeschwindigkeiten sind die maßgebende Flexibilitätsherausforderung für den Betrieb von Windkraftwerken. Wie oben erwähnt sind Windturbinen in der Lage, elektrischen Strom innerhalb eines bestimmten Bereichs von Windgeschwindigkeiten zu generieren. Die Anpassung der Betriebsweise (bzw. der tatsächlich bereitgestellten elektrischen Leistung) je nach Windsituation ist also Teil der normalen Funktionalität von Windturbinen – allerdings nur innerhalb des oben erwähnten Bereichs von Windgeschwindigkeiten. Um einen kontinuierlichen Betrieb unter oder oberhalb dieses Bereichs zu gewährleisten, ist die Anwendung von zusätzlichen Speichertechnologien prinzipiell möglich. Allerdings gehören Speicherkapazitäten nicht zu den Komponenten, die bei der Planung und Entwicklung von großen kommerziellen Windparks (z. B. über 100 MW) üblicherweise einbezogen werden. Deswegen wird für die (Betriebs-)Flexibilität von Windkraftwerken Stufe 3 auf der in Tab. 3-27 beschriebenen Bewertungsskala angenommen.

Tab. 3-27 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Steuerbarkeit von Stromproduktionstechnologien

| Steuerbarkeit | Bedeutung |
|---------------|---|
| 1 | technisch nicht möglich |
| 2 | |
| 3 | möglich, erfordert signifikante Anpassungen der heute konventionell angewandten Konzepte |
| 4 | |
| 5 | möglich, durch heute schon kommerziell eingesetzte Konzepte |

Technisch gesehen, ermöglichen kommerzielle Windkrafttechnologien den kleinteiligen modularen Aufbau von großen Anlagen. Die großen Nennleistungen von heutigen Windparks werden durch die Zusammenschaltung mehrerer Turbinen erreicht, wobei jede Einzelturbine relativ kleine Nennleistungen (1 bis 8 MW) beiträgt. Zum Teil werden große Projekte modular aufgebaut, indem große Areale schrittweise entwickelt werden, allerdings nicht turbinenweise, sondern in Form von Windparkteilen mit mehreren 10 MW Gesamtleistung, um unter anderem Skaleneffekte zu nutzen. Die modulare Skalierbarkeit von Windkrafttechnologien wird mit Stufe 3 auf der beschriebenen Bewertungsskala angenommen (vgl. Tab. 3-28).

Tab. 3-28 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der modularen Skalierbarkeit von Stromtechnologien

| Modulare Skalierbarkeit | Bedeutung |
|-------------------------|--|
| 1 | Sehr gering, bzw. technisch nicht sinnvoll |
| 2 | |
| 3 | möglich, mit signifikanter Erhöhung der spezifischen Investitionskosten |
| 4 | |
| 5 | Modularität gehört zu den Charakteristiken heute angewandter Konzepte |

Auf Basis der beschriebenen Steuerbarkeit und modularer Skalierbarkeit der Wind-Onshore-Technologie wird die gesamte Flexibilität dieses Technologiefeldes mit dem Wert 3 gekennzeichnet.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Viele Länder der MENA-Region investieren schon heute zur weiteren Entwicklung der Stromsysteme in Windkraft. Selbst wenn der Aufbau eines nationalen oder regionalen PtX-Sektors zukünftig nicht gelingen wird, können Investitionen in Windkapazitäten technisch, ökonomisch und gesellschaftlich sinnvollen Einsatz finden. Der Lock-in-Effekt von Investitionen in dieses Technologiefeld kann als sehr niedrig – d. h. Stufe 1 – eingestuft werden (vgl. Tab. 3-29).

Tab. 3-29 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Lock-in-Effekte von Stromproduktionstechnologien

| Lock-in-Effekt | Bedeutung |
|----------------|--|
| 1 | Installierte Anlagen können ohne großen Aufwand für andere Sektoren (jenseits von PtX) genutzt werden. |
| 2 | |
| 3 | Installierte Anlagen können für andere Sektoren (jenseits von PtX) genutzt werden. Dies würde jedoch signifikante Anpassungen und Investitionen erfordern. |
| 4 | |
| 5 | Die „Umfunktionierung“ der installierten Anlagen ist technisch und ökonomisch nicht sinnvoll. |

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-30 Windenergie (Onshore): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 1: Energiebereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | |
|--|---|---|--|-------------------------|---------|---------|--------|--|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Windenergie (Onshore) | | | | | Quellenangabe |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | X | | | | Eigene Einschätzung |
| | | TRL | | 9 | 9 | 9 | 9 | |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | % (Auslastungsfaktor) | 40 | 42 | 44 | 46 | IRENA 2018; Hochberg 2016 |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/MJ | 0,0092 | 0,0078 | 0,0067 | 0,0058 | IRENA 2018; Kruger et al. 2018 |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 5 | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | Technologieführerschaft | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 135 / 3186 | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | 1 | | | | |
| | | %/Jahr (Welt) | 5 | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | m ³ /MWh | 0 | 0 | 0 | 0 | Spang et al. 2014 |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | m ² /MW | 200.000 | 133.333 | 111.111 | 80.000 | Denholm et al. 2009; Nelsen 2016; DAIHK 2018 |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 3 | 3 | 3 | 3 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 2 | 2 | 2 | 2 | Pavel et al. 2016 |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Eigene Einschätzung |

3.1.4 Zusammenführung Technologiegruppe 1

Abb. 3-14 führt wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben die Bewertungsergebnisse für die Technologiegruppe Energiebereitstellung zusammen und nimmt eine vergleichende Einschätzung der betrachteten Technologien vor.

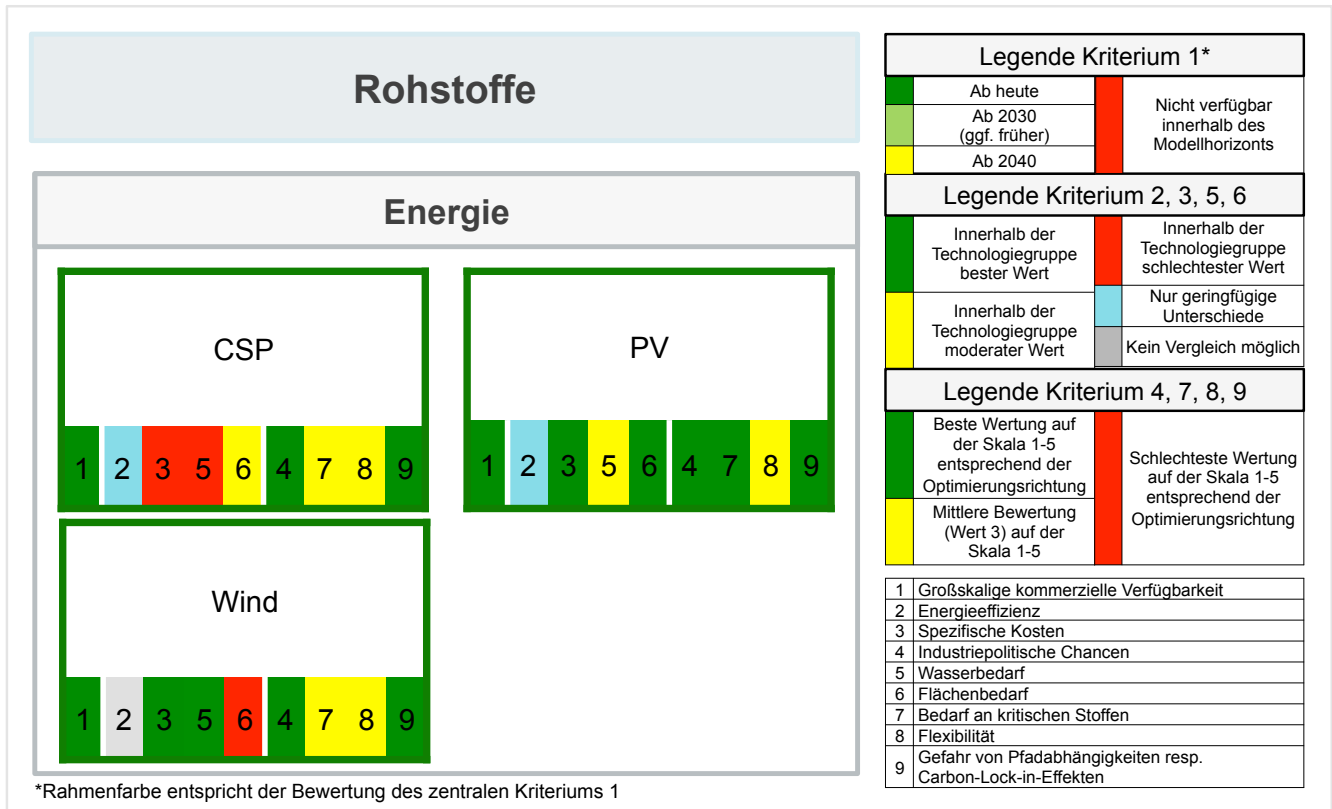


Abb. 3-14 Vergleichende Bewertung innerhalb der Technologiegruppe 1: Energiebereitstellung

■ Kriterium 1 (Großskalige Verfügbarkeit)

Die Technologien sind alle kommerziell einsatzbereit und werden bereits weltweit installiert.

■ Quantitative Kriterien 2, 3, 5, 6

Während bezüglich der Energieeffizienz (K2) wenig Unterschiede bestehen, schneidet CSP bei Kosten (K3) und Wasserbedarf (K5) schlechter als PV und Wind ab. Der geringste (leistungsbezogene) Flächenbedarf (K6) zeigt sich bei PV, gefolgt von CSP und Wind.

■ Semi-quantitative Kriterien 4, 7, 8, 9

Hinsichtlich der industriepolitischen Chancen (K4) erhalten alle drei Technologien den Bestwert der Skala. Beim Bedarf kritischer Stoffe (K7) schneidet PV besser als CSP und Wind ab (wobei alle Technologien einen niedrigen absoluten Wert aufweisen). Der Flexibilitätsgrad (K8) liegt bei allen Technologien im mittleren Bereich, während die Gefahr von Pfadabhängigkeiten und Carbon-Lock-In-Effekten (K9) bei allen Technologien als niedrig eingeschätzt wird.

3.2 Technologiegruppe 2: Wasserbereitstellung

Diese Gruppe beinhaltet die folgenden Technologien:

- Meerwasserentsalzung: Verdampfung
- Meerwasserentsalzung: Umkehrosmose

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Entsalzung ist der Prozess, bei dem Salze aus dem Wasser entfernt werden, um Wasser zu erzeugen, das den Qualitätsanforderungen verschiedener menschlicher Anwendungen entspricht (Darre und Toor 2018). Die kommerzielle Verbreitung von Entsalzungstechnologien ist in den letzten 30 Jahren beträchtlich gewesen (vgl. Abb. 3-15), beschränkt sich aber weitgehend auf Länder mit hohem Einkommen (z. B. Saudi-Arabien, VAE, Kuwait) und kleine Inselstaaten (z. B. Malta, Zypern) mit sehr begrenztem Zugang zu konventionellen Wasserressourcen (Jones et al. 2019).

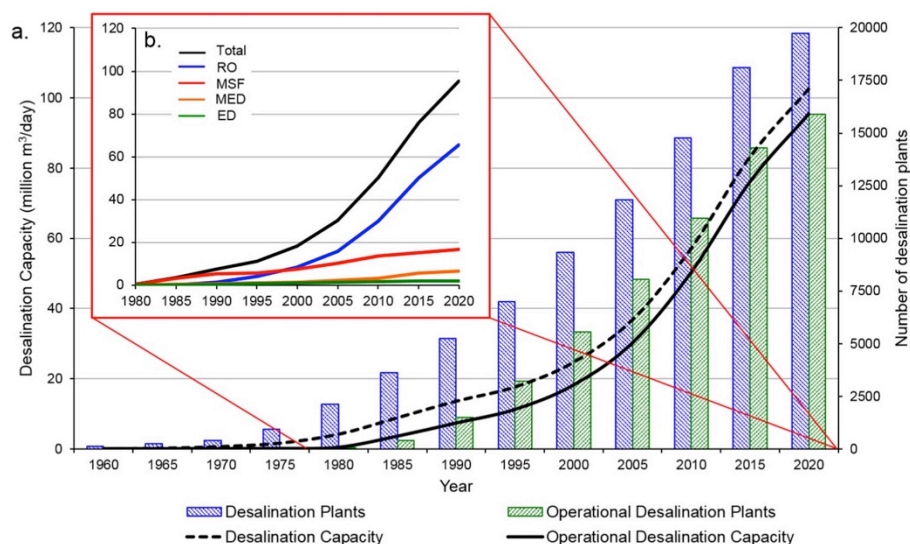


Abb. 3-15 Weltweite Entwicklung der Meerwasserentsalzung nach a) Anzahl und Kapazität der gesamten und in Betrieb befindlichen Entsalzungsanlagen und b) Betriebskapazität nach Entsalzungstechnologie

Quelle: Jones et al. (2019)

Die überwiegende Mehrheit der kommerziellen Entsalzungsanlagen arbeitet nach einem von zwei Grundprinzipien:

- Thermische Prozesse oder Destillationsprozesse, die das Salzwasser zum Sieden erhitzen, den Dampf auffangen und kondensieren und so gereinigtes Wasser erzeugen. Die am häufigsten genutzten Varianten dieser thermischen Verfahren sind die mehrstufige Entspannungsverdampfung (engl. multi-stage flash, MSF) und das Multi-Effekt-Destillationsverfahren (MED).
- Membrantechnologien, d. h. Verfahren, bei denen Salzwasser durch eine halbdurchlässige Membran gepresst wird, wodurch die Salze aus dem Wasser entfernt werden, sodass auf der einen Seite Sole und auf der anderen Seite Trinkwasser zurückbleibt. Zu dieser Gruppe gehören die Umkehrosmoseanlagen (engl. Reverse

Osmosis, RO), die heute rund 65 % der weltweit installierten Entsalzungskapazität ausmachen. (Ullah und Rasul 2018)

3.2.1 Meerwasserentsalzung: Verdampfung

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Beide zuvor genannten Varianten der thermischen Meerwasserentsalzung sind ausgereifte Konzepte, die kommerziell und großskalig angewandt werden – allerdings überwiegend (wenn nicht ausschließlich) gekoppelt an fossil-basierte Kraftwerke. Die Quelle der thermischen Energie für MSF- und MED-Entsalzungsprozesse ist Niederdruckdampf, der wiederum z. B. durch den Turbinenabdampf von konventionellen thermischen Kraftwerken bereitgestellt werden kann (Ettouney und Wilf 2009). Die größten thermischen Entsalzungsanlagen können Kapazitäten von über 100.000 m³/Tag erreichen und sind überwiegend in ölreichen, aber wasserarmen Regionen – insbesondere im Nahen Osten – zu finden. Diese (fossil betriebenen) Technologien weisen einen TRL 9 auf.

Das Interesse an der Nutzung der Sonnenenergie für thermische Entsalzungsprozesse hat in den letzten 10 Jahren zugenommen. Mehrere Konzepte wurden vorgeschlagen und untersucht (Ghaffour et al. 2015). Trotz umfangreicher Bemühungen, neue Materialien und Konfigurationen für solarthermische Entsalzungstechnologien zu entwickeln, bestehen immer noch Wissenslücken, wie diese Innovationen zur allgemeinen Verbesserung der Leistung und ökonomischen Machbarkeit von (vollständig) regenerativen Entsalzungsanlagen beitragen können (Wang et al. 2019). Einige Konzepte sind bis hin zu Pilot- und Demonstrationsanlagen entwickelt worden (Ghaffour et al. 2015). Die heutigen, weitentwickelten (rein auf Energien basierenden) Technologien können auf TRL 8 eingestuft werden.

Dennoch lassen die vermehrten Forschungsaktivitäten in diesem Technologiegebiet (vgl. Jones et al. 2019; Ullah und Rasul 2018; Wang et al. 2019) erwarten, dass in den nächsten 5 bis 10 Jahren die ersten mittelgroßen (mehrere 1.000 m³/Tag) bis großen (mehrere 10.000 m³/Tag) solarthermischen Entsalzungskonzepte im kommerziellen Betrieb eingesetzt werden können. Es wird deshalb hier von einer großskaligen kommerziellen Verfügbarkeit ab dem Jahr 2030 ausgegangen.

Vielversprechend erscheint auch die Weiterentwicklung hybrider Entsalzungsanlagen, indem die Vorteile von Membran-basierten und thermischen Entsalzungsanlagen kombiniert werden. Unter solchen Konfigurationen könnten thermische Entsalzungstechnologien die Entsalzung bis an die Grenze der Salzkristallisation führen. Dieses Potential ist ein wichtiger Vorteil thermischer Entsalzungsprozesse gegenüber den viel energieeffizienteren membranbasierten Technologien (Wang et al. 2019). Allerdings werden solche rein auf erneuerbaren Energien basierten Hybridanlagen meistens als akademische Konzepte diskutiert (Heidary et al. 2018; Iaquaniello et al. 2014). Eine detaillierte Bewertung hybrider Konzepte liegt außerhalb des Umfangs dieser Studie. Daher beschränken sich die folgenden Abschnitte auf die Bewertung von Anlagen, die auf thermischen Entsalzungskonzepten basieren.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Konventionelle thermische Entsalzungsanlagen haben hohe Energieverbräuche. Nach Wang et al. (2019) kann der thermische Energieeintrag zwischen $42 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^3$ und $628 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^3$ liegen. Dazu kommt noch der Strombedarf, der maßgeblich für den Betrieb von Vakuump- und Wasserpumpen notwendig ist und typischerweise zwischen 2 und $5 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{m}^3$ variiert (Wakil Shahzad et al. 2018). In thermischen Prozessen wird Energie für die Bereitstellung der latenten Verdampfungswärme (d. h. für den Phasenwechsel) aufgewendet, die bei einer Prozesstemperatur von 60°C liegt und abhängig vom Salzgehalt des Meerwassers zwischen 570 und $670 \text{ kWh}/\text{m}^3$ variieren kann (Sharqawy et al. 2010).

Entscheidend für die Weiterentwicklung der solarthermischen Entsalzungstechnologien ist daher die effiziente Rückgewinnung der latenten Kondensationswärme (Wang et al. 2019). Obwohl sich die Systemkonfiguration unterscheidet, sind MSF und MED beide so konzipiert, dass sie die Rückgewinnung der latenten Kondensationswärme ermöglichen. Diese erfolgt einerseits durch die Reduzierung des Drucks in den Destillationsräumen, was wiederum zu einer Siedepunktsenkung führt, andererseits durch die sequentielle Anordnung mehrerer Destillationsstufen, wobei die Latentwärme der vorherigen Stufe die Energie für die Verdampfung in der nächsten Stufe liefert. Die effizientesten MED-Anlagen erreichen (thermische) Energiebedarfe von $42 \text{ kWh}/\text{m}^3$. (ebenda)

Für die weitere Analyse wird angenommen, dass die ersten mittelgroßen solarthermischen Entsalzungsanlagen, die zwischen 2025 und 2030 im kommerziellen Betrieb in der MENA-Region eingesetzt werden könnten, einen gesamten Energiebedarf von $47 \text{ kWh}/\text{m}^3$ haben werden. Dieser setzt sich aus $42 \text{ kWh}/\text{m}^3$ thermischer und $5 \text{ kWh}/\text{m}^3$ elektrischer Energie zusammen. Weiterhin wird angenommen, dass nur sehr leichte Minderungen des thermischen Energiebedarfs bis 2050 realisierbar sind, ohne den elektrischen Energiebedarf maßgeblich zu erhöhen. Es wird deshalb von einem Gesamtenergiebedarf von etwa $40 \text{ kWh}/\text{m}^3$ im Jahr 2050 ausgegangen (vgl. Tab. 3-31).

Tab. 3-31 Angenommene Fortschreibung des Energiebedarfs von thermischen Entsalzungsanlagen bis 2050

| | Einheit | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|----------------------------|---------------------------------------|------|-------|-------|------|
| Gesamtenergiebedarf | $[\text{kWh}/\text{m}^3]$ | - | 47 | 43 | 40 |
| | $[\text{MJ}/\text{m}^3]$ | - | 169,2 | 154,8 | 144 |
| Thermischer Energiebedarf | $[\text{kWh}_{\text{th}}/\text{m}^3]$ | | 42 | 38 | 35 |
| | $[\text{MJ}_{\text{th}}/\text{m}^3]$ | | 151,2 | 136,8 | 126 |
| Elektrischer Energiebedarf | $[\text{kWh}_{\text{el}}/\text{m}^3]$ | | 5 | 5 | 5 |
| | $[\text{MJ}_{\text{el}}/\text{m}^3]$ | | 18 | 18 | 18 |

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Wie in der Darstellung des Entwicklungsstandes erwähnt, befinden sich rein erneuerbare thermische Entsalzungstechnologien derzeit noch in der Entwicklung und die Informationen über die Kosten sind begrenzt. Ein erster Einblick in die Kostendimensionen der Wasserentsalzung lässt sich aus Informationen zu kommerziellen (fossil-basierten) Anlagen gewinnen. Zunächst ist eine starke Abhängigkeit der spezifischen

Wasserproduktionskosten von der Anlagengröße festzustellen (vgl. Tab. 3-32). Während relativ niedrige Wasserkosten von 0,46 USD/m³ in sehr großen Entsalzungsanlagen (über 100.000 m³/Tag) erreicht werden, können mittelgroße Anlagen (mehrere 1000 m³/Tag) das dreifache Kostenniveau aufweisen.

Tab. 3-32 Wasserproduktionskosten unterschiedlicher Entsalzungstechnologien

| Feed Water | Plant Desalination (m ³ /day) | Desalination Cost/m ³ (US\$) |
|---------------------------------|--|---|
| Seawater RO | Less than 100 | 1.5–18.75 |
| | 250–1000 | 1.25–3.93 |
| | 15,000–60,000 | 0.48–1.62 |
| | 100,000–320,000 | 0.45–0.66 |
| Brackish water RO | Less than 20 | 5.63–12.9 |
| | 20–1200 | 0.78–1.33 |
| | 40,000–46,000 | 0.26–0.54 |
| MSF (multi-stage flash) | Less than 100 | 2.20–8.80 |
| | 12,000–55,000 | 0.84–1.31 |
| | Greater than 91,000 | 0.46–0.89 |
| MED (multi-effect distillation) | 23,000–528,000 | 0.46–1.54 |
| VCD (vapor compression) | 1000–1200 | 1.77–2.34 |

Quelle: Ullah und Rasul (2018)

Die Integration von solarthermischen Kraftwerken mit verschiedenen Destillationskonzepten wird von mehreren Wissenschaftler*innen vorgeschlagen und mit Hilfe von Simulationswerkzeugen analysiert. Viele dieser Studien konzentrieren sich auf die technische Integration und Optimierung eines oder mehrerer Konzepte. Es gibt relativ wenige Studien, die auch die finanzielle Machbarkeit solcher Konzepte berücksichtigen. Die verfügbaren technoökonomischen Schätzungen machen deutlich, dass die spezifischen Wasserkosten solarthermischer Entsalzung das Kostenniveau heutiger kommerzieller Technologien übersteigen würden. Servet et al. (2016) beispielsweise untersuchen die Möglichkeit, in der Atacama-Wüste in Chile Frischwasser für die Versorgung der Bergbauindustrie in dieser Region zu produzieren. Sie verwenden eine konventionelle RO-Anlage, die an das Stromnetz angeschlossen ist und an der Küste betrieben wird, als Referenzanlage und vergleichen sie mit einer MED-Anlage, die von einem Solarturmkraftwerk angetrieben wird und in der Wüste – in einer Entfernung von 100 km und einem Höhenunterschied von 2200 m – liegt. Die spezifischen Wasserproduktionskosten aus der solarthermischen Entsalzungsanlage wären etwa 2,5-mal höher als die der Referenzanlage. Palenzuela et al. (2015) betrachten mehrere Kombinationen eines Parabolrinnen-Kraftwerks (Nettokapazität von 50 MW elektrisch) mit verschiedenen thermischen und RO-Entsalzungstechnologien. Sie erhalten spezifische Wasserproduktionskosten zwischen 0,83 EUR/m³ und 1,05 EUR/m³ (0,98 USD/m³ und 1,24 USD/m³) in Konfigurationen, die CSP mit thermischen Destillationstechnologien kombinieren. Diese Kosten sind etwa 2- bis 2,5-mal höher als die von Ullah und Rasul (2018) angegebenen niedrigeren Kostenbereiche der heutigen kommerziellen Technologien (vgl. Tab. 3-32).

Für die weitere Analyse wird angenommen, dass die ersten rein solarthermisch betriebenen Entsalzungsanlagen in der MENA-Region spezifische

Wasserproduktionskosten von etwa 1 EUR/m³ erreichen würden. Darüber hinaus können starke Kostenreduktionen in der Zukunft angenommen werden, die beispielsweise durch folgende Entwicklungen erwartet werden können:

- Optimierung der thermischen Integration zwischen thermischen Solarkraftwerken und thermischen Entsalzungsverfahren,
- Starke Reduktion der Investitionskosten bei steigender Marktpenetration der solarthermischen Entsalzungsverfahren.

Infolgedessen könnten bis 2050 die spezifischen Wasserproduktionskosten bei etwa 0,50 EUR/m³ liegen (vgl. Tab. 3-33).

Tab. 3-33 Angenommene Fortschreibung der spezifischen Wasserproduktionskosten von thermischen Entsalzungstechnologien

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|------|------|------|------|
| Spezifische Wasserproduktionskosten [EUR/m ³] | - | 1 | 0,75 | 0,50 |

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Allgemein verfügt Deutschland über einen starken und weltweit agierenden Wasser- und Abwassertechniksektor (VDMA 2016). In seinem Bericht von 2016 listet der VDMA 11 Unternehmen, die Produkte oder Dienstleistungen unter der Rubrik „Meer- und Brackwasserentsalzung“ anbieten (ebenda). Allerdings sind darunter wenige Beispiele, die Expertise im Technologiefeld thermischer Entsalzungsanlagen aufweisen. Dazu zählen beispielsweise die Firma *Veolia Water Technologies*, die eine Linie von thermischen Entsalzungsanlagen in ihrem Portfolio anbietet (Veolia 2020), sowie die Firma *Bilfinger*, die über weltweite Expertise in der Instandhaltung von großen Entsalzungsanlagen verfügt (Bilfinger 2016). Unternehmerische Expertise im Bereich Meerwasserentsalzung liegt im Bereich der Umkehrosmose vor. In diesem Zusammenhang wird der Status der deutschen Industrie im Feld thermischer Entsalzungs-technologie als „nur eingeschränkt konkurrenzfähig“ eingestuft (vgl. Tab. 3-34).

Tab. 3-34 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich thermischer Entsalzungs-technologien

| Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich? | |
|--|---|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input checked="" type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis Dezember 2019 angewendet: "multi-stage flash" OR ("multi-effect" AND desalination) OR ("multi-effect" AND distillation)) AND (EXCLUDE (DOCTYPE,"ch"). Gemessen an der Anzahl referierter Artikel haben die Aktivitäten deutscher Forschungsinstitute insgesamt eine eher marginale Rolle (vgl. Abb. 3-16). Seit 1995 variiert die Menge an publizierten referierten Artikeln zwischen 0 und 5 Artikeln pro Jahr.

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 98 Artikeln pro Jahr, davon 3 pro Jahr (3 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 10 %, während für Publikationen unter deutscher Beteiligung aufgrund der niedrigen Gesamtzahl keine Steigerung erkennbar war.

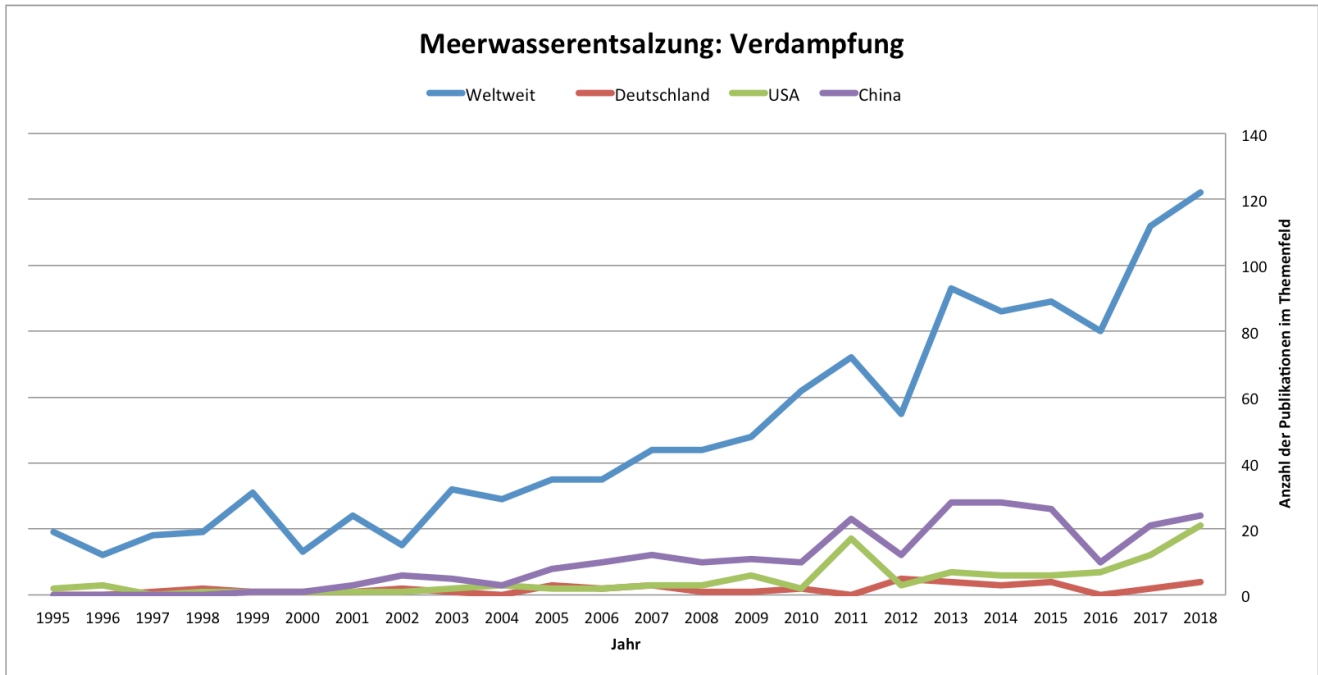


Abb. 3-16 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld thermische Entsalzungstechnologien

Bildet man eine Rangfolge der weltweit veröffentlichten Artikel nach Forschungsförderern, erscheinen 2 europäische Institutionen in den Top 10 (vgl. Abb. 3-17). Diese Beobachtung könnte ein Indiz dafür sein, dass das Thema von signifikanter Bedeutung im gesamt-europäischen Kontext ist. Ähnlich kann die Präsenz von drei Institutionen der Arabischen Halbinsel in dieser Rangfolge interpretiert werden. Wie bei der Diskussion zum *Kriterium 1* erwähnt, sind thermische Entsalzungstechnologien insbesondere in ölreichen Ländern großskalig im Einsatz. Das Interesse an der Weiterentwicklung dieses Technologiefeldes scheint in diesen Ländern weiterhin stark zu sein.

Für die weitere Entwicklung von PtX-Konzepten, die thermische Entsalzungstechnologien integrieren, scheinen starke F&E-Partnerschaften innerhalb der EU, aber auch mit fortgeschrittenen Forschungsakteuren der MENA-Region unabdingbar zu sein.

Betrachtet man die relativ nachrangige Rolle der deutschen Industrie und Forschungslandschaft in diesem spezifischen Technologiefeld, wird das Kriterium „Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen“ insgesamt mit der Wertung „2“ auf einer Skala von 1 bis 5 versehen.

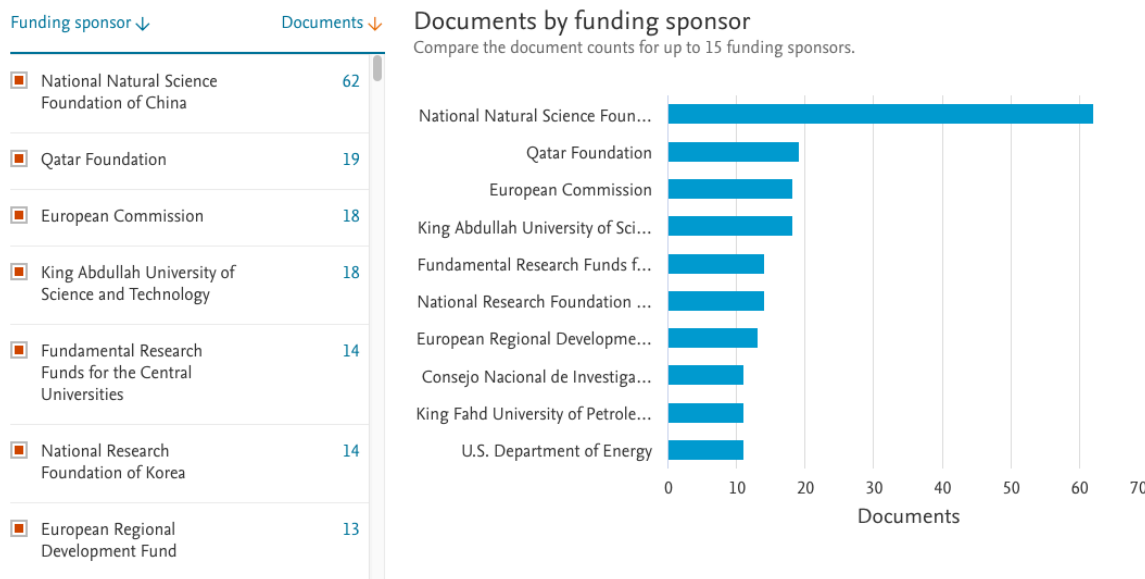


Abb. 3-17 Weltweite Top 10 der Forschungsförderer zum Thema thermische Entsalzungstechnologien, gemessen an der Anzahl von Publikationen (von 1995 bis 2019), die den jeweiligen Förderer explizit nennen

Kriterium 5: Wasserbedarf

Meerwasser ist das Haupteingangsmaterial von Entsalzungsanlagen. Der Bedarf an Meerwasser einer Anlage hängt von zwei Hauptparametern ab: Von ihrer Kapazität – zum Beispiel in m^3/Tag – und vom Wasserrückgewinnungsgrad (engl. recovery ratio) der angewandten Technologie. Der Wasserrückgewinnungsgrad ist definiert als die volumetrische Verarbeitungseffizienz des Entsalzungsprozesses. Er gibt den Anteil des zugeführten Meerwassers an, der in Süßwasser von hoher Qualität umgewandelt wird. Die heute kommerziell (und in großem Maßstab) verfügbaren thermischen Entsalzungsanlagen erreichen Rückgewinnungsgrade von etwa 33 % (Jones et al. 2019). Somit bleiben etwa zwei Drittel des Meerwassers durch den Entsalzungsprozess als Abfluss mit einer höheren Salzkonzentration und einer höheren Temperatur als bei den Einlassbedingungen zurück.

Physikalisch gesehen haben thermische Entsalzungstechnologien das Potenzial, den Prozess an die Grenze der Salzkristallisation zu bringen (Wang et al. 2019). Technisch gesehen erscheint die Kombination membranbasierter und thermischer Entsalzungstechnologien (Hybridanlagen) als machbarer Weg, um zu Wasserrückgewinnungsgraden von 100 % zu gelangen (Hamed et al. 2009; Shahzad et al. 2017). Allerdings ist die Hybridisierung noch ein recht neues Konzept, das in akademischen Kreisen diskutiert wird. Nach dem Wissen der Autoren wurde bisher noch kein Konzept unter realen Bedingungen demonstriert.

Für die weitere Analyse wird angenommen, dass die ersten rein solarthermisch betriebenen Entsalzungsanlagen in der MENA-Region eine Entsalzungseffizienz von 33 % erreichen werden, also vergleichbar mit konventionellen (fossil-basierten) Großanlagen sind. Des Weiteren wird die Weiterentwicklung von mit erneuerbaren Energien betriebenen Hybridkonzepten erwartet, weshalb bis 2050 die volle Salzkristallisation als Standardmerkmal von erneuerbaren Entsalzungsanlagen angenommen wird. Die

Rückgewinnungsgrade und daraus resultierenden Meerwasserbedarfe können Tab. 3-35 entnommen werden.

Tab. 3-35 Angenommene Fortschreibung des Wasserbedarfs von thermischen Entsalzungsanlagen bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|------|------|------|------|
| Meerwasserbedarf $[\text{m}^3_{\text{Meewasser}}/\text{m}^3_{\text{Frischwasser}}]$ | - | 3 | 1,5 | 1 |
| Wasserrückgewinnungsgrad $[\text{m}^3_{\text{Frischwasser}}/\text{m}^3_{\text{Meewasser}}]$ | - | 0,33 | 0,66 | 1 |

Kriterium 6: Flächenbedarf

Aussagen zum Flächenbedarf thermischer Meerwasserentsalzungsanlagen konnten in der untersuchten Literatur nicht gefunden werden.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Nach Wissensstand der Autoren sind keine kritischen Rohstoffe für die Produktion bzw. den Betrieb von thermischen Entsalzungsanlagen notwendig.

Das bei den Entsalzungsprozessen anfallende Abwasser (auch Sole genannt) bleibt ein kritisches Problem und eine große technische und wirtschaftliche Herausforderung (Roberts et al. 2010). Das wichtigste Umweltproblem im Zusammenhang mit dem Betrieb von Entsalzungsanlagen ist daher das Management und die Entsorgung der Sole. Neben der höheren Salzkonzentration und der erhöhten Temperatur kann die Sole auch chemische Zusätze transportieren, die sowohl für die Vorbehandlung des Meerwassers als auch für die Nachbehandlung des destillierten Wassers benötigt werden. So ist die Entsorgung von Sole ins Meer mit Veränderungen des Salzgehaltes und des pH-Wertes sowie mit der Anreicherung von Schwermetallen und Chemikalien verbunden, wodurch die Küstenökologie beeinflusst wird (Liu et al. 2018).

Die bereits erwähnte Möglichkeit, die Entsalzungsprozesse an die Grenze der Salzkristallisation zu bringen, könnte die Behandlung der Nebenprodukte des Prozesses erleichtern. Anstatt die Sole zu entsorgen, könnten neue (und wahrscheinlich nachhaltigere) Wege der Entsorgung und auch der Verwendung der verbleibenden Salze und Substanzen möglich sein. Dies sind jedoch Managementpraktiken, die noch entwickelt und getestet werden müssen.

Auf einer Skala von 1 (kein) bis 5 (sehr viel) und unter Betrachtung der oben dargestellten Argumente wird der allgemeine Bedarf an kritischen Stoffen für thermische Entsalzungstechnologien mit der Wertung „2“ versehen.

Kriterium 8: Flexibilität

Der Bedarf an Flexibilität im Betrieb rein erneuerbarer thermischer Entsalzungsanlagen ergibt sich aus der fluktuierenden Verfügbarkeit der erneuerbaren Energiequellen. Hierbei handelt es sich um eine Zusatzanforderung, der die heutigen konventionellen Technologien nicht ausgesetzt sind. Allerdings sind mögliche Betriebsstrategien denk- und realisierbar, die solche Diskontinuitäten in der Energiebereitstellung abfedern können. So können etwa Teillastbetriebe durch die Anpassung des Meerwasserdurchflusses relativ einfach erreicht werden.

Für die weitere Analyse im Projekt MENA-Fuels wird die Steuerbarkeit von (rein mit erneuerbaren Energien betriebenen) Entsalzungstechnologien nach ihrer Fähigkeit bewertet, sich an fluktuierendes Dargebot von erneuerbaren Energien anzupassen. Auf dieser Basis wird der Flexibilitätsgrad von erneuerbaren thermischen Entsalzungsanlagen nach der in Tab. 3-36 beschriebenen Skala auf Stufe 3 eingeschätzt.

Tab. 3-36 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Steuerbarkeit von Entsalzungstechnologien

| Steuerbarkeit | Bedeutung |
|---------------|---|
| 1 | technisch nicht möglich |
| 2 | |
| 3 | möglich, erfordert signifikante Anpassungen der heute konventionell angewandten Konzepte |
| 4 | |
| 5 | möglich, durch heute schon kommerziell eingesetzte Konzepte |

Wie oben angedeutet weist die Technologie starke Skaleneffekte (engl. economies of scale) auf, sodass eine Modularisierung bzw. Segmentierung der Investitionen in Entsalzungskapazitäten über die Zeit mit starken Erhöhungen der erzielbaren Wasserproduktionskosten einhergehen würde. Die modulare Skalierbarkeit von thermischen Entsalzungsanlagen wird nach der in Tab. 3-37 beschriebenen Skala auf Stufe 3 eingeschätzt.

Tab. 3-37 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der modularen Skalierbarkeit von Entsalzungstechnologien

| Modulare Skalierbarkeit | Bedeutung |
|-------------------------|---|
| 1 | technisch nicht sinnvoll |
| 2 | |
| 3 | möglich, mit starker Erhöhung der Wasserproduktionskosten |
| 4 | |
| 5 | Modularität gehört zu den Charakteristiken heute angewandter Konzepte |

Auf Basis der beschriebenen Steuerbarkeit und modularen Skalierbarkeit von thermischen Meerwasserentsalzungstechnologien wird die gesamte Flexibilität dieses Technologiefeldes mit dem Wert 3 gekennzeichnet.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Das Hauptprodukt von Entsalzungstechnologien ist Frischwasser. In der MENA-Region wird in der näheren Zukunft ein starker Anstieg des Bedarfs an Frischwasser erwartet. Selbst wenn der Aufbau eines nationalen oder regionalen PtX-Sektors zukünftig nicht gelingen wird, können Investitionen in auf erneuerbaren Energien basierende Entsalzungsanlagen technisch, ökonomisch und gesellschaftlich sinnvollen Einsatz finden. Auf dieser Basis kann der Lock-in-Effekt von Investitionen in Entsalzungsanlagen als sehr niedrig – d. h. Stufe 1 – eingestuft werden (vgl. Tab. 3-38).

Tab. 3-38 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Lock-in-Effekte von Entsalzungstechnologien

| Lock-in-Effekt | Bedeutung |
|----------------|--|
| 1 | Installierte Anlagen können ohne großen Aufwand für andere Sektoren (jenseits von PtX) genutzt werden. |
| 2 | |
| 3 | Installierte Anlagen können für andere Sektoren (jenseits von PtX) genutzt werden. Dies würde jedoch signifikante Anpassungen und Investitionen erfordern. |
| 4 | |
| 5 | Die „Umfunktionierung“ der installierten Anlagen ist technisch und ökonomisch nicht sinnvoll. |

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-39 Meerwasserentsalzung (Verdampfung): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 2: Wasserbereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | |
|---|---|---|--|-----------------------------------|-------|-------|-------|---|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Meerwasserentsalzung (Verdampfung) | | | | | Quellenangabe |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | X | | | |
| | | TRL | | 8 | 9 | 9 | 9 | Ullah und Rasu 2019 |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf - Gesamt | MJ/m ³ | n. a. | 169,2 | 154,8 | 144 | Wang et al. 2019; Shahzad et al. 2018 |
| | | spezifischer Endenergiebedarf thermisch | MJ/m ³ | n. a. | 151,2 | 136,8 | 126 | ebenda |
| | | spezifischer Endenergiebedarf elektrisch | MJ/m ³ | n. a. | 18 | 18 | 18 | ebenda |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/m ³ | n. a. | 1 | 0,75 | 0,5 | Ullah und Rasu 2019; Servet 2016; Palenzuela 2015 * inklusive Energiekosten! |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 2 | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | nur eingeschränkt konkurrenzfähig | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 3 / 98 | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | 0 | | | | |
| | | %/Jahr (Welt) | 10 | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | m ³ Meerwasser/ m ³ Frischwasser | | 3 | 1,5 | 1 | Jones et al. 2019 |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | m ² /t Jahresproduktionskapazität | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 2 | 2 | 2 | 2 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 1 | 1 | 1 | 1 | Eigene Einschätzung |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Eigene Einschätzung |

3.2.2 Meerwasserentsalzung: Umkehrosmose

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Die Umkehrosmose (abgekürzt RO für engl. Reverse Osmosis) ist die bei weitem dominierende Entsalzungstechnologie. Die Technologie kann mit TRL 9 eingestuft werden. Sie macht heute 84 % der gesamten Anzahl der in Betrieb befindlichen Entsalzungsanlagen aus und produziert insgesamt weltweit pro Tag etwa 65,5 Millionen m³ entsalztes Wasser (Jones et al. 2019). Kommerzielle Anlagen, die auf dem Umkehrosmose-Prinzip basieren, sind für fast jeden Anwendungsbereich verfügbar – von kompakten Geräten für weniger als 100 m³ pro Tag bis hin zu Großanlagen für die Produktion von mehreren 100.000 m³ pro Tag. Der Betrieb von RO-Entsalzungsanlagen mit erneuerbaren Energien ist technisch möglich. Mehrere Studien und Demonstrationsprojekte haben technische Konzepte in diese Richtung vorangetrieben. Die kommerzielle Anwendung von RO-Entsalzungsanlagen, die vollständig mit erneuerbarer Energie betrieben werden, ist jedoch meistens auf kleine Anlagen beschränkt (Abutayeh et al. 2014), insbesondere um den Bedarf von Dörfern zu decken, die nicht an das Stromnetz angeschlossen sind.

Ein erster bemerkenswerter Versuch des Einsatzes von Photovoltaik zur Versorgung großer RO-Anlagen wurde in der Nähe der Stadt Al Khafji, Saudi-Arabien, entwickelt und umgesetzt (Glatz-Krainz 2019). Detaillierte Daten über das technische und wirtschaftliche Betriebsverhalten dieses Projekts sind nicht verfügbar. Bei der Anlage in Al Khafji wurde allerdings keine echte Integration der Stromerzeugung und des Entsalzungsverfahrens durchgeführt – vielmehr agieren beide Komponenten unabhängig voneinander (Larsen 2018). Jedoch übersteigt die Stromproduktion aus der PV-Anlage rechnerisch den Strombedarf der RO-Anlage (Glatz-Krainz 2019). Dieses Praxisbeispiel veranschaulicht einerseits das gestiegene Interesse an der kommerziellen Entwicklung von PV-gekoppelten RO-Entsalzungsanlagen im großen Maßstab, andererseits scheinen technische und wirtschaftliche Herausforderungen einer vollständigen Integration der Stromerzeugung mittels PV-Anlagen mit dem Betrieb der RO-Anlage noch offen zu sein. Das Beispiel in Al Khafji veranschaulicht jedoch, dass die RO-Entsalzungstechnologie für die Entwicklung von auf erneuerbaren Energien basierten PtX-Anlagen in der MENA-Region schon heute kommerziell verfügbar ist.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Typische RO-Entsalzungsanlagen verbrauchen etwa 3 bis 4 kWh_{el}/m³. Der theoretische Energieverbrauch eines idealen RO-Prozesses beträgt 1,6 kWh/m³. Damit liegen kommerzielle RO-Anlagen bereits sehr nahe an dieser Grenze (Wang et al. 2019). Für die weitere Analyse wird ein durchschnittlicher Energiebedarf von 4 kWh/m³ für zukünftige Erneuerbaren-basierte RO-Anlagen in der MENA-Region angenommen. Darüber hinaus wird eine leichte Abnahme des Bedarfs bis 2050 angenommen (vgl. Tab. 3-40).

Tab. 3-40 Angenommene Fortschreibung des Energiebedarfs von RO-Entsalzungsanlagen bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--|------|------|------|------|
| Gesamtenergiebedarf [kWh _{el} /m ³] | 4 | 3,5 | 3 | 3 |
| Gesamtenergiebedarf [MJ _{el} /m ³] | 14,4 | 12,6 | 10,8 | 10,8 |

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Wie bei der Diskussion zum Kriterium 1 erwähnt, sind große auf erneuerbaren Energien basierende RO-Entsalzungsanlagen derzeit noch sehr selten. Informationen über Wasserproduktionskosten sind auf techno-ökonomische Einschätzungen aus akademischen Studien begrenzt. Die verfügbaren techno-ökonomischen Schätzungen machen deutlich, dass die spezifischen Wasserkosten von Erneuerbar-basierten RO-Entsalzungsanlagen das Kostenniveau heutiger kommerzieller Technologien übersteigen würden. Servet et al. (2016) untersuchen beispielsweise die Möglichkeit, in der Atacama-Wüste in Chile Frischwasser für die Versorgung der Bergbauindustrie in dieser Region zu produzieren. Sie verwenden eine konventionelle RO-Anlage, die an das Stromnetz angeschlossen ist und an der Küste betrieben wird, als Referenzanlage und vergleichen sie – unter anderem – mit einer RO-Anlage, die von einer 4-MW-PV-Anlage angetrieben wird und in der Wüste – in einer Entfernung von 100 km und einem Höhenunterschied von 2200 m – liegt. Die spezifischen Wasserproduktionskosten aus der PV-RO-Entsalzungsanlage wären etwa 3 mal höher als die der Referenzanlage. Palenzuela et al. (2015) betrachten mehrere Kombinationen eines Parabolrinnen-Kraftwerks (Nettokapazität von 50 MW elektrisch) mit verschiedenen thermischen und RO-Entsalzungstechnologien. Für die Konfigurationen mit RO-Technologien erhalten sie spezifische Wasserproduktionskosten zwischen 0,79 EUR/m³ und 0,92 EUR/m³. Diese Kosten sind etwa 2- bis 2,5-mal höher als die von Ullah und Rasu (2018) angegebenen niedrigeren Kostenbereiche der heutigen kommerziellen RO-Technologien.

Für die weitere Analyse wird angenommen, dass rein mit erneuerbaren Energien betriebene RO-Entsalzungsanlagen in der MENA-Region spezifische Wasserproduktionskosten von etwa 1 EUR/m³ erreichen. Darüber hinaus können starke Kostenreduktionen in der Zukunft angenommen werden, sodass das heutige Kostenniveau von konventionellen RO-Entsalzungsanlagen langfristig erreicht wird (vgl. Tab. 3-41).

Tab. 3-41 Angenommene Fortschreibung der spezifischen Wasserproduktionskosten von RO-Entsalzungsanlagen bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|------|------|------|------|
| Spezifische Wasserproduktionskosten [EUR/m ³] | 1 | 0,82 | 0,63 | 0,45 |

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Allgemein verfügt Deutschland über einen starken und weltweit agierenden Wasser- und Abwassertechniksektor (VDMA 2016). Das Prinzip der Umkehrosmose wird in verschiedenen Anwendungen der Wasser- und Abwassertechnik eingesetzt. So verfügt der deutsche Sektor über eine breite Palette von Produkten und Dienstleistungen, die für die RO-Entsalzungstechnologie relevant sind, von Pumpen (z. B. das Unternehmen *KSB*), Keramik-Membranen (z. B. das Unternehmen *GEA*) bis hin zu komplettem

Anlagenbau (z. B. *Veolia*). Daher wird der Status der deutschen Industrie in diesem Technologiefeld als „wettbewerbsfähig“ betrachtet (vgl. Tab. 3-42).

Tab. 3-42 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich RO-Entsalzungstechnologien

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|--|--|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis Dezember 2019 angewendet: "Reverse osmosis" AND Desalination) OR (Meerwasserentsalzung AND Umkehrosmose) AND NOT biology AND (EXCLUDE (DOCTYPE,"ch"). Gemessen an der Anzahl referierter Veröffentlichungen sind die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten deutscher Forschungsinstituten in diesem Technologiefeld in den letzten 10 Jahren relativ konstant geblieben, mit einem Durchschnitt von etwa 11 Beiträgen pro Jahr. Wie in allen anderen der im Projekt MENA-Fuels betrachteten Technologiebereiche hat hier die weltweite Anzahl jährlicher referierter Publikationen in den letzten 10 Jahren stark zugenommen (vgl. Abb. 3-18). In diesem Kontext scheint die globale Relevanz von F&E-Aktivitäten in Deutschland, zumindest bezogen auf den Publikationsoutput, eher gering zu sein.

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 390 Artikeln pro Jahr, davon 10 pro Jahr (3 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 10 %. Die Publikationen unter deutscher Beteiligung nahmen sogar um 26 % pro Jahr zu, allerdings ist diese Aussage aufgrund der niedrigen absoluten Zahlen mit großer statistischer Unsicherheit behaftet.

Betrachtet man die bei den wissenschaftlichen Beiträgen angegebenen Förderinstitutionen, wird insbesondere deutlich, dass – außer Institutionen aus China und den arabischen Ländern – drei südkoreanische Institutionen in den Top 10 der Fördergeber vertreten sind: *Ministry of Land, Infrastructure and Transport*; *Ministry of Land, Transport and Maritime Affairs*; *National Research Foundation of Korea* (vgl. Abb. 3-19). Die RO-Technologie gehörte zu den fünf in 2006 von der koreanischen Regierung priorisierten Technologiefeldern (Kim et al. 2011). Die beobachteten Zahlen an Veröffentlichungen sind höchstwahrscheinlich mit der industriepolitischen Relevanz des Themas in Südkorea stark verbunden. Basierend auf dieser Beobachtung lässt sich vermuten, dass eine gemeinsame europäische Aufstellung wichtig sein kann, um die Wettbewerbsfähigkeit der einheimischen (bzw. europäischen) RO-Industrie im dynamischen globalen Markt beizubehalten.

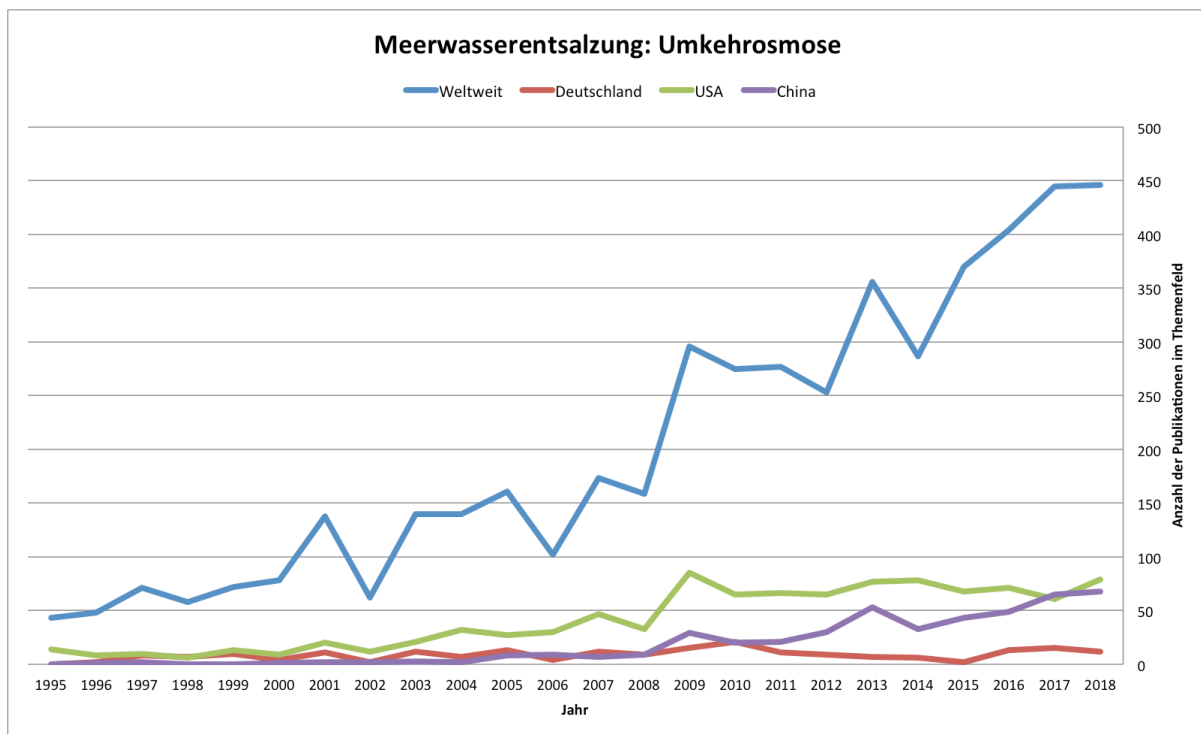


Abb. 3-18 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld RO-Entsalzungstechnologien

Das Kriterium „Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen“ wird mit der Wertung „3“ auf einer Skala von 1 bis 5 versehen. Dies soll grob die zuvor beschriebene Kombination von weltweit gut positionierten deutschen Unternehmen mit der eher stabilen Aktivität deutscher Forschungseinrichtungen im Bereich der RO-Entsalzungstechnologien widerspiegeln.

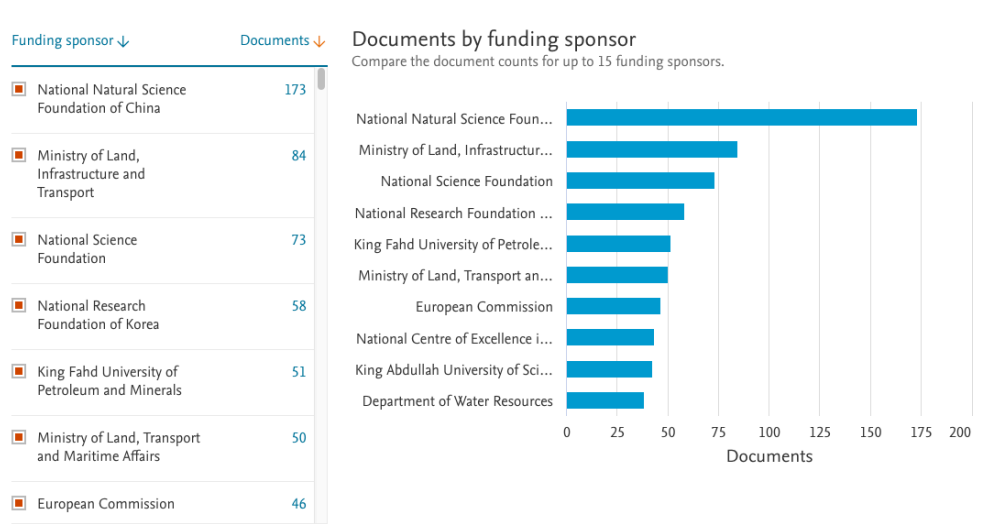


Abb. 3-19 Weltweite Top 10 der Forschungsförderer zum Thema RO-Entsalzungstechnologien, gemessen an der Anzahl von Publikationen (von 1995 bis 2019), die den jeweiligen Förderer explizit nennen

Kriterium 5: Wasserbedarf

Der Wasserrückgewinnungsgrad von RO-Entsalzungsanlagen hat sich entscheidend verbessert, von 25 % in den 1980er Jahren auf 45 % im Jahr 2016 (Shahzad et al.

2017). Allerdings hängt der realisierbare Wasserrückgewinnungsgrad stark vom Salzgehalt des zugeführten Meerwassers ab. An Standorten mit schwierigen Eingangsbedingungen, wie im Arabischen Golf und im Mittelmeer, kann die Rückgewinnungsrate von RO-Anlagen stark beeinflusst werden, wodurch die Werte unter 30 % liegen können. Für die weitere Analyse wird von einem durchschnittlichen Wasserrückgewinnungsgrad von 40 % für heutige RO-Projekte der MENA-Region ausgegangen. Darüber hinaus wird eine Steigerung dieses Durchschnitts von RO-Anlagen in der Region auf bis zu 60 % im Jahr 2050 angenommen. Die Rückgewinnungsgrade und daraus resultierenden Meerwasserbedarfe können Tab. 3-43 entnommen werden.

Tab. 3-43 Angenommene Fortschreibung des Wasserbedarfs von RO-Entsalzungsanlagen bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|------|------|------|------|
| Meerwasserbedarf [m ³ _{Meewasser} /m ³ _{Frischwasser}] | 2,50 | 2,17 | 1,89 | 1,67 |
| Wasserrückgewinnungsgrad [m ³ _{Frischwasser} /m ³ _{Meewasser}] | 0,40 | 0,46 | 0,53 | 0,60 |

Kriterium 6: Flächenbedarf

Aussagen zum Flächenbedarf von RO-Entsalzungstechnologien konnten in der untersuchten Literatur nicht gefunden werden.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Rohstoffen

Nach Wissensstand der Autoren sind keine kritischen Rohstoffe für die Produktion bzw. den Betrieb von RO-Entsalzungsanlagen notwendig.

Wie in Kapitel 3.2.1 bereits im Zusammenhang mit thermischer Entsalzung erwähnt, stellt die bei allen Entsalzungsprozessen anfallende Sole einen kritischen Faktor und eine große technische sowie wirtschaftliche Herausforderung dar (Roberts et al. 2010). Diesem Aspekt kann durch hybride Entsalzungstechnologien begegnet werden, die die Entsalzungsprozesse an die Grenze der Salzkristallisation bringen. Allerdings sind dafür Technologien und Abfallmanagementsysteme notwendig, die noch entwickelt und getestet werden müssen. (Ortiz-Albo et al. 2019)

Auf einer Skala von 1 (kein) bis 5 (sehr viel) und unter Betrachtung der oben dargestellten Argumente wird der allgemeine Bedarf an kritischen Stoffen für RO-Entsalzungstechnologien mit der Wertung „2“ versehen.

Kriterium 8: Flexibilität

Der Bedarf an Flexibilität im Betrieb rein erneuerbarer RO-Entsalzungsanlagen ergibt sich aus der fluktuierenden Verfügbarkeit der erneuerbaren Energiequellen. Konventionelle große RO-Anlagen sind in der Regel an das Übertragungsnetz gekoppelt und sind nicht für fluktuierende Stromversorgung konzipiert. Das erwähnte Projekt nahe der Stadt Al Khafji lässt vermuten, dass bei der Integration der diskontinuierlichen Stromversorgung aus erneuerbaren Quellen mit dem RO-Entsalzungsverfahren noch kritische Fragestellungen ungeklärt sind. Auf dieser Basis wird der Flexibilitätsgrad von erneuerbaren RO-Entsalzungsanlagen als möglich unter Vorbehalt von signifikantem zusätzlichem Aufwand betrachtet. Dies ist in Tab. 3-44 dargestellt.

Tab. 3-44 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Steuerbarkeit von Entsalzungstechnologien

| Steuerbarkeit | Bedeutung |
|---------------|---|
| 1 | technisch nicht möglich |
| 2 | |
| 3 | möglich, erfordert signifikante Anpassungen der heute konventionell angewandten Konzepte |
| 4 | |
| 5 | möglich, durch heute schon kommerziell eingesetzte Konzepte |

Alle heute kommerziell eingesetzten Entsalzungstechnologien weisen starke Skaleneffekte (engl. *economies of scale*) auf (Ullah und Rasul 2018), sodass eine Modularisierung bzw. Segmentierung der Investitionen in Entsalzungskapazitäten über die Zeit mit starken Erhöhungen der erzielbaren Wasserproduktionskosten einhergehen würde. Die modulare Skalierbarkeit von RO-Entsalzungsanlagen wird nach der in Tab. 3-45 beschriebenen Skala auf Stufe 3 eingeschätzt.

Tab. 3-45 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der modularen Skalierbarkeit von RO-Entsalzungstechnologien

| Modulare Skalierbarkeit | Bedeutung |
|-------------------------|---|
| 1 | technisch nicht sinnvoll |
| 2 | |
| 3 | möglich, mit starker Erhöhung der Wasserproduktionskosten |
| 4 | |
| 5 | Modularität gehört zu den Charakteristiken heute angewandter Konzepte |

Auf Basis der beschriebenen Steuerbarkeit und modularen Skalierbarkeit von RO-Entsalzungsanlagen wird die gesamte Flexibilität dieses Technologiefeldes mit dem Wert 3 gekennzeichnet.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Das Hauptprodukt von Entsalzungstechnologien ist Frischwasser. In der MENA-Region wird in der näheren Zukunft ein starker Anstieg des Bedarfs an Frischwasser erwartet. Selbst wenn der Aufbau eines nationalen oder regionalen PtX-Sektors zukünftig nicht gelingen wird, können Investitionen in auf erneuerbaren Energien basierten Entsalzungsanlagen technisch, ökonomisch und gesellschaftlich sinnvollen Einsatz finden. Auf dieser Basis kann der Lock-in-Effekt von Investitionen in Entsalzungsanlagen als sehr niedrig – d. h. Stufe 1 – eingestuft werden (vgl. Tab. 3-46).

Tab. 3-46 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Lock-in-Effekte von Entsalzungstechnologien

| Lock-in-Effekt | Bedeutung |
|----------------|--|
| 1 | Installierte Anlagen können ohne großen Aufwand für andere Sektoren (jenseits von PtX) genutzt werden. |
| 2 | |
| 3 | Installierte Anlagen können für andere Sektoren (jenseits von PtX) genutzt werden. Dies würde jedoch signifikante Anpassungen und Investitionen erfordern. |
| 4 | |
| 5 | Die „Umfunktionierung“ der installierten Anlagen ist technisch und ökonomisch nicht sinnvoll. |

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-47 Meerwasserentsalzung (Umkehrosrose): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 2: Wasserbereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | | |
|---|---|---|--|------------------|-------|-------|-------|--|------------------------|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Meerwasserentsalzung (Umkehrosrose) | | | | | | |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | Quellenangabe | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | X | | | | | |
| | | TRL | | 9 | 9 | 9 | 9 | Ullah und Rasu 2019 | |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf - Gesamt | MJ/m3 | 14,4 | 12,6 | 10,8 | 10,8 | Ullah und Rasu 2019; Wang et al. 2019 | |
| | | spezifischer Endenergiebedarf thermisch | | | | | | | |
| | | spezifischer Endenergiebedarf elektrisch | MJ/m3 | 14,4 | 12,6 | 10,8 | 10,8 | Ullah und Rasu 2019; Wang et al. 2019 | |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/m3 | 1 | 0,82 | 0,63 | 0,45 | Ullah und Rasu 2019; Servet 2016; Palenzuela 2015 * inklusive Energiekosten! | |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung | |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | wettbewerbsfähig | | | | Eigene Einschätzung | |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 10 / 390 | | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | 26 | | | | | |
| | | %/Jahr (Welt) | 10 | | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | m3 Meerwasser/m3 Frischwasser | 2,5 | 2,17 | 1,89 | 1,67 | Shahzad et al. 2017 | |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | m2/t Jahresproduktionskapazität | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 2 | 2 | 2 | 2 | Eigene Einschätzung | |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung | |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 1 | 1 | 1 | 1 | Eigene Einschätzung | |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung | |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Eigene Einschätzung | |

3.2.3 Zusammenführung Technologiegruppe 2

Abb. 3-20 führt wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben die Bewertungsergebnisse für die Technologiegruppe Wasserbereitstellung zusammen und nimmt eine vergleichende Einschätzung der betrachteten Technologien vor.

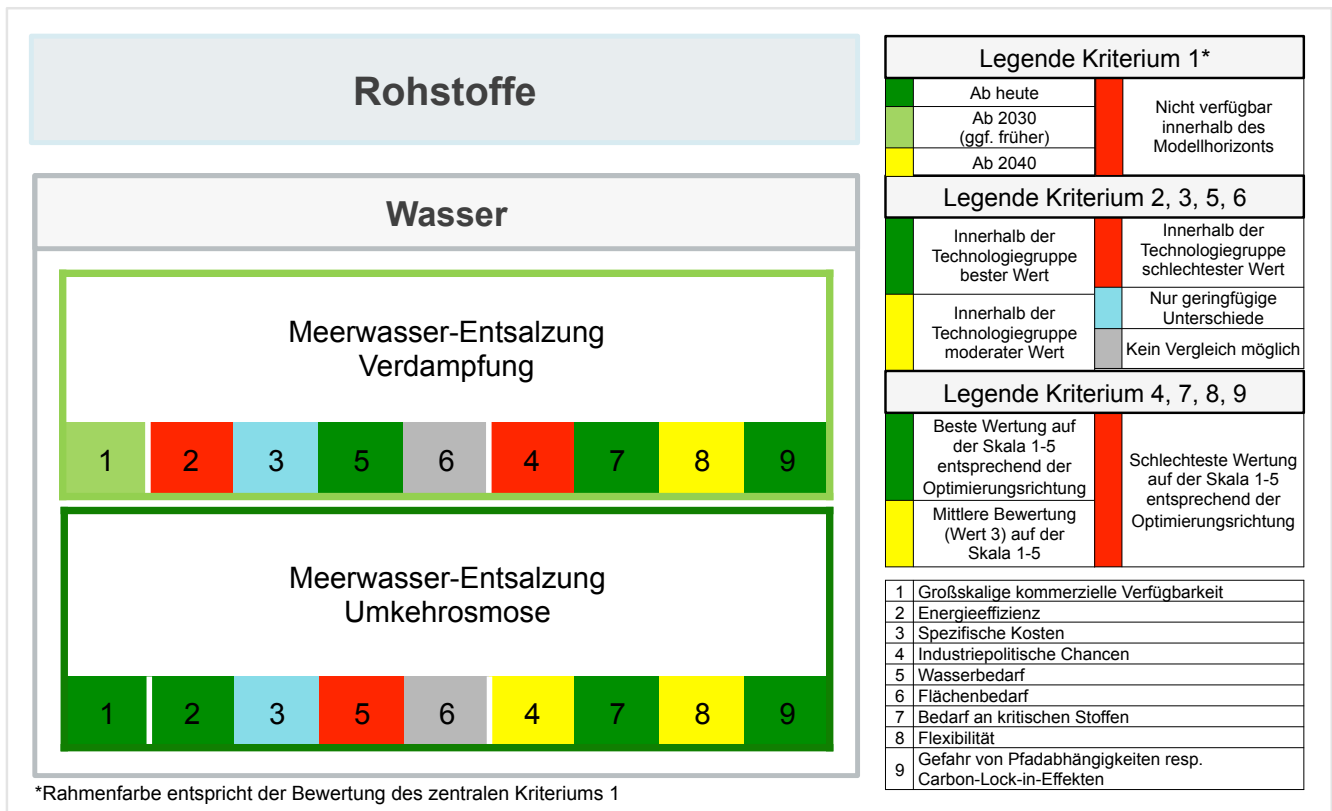


Abb. 3-20 Vergleichende Bewertung innerhalb der Technologiegruppe 2: Wasserbereitstellung

■ **Kriterium 1 (Großskalige Verfügbarkeit)**

Während die Umkehrosmose kommerziell einsatzbereit und weltweit installiert ist, wird dies für die Verdampfung spätestens im Jahr 2030 erwartet.

■ **Quantitative Kriterien 2, 3, 5, 6**

Während der spezifische Energieverbrauch (K2) bei der Verdampfung erheblich höher als bei der Umkehrosmose ist, ist das Verhältnis beim Wasserbedarf (K5) genau umgekehrt. Nur geringfügige Unterschiede bestehen bei den Kosten (K3). Für den Flächenbedarf (K6) liegen keine Werte vor.

■ **Semi-quantitative Kriterien 4, 7, 8, 9**

Die industriepolitischen Chancen (K4) sind bei beiden Technologien als gering einzu-stufen, wobei die Umkehrosmose etwas besser als die Verdampfung abschneidet. Beim Bedarf kritischer Stoffe (K7) und der Gefahr von Pfadabhängigkeiten und Carbon-Lock-In-Effekten (K9) weisen beide Technologien die besten Skalenwerte auf, während der Flexibilitätsgrad (K8) beider Technologien ebenfalls gleich, aber im mittleren Bereich eingeschätzt wird.

3.3 Technologiegruppe 3: CO₂-Bereitstellung

Diese Gruppe beinhaltet die folgenden Technologien:

- Direct Air Capture (Niedertemperatur, DAC_{lowTemp})
- Direct Air Capture (Hochtemperatur, DAC_{highTemp})
- Carbon Capture Industrie

3.3.1 Direct Air Capture (Niedertemperatur, DAC_{lowTemp})

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Als Basis für diese Bewertung wurde der Teilbericht zu Direct Air Capture der BMWi-Studie „Technologien für die Energiewende“ (Viebahn et al. 2018a) verwendet und dabei aktualisiert und erweitert.

Direct Air Capture (DAC) im Niedertemperaturbereich basiert auf dem Prinzip von Adsorption und Desorption. In diesem Prozess wird das CO₂ zunächst über eine organisch-chemische Adsorption an ein Sorptionsmittel gebunden, das dann durch Niedertemperaturwärme oder Feuchtigkeit regeneriert wird. Entsprechende Verfahren werden bereits von mehreren Unternehmen und Forschungseinrichtungen eingesetzt – etwa von Climeworks (Schweiz), Global Thermostat (USA) oder Hydrocell (Finnland). Ein weiteres Verfahren wurde vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg (ZSW) im Rahmen des BMBF-Forschungsprojekts CORAL („CO₂-Rohstoff aus der Luft“) entwickelt (ZSW 2019).

Als Referenztechnologie wird das Verfahren der Climeworks AG gewählt, welches einen hohen Bekanntheitsgrad, relativ fortgeschrittenen Entwicklungsstand und vergleichsweise gute Datenverfügbarkeit aufweist. Hierbei kommen Aminverbindungen, die an trockene poröse Granulate gebunden sind, als Filtermaterial zum Einsatz. Sobald die Filter vollständig mit CO₂ angereichert sind, wird das Adsorptionsmittel unter Anwendung einer Kombination aus Vakuum- und Temperaturwechsel im Niedertemperaturbereich (ca. 100 °C) regeneriert und liefert CO₂ gasförmig mit einer Reinheit von 99,9 % (Climeworks 2019). Neben der Wärmeenergie werden für das Gebläse auch geringe Mengen an Strom benötigt. Grundsätzlich bietet Climeworks Standardmodule an, welche beliebig zu größeren Einheiten kombiniert werden können. Aus dem Produktportfolio des Unternehmens wird die größte Anlage (DAC-36) als Referenzsystem gewählt. Diese verfügt über eine Abscheideleistung von 4.920 kg/CO₂ pro Tag (= 1,8 kt CO₂/Jahr) und umfasst eine Grundfläche von 180 m² (exklusive Anlagen zur Energiebereitstellung) (Climeworks 2019).

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Die TRL-Einschätzungen unterscheiden sich je nach Literaturquelle und technologischem Konzept erheblich. Laut Napp et al. (2017) befinden sich alle Negative Emission Technologies (NET) einschließlich DAC (aber ohne BECCS) in einem sehr frühen Entwicklungsstadium mit TRLs von 1 bis 3. Andere Studien unterscheiden zwischen verschiedenen Sorptionsmitteln und weisen den aminbasierten DAC_{lowTemp}-Systemen TRLs von 2 bis 4 zu (Lomax et al. 2015). Einige neuere Studien gehen weiter und klassifizieren DAC_{lowTemp} mit einem TRL von 5 bis 6 (The Royal Society und Royal Academy of Engineering 2018) oder 6 (Schmidt et al. 2016), was vor allem durch die Existenz verschiedener Prototypen gerechtfertigt wird, die weit über die Anwendung im

Labormaßstab hinausgehen. Dementsprechend bewertet auch Climeworks die eigene DAC_{lowTemp}-Technologie bei aktuellen Kosten mit TRL 9 (Climeworks 2018).

Vor allem aus ökonomischer Perspektive, aber auch aus technologischen Gründen, sind die bestehenden Anlagen noch weit von einer großskaligen Umsetzung entfernt und werden wahrscheinlich auf Marktanzreizprogramme angewiesen sein, um zu wettbewerbsfähigen Produkten zu reifen. Daher ist es unter konservativen Annahmen unwahrscheinlich, dass DAC vor 2030 im großen Maßstab kommerziell verfügbar sein wird. In einem kürzlich erschienenen MIT Technology Review bewertete Bill Gates DAC als eine von zehn Breakthrough-Technologien, die in fünf bis zehn Jahren eine (kommerzielle) Verfügbarkeit aufweisen könnten (Gates 2019).

Auf Basis der vorgenannten Erwartungen zur Technologieentwicklung von DAC_{lowTemp} wird hier von einem aktuellen TRL von 5 und einer großskaligen kommerziellen Verfügbarkeit ab etwa 2030 ausgegangen.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Die verschiedenen Prozesse der DAC_{lowTemp}-Technologie benötigen im Wesentlichen Niedertemperaturwärme und in geringerem Maße elektrische Energie. Durch das niedrige benötigte Temperaturniveau (ca. 100 °C) können sie ihren Wärmebedarf aus Abwärme decken und sind somit für den Einsatz in PtX-Prozessen prädestiniert.

Climeworks beziffert den Strombedarf seiner Anlagen auf 0,5 MWh_{el}/t CO₂ (= 1.800 MJ_{el}/t CO₂) sowie den Bedarf an Niedertemperaturwärme auf 2,5 MWh_{th}/t CO₂ (= 9.000 MJ_{th}/t CO₂), jeweils zum heutigen Zeitpunkt. Als langfristigen Zielwert gibt das Unternehmen eine Reduktion des Wärmebedarfs auf 1,5 MWh_{th}/t CO₂ (= 5.400 MJ_{th}/t CO₂) an (Climeworks 2018; Evans o. J.). Ein Zieljahr wird dabei nicht genannt, weshalb der letztgenannte Wert hier für das Jahr 2050 angenommen wird.

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Climeworks hat Kosten von 486 €₂₀₁₅/t CO₂ für den tatsächlichen heutigen Betrieb angegeben und hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2020 162 €₂₀₁₅/t CO₂ als Ergebnis von Upscaling und Massenproduktion und 81 €₂₀₁₅/t CO₂ bis 2025–2030 als Ergebnis weiterer Forschung und Entwicklung zu erreichen, jeweils ohne die zugrunde liegenden Energiepreise zu nennen (Climeworks 2018; Evans o. J.).

In einer umfassenden techno-ökonomischen Bewertung (Fasihi et al. 2019) berechneten die Autoren die *Levelized Costs of DAC* (LCOD), basierend auf einer selbst definierten Referenztechnologie für das Jahr 2020. Die für 2050 prognostizierten Kostenzahlen, je nach unterschiedlichen Rahmenbedingungen, Betriebskosten u. a. für Energie, und Lernraten, ergeben 38–54 €/t CO₂ für DAC_{lowTemp} (jeweils ohne CO₂-Kompression). Dabei beruht die höhere Kostenschätzung im „conservative scenario“ auf einer Lernrate von 10 % und einer kumulierten Kapazität von etwa 8 Gt CO₂/a bis 2050, während im „base case scenario“ eine Lernrate von 15 % sowie ein höherer Ausbau auf etwa 16 Gt CO₂/a bis 2050 angenommen wird. Diese Zahlen zeigen, dass in Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen über Szenarien und Parameter die vagen Kostenangaben der Unternehmen langfristig noch weiter unterschritten werden könnten.

Da die Berechnungsgrundlage der Herstellerangaben nicht bekannt ist und die Durchführung eigener Kostenrechnungen entsprechend der Kapitalwertmethode aufgrund fehlender differenzierter Daten nicht möglich ist, werden die oben genannten Kostenabschätzungen folgendermaßen übernommen:

Die von Climeworks für das Jahr 2020 angestrebten $162 \text{ €}_{2015}/\text{t CO}_2$ als Ergebnis von Upscaling und Massenproduktion konnten nach derzeitigem Kenntnisstand noch nicht erreicht werden. Es wird hier daher weiterhin von gegenwärtigen Kosten in Höhe von $486 \text{ €}_{2015}/\text{t CO}_2$ gemäß Herstellerangabe ausgegangen und eine Kostenreduzierung auf $40 \text{ €}_{2015}/\text{t CO}_2$ in 2050 entsprechend der Größenordnung in Fasihi et al. (2019) prognostiziert. Zu diesen Annahmen passende Zwischenwerte können Abb. 3-21 entnommen werden (gelbe Linien für $\text{DAC}_{\text{lowTemp}}$, ohne kostenlose Wärmebereitstellung) und belaufen sich für 2030 auf $100 \text{ €}_{2015}/\text{t CO}_2$ und für 2040 auf $70 \text{ €}_{2015}/\text{t CO}_2$.

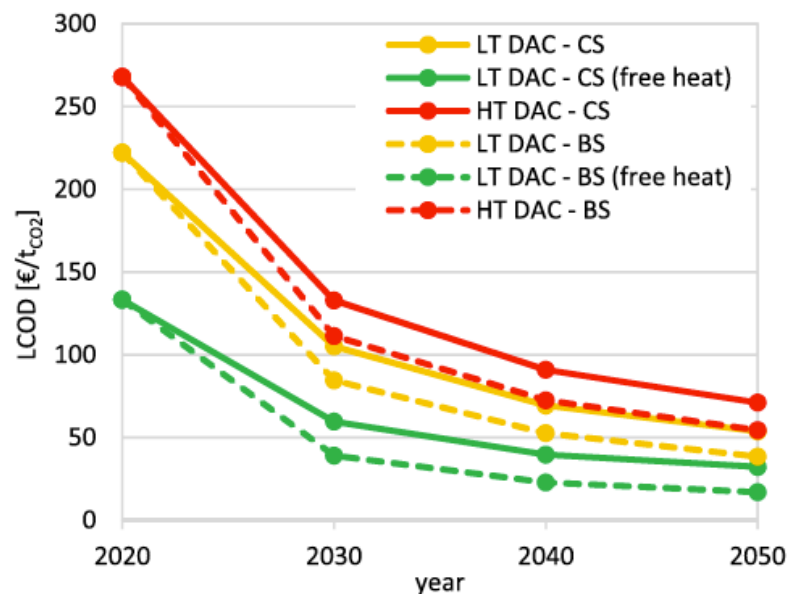


Abb. 3-21 LCOD (Levelised Cost of DAC) für LT- und HT-DAC-Systeme mit 8.000 Vollaststunden und 7 % WACC unter verschiedenen Szenarioannahmen (CS = conservative scenario, BS = base case scenario)

Quelle: Fasihi et al. (2019)

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Die Zahl der Publikationen und Entwicklungsaktivitäten im Bereich DAC ist nach wie vor relativ gering. Zudem werden in den relevanten Publikationen keine einheitlichen Begrifflichkeiten für die verschiedenen DAC-Konzepte verwendet. Eine Differenzierung der industriepolitischen Chancen z. B. nach Nieder- und Hochtemperaturkonzepten wird hierdurch erschwert, weshalb dieses Kriterium nur allgemein bezogen auf alle DAC-Konzepte bearbeitet wird.

Zwecks *allgemeiner Statureinschätzung* der deutschen Industrie ist festzustellen, dass es aktuell keine bekannten deutschen Hersteller von DAC-Technologien gibt. Nach Kenntnis der Autoren gab es ein explizites öffentliche F&E-Budget nur für zwei

Forschungsprojekte des Bundesministeriums für Bildung und Forschung: Das CORAL-Projekt („CO₂-Rohstoff aus der Luft“) erhielt 755.000 Euro Fördermittel mit einer Laufzeit von 2016 bis 2019 (das daraus resultierende Niedertemperatur-Verfahren des ZSW wird hier zu den DAC_{lowTemp}-Systemen gezählt, auch wenn es derzeit noch ein Absorptionsverfahren darstellt und im nächsten Schritt zu einem Adsorptionsverfahren weiter entwickelt wird). Im Rahmen des laufenden Kopernikus-Projekts „Power-to-X“ entwickelt das Forschungscluster „A2: Low Temperature Co-Electrolysis“ eine integrierte Anlage zur Herstellung von flüssigen Brennstoffen, wobei die Climeworks-Technologie das benötigte CO₂ aus der Umgebungsluft bereitstellt. Eine Reihe weiterer Forschungsaktivitäten, z. B. zu Absorptionsprozessen, werden vermutlich ebenfalls durch F&E-Förderung unterstützt, sind aber nicht direkt auf die Entwicklung von DAC-Anlagen zurückzuführen. Auch wenn Deutschland offensichtlich bislang keine zentrale Rolle bei der Erforschung und Entwicklung von DAC spielt, sind deutsche Unternehmen aus der Chemie- und Maschinenbauindustrie prinzipiell gut aufgestellt, um die Forschung und Entwicklung von DAC-Prozessen zukünftig voranzutreiben. Da bislang jedoch kaum Bemühungen in diese Richtung erkennbar sind, wird die deutsche Industrie unter Berücksichtigung aller Aspekte als „nur eingeschränkt konkurrenzfähig“ eingestuft (Tab. 3-48).

Tab. 3-48 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich DAC

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input checked="" type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis Dezember 2019 angewendet: [((("CO₂ Abtrennung aus der Luft") OR ("CO₂ Abscheidung aus der Luft") OR ("Direct Air Capture") OR ((DAC OR "direct air carbon" OR "capture from air" OR " CO₂ Air Capture" OR "Carbon Capture from Air") AND (CO₂ OR "carbon*oxid*" OR NET OR "negative emission" W/o technology)) AND NOT (Malaria OR astro* OR fishery OR tree OR snow OR forest* OR soil)) AND (EXCLUDE (DOCTYPE,"ch")) [(direct W/o air W/o capture) OR (direct W/o air W/o carbon) OR (capture W/o from W/o air) OR (dac AND (energy OR climate) AND ("NET" OR (negative W/o emission W/o technology)))]]. Für die Suche nach explizit deutschen Publikationen wurde die Zeile „AND (LIMIT-TO (AFFILCOUNTRY,"Germany")“ ergänzt. Artikel, die keinen direkten Bezug zu DAC enthalten oder bei denen der Schwerpunkt eindeutig nicht auf DAC liegt, wurden bei der Suche ausgeschlossen (z. B. bei anderen Bedeutungen von DAC, wie z. B. "diamond-anvil cell" in der Medizin; andere Bedeutungen von "Air capture", wie z. B. im Zusammenhang mit Windenergie, Bäumen oder Raumfahrt).

Abb. 3-22 verdeutlicht, dass DAC ein relativ junges Forschungsthema ist, zu dem weltweit erst ab 2009 und für Deutschland sogar erst ab 2018 erste Publikationen ermittelt werden konnten. Die Publikationsanalyse ergab 96 Artikel von 2009 bis 2018, wovon lediglich 8 Publikationen auf Deutschland entfallen (Anteil von 8 %), 39 den USA entstammen und 11 auf chinesische Institutionen zurückzuführen sind.

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 16 Artikeln pro Jahr, davon zumindest rechnerisch knapp 2 pro Jahr (13 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 31 %, während für Publikationen unter deutscher Beteiligung mangels Veröffentlichungen vor 2018 kein Trend ausweisbar ist. Aufgrund der niedrigen absoluten Zahlen und starker Schwankungen sind aber auch die weltweiten Zahlen mit großer statistischer Unsicherheit behaftet.

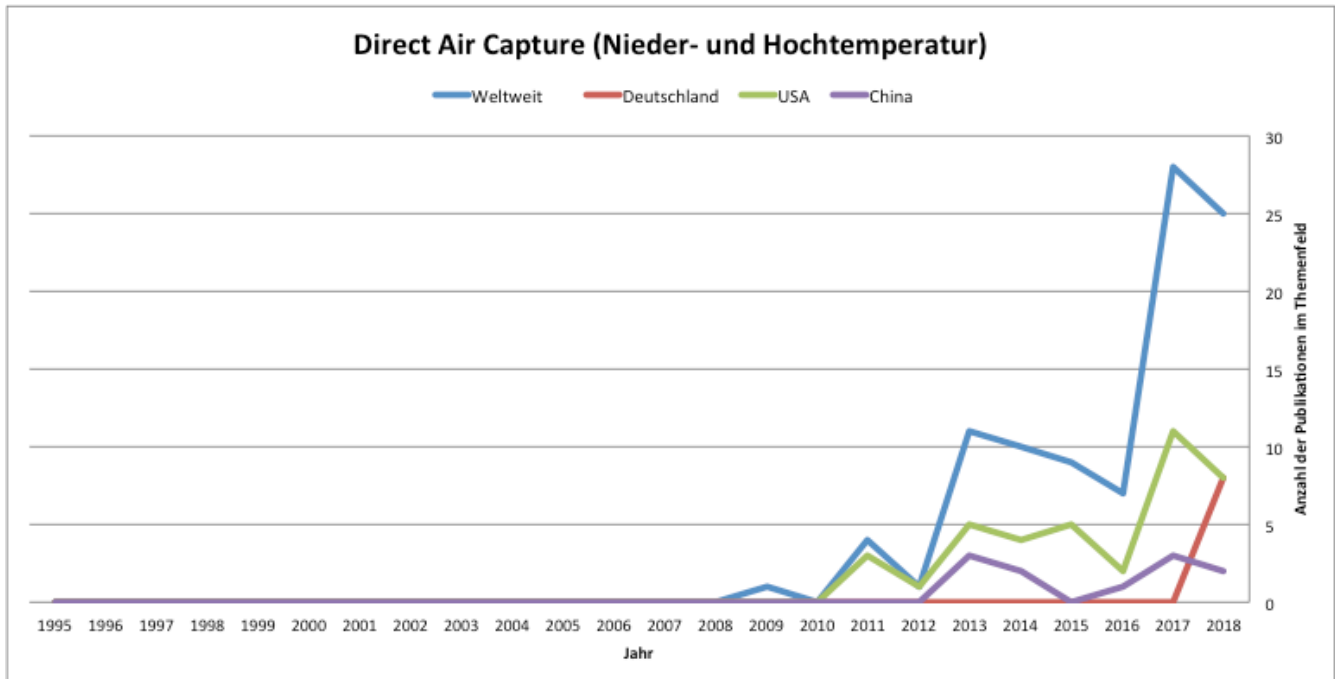


Abb. 3-22 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Direct Air Capture (DAC)

Da sich die deutsche Industrie im internationalen Vergleich weder in einer Technologieführerschaft zeigt, noch deutsche Publikationen einen besonders hohen Anteil an den wissenschaftlichen Artikeln zum Thema DAC einnehmen, wird das Kriterium „Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen“ mit der Wertung „2“ auf einer Skala von 1 bis 5 versehen.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Im Gegensatz zu anderen DAC-Konzepten gewinnt das Climeworks-Verfahren ca. 1 m³ Wasser/t CO₂, da der Prozess kein Wasser verbraucht, während gleichzeitig der mit der Umgebungsluft aufgenommene Dampf genutzt werden kann. Die genaue Menge an Wasser hängt jedoch u. a. von den Umgebungstemperaturen ab (Climeworks 2018, 2019). Der oben genannte Wert wird als konstant bis 2050 angenommen.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Rechnerisch ergibt sich auf Basis der im Eingangskapitel gewählten Referenztechnologie DAC-36 ein Flächenbedarf von 0,1 m²/t (CO₂, Jahr). Angaben zu perspektivischen Möglichkeiten der Flächeneinsparung im Zeitverlauf bis 2050 können nicht getroffen werden. In der Praxis kommt jedoch noch der Flächenbedarf für die Anlagen zur Wärme- und Strombereitstellung hinzu, welcher sehr unterschiedlich ausfallen

kann (gering, falls Abwärme z. B. von Syntheseanlagen genutzt werden kann, hoch, falls z. B. photovoltaikbetriebene Wärmepumpen zum Einsatz kämen).

An dieser Stelle sei jedoch angemerkt, dass mit zunehmender Energieeffizienz der Systeme (siehe Kriterium 2) auch der zusätzliche Flächenbedarf für die Energiebereitstellung sinkt.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Zum Einsatz kritischer Rohstoffe in der Referenztechnologie liegen aktuell keine Informationen vor.

Das Filtermaterial des hier beschriebenen Niedertemperaturverfahrens basiert auf Aminverbindungen, welche allerdings nicht näher spezifiziert werden. Beim grundsätzlich artverwandten Post-Combustion-Verfahren (siehe Kapitel 3.3.3 zu Carbon Capture Industrie) wird Monoethanolamin (MEA) eingesetzt, welches laut der GESTIS-Stoffdatenbank als akut toxisch, ätzend und gesundheitsschädlich gilt sowie in der Entsorgung gefährlichen Abfall darstellt. Wenngleich für DAC nicht notwendigerweise dieselben Materialien zum Einsatz kommen, ginge eine großskalige Nutzung dieser Technologie mit erheblichen Bedarfen nach potentiell toxischen Chemikalien einher. Lozanovski (2019) sieht für eine DAC-Anlage mit einer jährlichen Abscheidkapazität von 900 Mt CO₂/a und einer Laufzeit von 12 Jahren einen Sorbent-Bedarf in Höhe von 40,5 t. Ausgehend davon ergibt sich rechnerisch ein Bedarf an Sorbent-Material in Höhe von 3,75 kg/t CO₂.

Der Bedarf an kritischen Stoffen wird deshalb mit der Wertung „3“ auf einer Skala von 1 bis 5 versehen.

Kriterium 8: Flexibilität

Durch den modularen Aufbau und die damit verbundene Möglichkeit der beliebigen Systemerweiterung oder -reduzierung ist die Technologie hochgradig flexibel einsetzbar. Der Flexibilitätsgrad wird daher mit der höchsten Wertung „5“ auf der Skala von 1 bis 5 versehen. Änderungen im Zeitverlauf sind nicht absehbar.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Für den Einsatz innerhalb von Syntheseprozessen werden keine oder nur sehr geringe Pfadabhängigkeiten gesehen, da Niedertemperatur-DAC-Anlagen vor Ort gemeinsam (und je nach Bedarf modular) mit Syntheseanlagen aufgebaut werden können. Sie werden daher hier mit „1“ auf der Skala von 1 bis 5 bewertet.

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-49 Direct Air Capture (Niedertemperatur): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 3: CO2-Bereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | |
|---|---|---|--|-----------------------------------|---------|---------|---------|--|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Direct Air Capture (NT) | | | | | Quellenangabe |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | x | | | u.a. Lomax et al. 2015; Schmidt et al. 2016; Viebahn et al. 2018 |
| | | TRL | | 5 | 9 | 9 | 9 | |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf - Gesamt | Endenergie-menge/ t CO2 | 10800 | n. a. | n. a. | 7200 | Climeworks 2018 |
| | | spezifischer Endenergiebedarf elektrisch | MJ(el)/t CO2 | 1800 | n. a. | n. a. | 1800 | |
| | | spezifischer Endenergiebedarf thermisch | MJ(th)/ CO2 | 9000 | n. a. | n. a. | 5400 | |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/t CO2 | 486 | 100 | 70 | 40 | Climeworks 2018; Fasihi et al. 2019 |
| 4 | Industrie-politische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 2 | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | nur eingeschränkt konkurrenzfähig | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 2 / 16 | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | n.a. | | | | |
| | | %/Jahr (Welt) | 31 | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch (negative Werte: Wasser entsteht als Nebenprodukt) | m3/t CO2 | -1 | -1 | -1 | -1 | Climeworks 2018 |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | m2/t Jahresproduktionskapazität | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | Climeworks 2018 |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 3 | 3 | 3 | 3 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 1 (MEA) | 1 (MEA) | 1 (MEA) | 1 (MEA) | Eigene Einschätzung; CEMCAP 2018 |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 5 | | | | Eigene Einschätzung |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Eigene Einschätzung |

3.3.2 Direct Air Capture (Hochtemperatur, DAC_{highTemp})

Als Basis für dieses Kapitel wurde wiederum der Teilbericht zu Direct Air Capture der BMWi-Studie „Technologien für die Energiewende“ Viebahn et al. (2018a) verwendet und dabei aktualisiert und erweitert.

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Direct Air Capture im Hochtemperaturbereich (DAC_{highTemp}) basiert auf dem Prinzip von Absorption und Desorption. Hierbei erfolgt die Absorption des CO₂ mithilfe von Natriumhydroxid (NaOH) oder Kaliumhydroxid (KOH) als wässrige Lösung, welche nach mehreren chemischen Umwandlungsschritten und unter hohen Temperaturen schlussendlich via Kalzinierung zerlegt wird. Führend auf diesem Gebiet ist derzeit das kanadische Unternehmen Carbon Engineering mit seinem KOH-basierten System, welches für die vorliegende Bewertung als Referenztechnologie dient. Hierbei wird das aus der CO₂-Absorption resultierende wässrige K₂CO₃ in einem Pelletreaktor zu Calciumcarbonat (CaCO₃) ausgefällt und per Kalzinierung bei rund 850 °C in CO₂ und Calciumoxid (CaO) zersetzt. Letzteres wird zu Calciumhydroxid (Ca(OH)₂) hydriert und steht anschließend für einen erneuten Durchgang zur Verfügung (Carbon Engineering 2018). Als Referenzsystem für die Bewertung zum heutigen Stand der Technik wird die aktuelle Pilotanlage des Unternehmens in Squamish (Kanada) gewählt, welche eine Abscheideleistung von 0,6 t CO₂/Tag (= 219 t CO₂/Jahr) erzielt. Für die zeitliche Fortschreibung der Kriterien wird auf die in Planung befindliche Großanlage des Unternehmens verwiesen, welche den Prozess auf eine kommerziell nutzbare Absorptionsgröße von 1 Mt CO₂/Jahr hochskalieren soll und bereits auf Basis umfangreicher Modellrechnungen techno-ökonomisch analysiert wurde (Keith et al. 2018). Mit dem Bau der Anlage soll 2021 begonnen werden, weshalb sich die Daten für die Fortschreibung ab 2030 nutzen lassen.

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Die TRL-Einschätzungen unterscheiden sich je nach Literaturquelle und technologischem Konzept erheblich. Laut Napp et al. (2017) befinden sich die meisten NET einschließlich DAC in einem sehr frühen Entwicklungsstadium mit TRLs von 1 bis 3. Andere Studien differenzieren zwischen verschiedenen Sorptionsmitteln und weisen den Hydroxidlösungen, welche für DAC_{highTemp} verwendet werden, TRLs von 3 bis 5 zu (Lomax et al. 2015). Carbon Engineering selbst betreibt seit 2015 eine Pilotanlage in Squamish (Kanada), welche seit 2017 auch zur integrierten PtL-Produktion verwendet wird („Air-to-Fuels“-Konzept). Nach eigenen Aussagen geht es an diesem Standort weniger um kommerzielle Zwecke, vielmehr dient er der Validierung und Verfeinerung des Prozesses, bevor im Jahr 2021 mit dem Bau einer kommerziellen Anlage mit einer jährlichen Abscheideleistung von 1 Mt CO₂/Jahr begonnen wird. Diese soll gemeinsam mit dem Unternehmen Oxy Low Carbon Ventures, einer Tochter des auf Öl- und Gasexploration ausgerichteten US-Konzerns Occidental Petroleum, errichtet und für die tertiäre Erdölgewinnung (Enhanced Oil Recovery, EOR) genutzt werden. Die Bau-phase selbst soll zwei Jahre betragen. Mittelfristig ist eine Erweiterung auf „multiple“ Anlagen mit einer Abscheideleistung von je 1 Mt CO₂/Jahr geplant (Carbon

Engineering 2018). Hinsichtlich der großskaligen Verfügbarkeit kommerzieller DAC-Anlagen dürften die kommenden Jahre daher wegweisend sein.

Da es sich bei diesen Plänen jedoch um erste Versuche im kommerziellen Systemeinsatz handelt, ist es unter konservativen Annahmen unwahrscheinlich, dass DAC-Hochtemperaturverfahren vor 2030 im großen Maßstab kommerziell verfügbar sein werden. Wie schon für Niedertemperaturverfahren (siehe Kapitel 3.3.1) sei auch an dieser Stelle auf das 2019 erschienene MIT Technology Review verwiesen, in welchem Bill Gates DAC (ohne nähere Spezifikation) als eine von zehn Breakthrough-Technologien bewertete, die in fünf bis zehn Jahren eine (kommerzielle) Verfügbarkeit aufweisen könnten (Gates 2019).

Auf Basis der vorgenannten Erwartungen zur Technologieentwicklung wird hier von einem aktuellen TRL von 5 und einer großskaligen kommerziellen Verfügbarkeit ab etwa 2030 für DAC_{highTemp} ausgegangen.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Die vorliegende Technologie benötigt in erster Linie Hochtemperaturwärme bei rund 850 °C, welche in der gegenwärtigen Pilotanlage von Carbon Engineering in Squamish durch den Einsatz von Erdgasbrennern zur Verfügung gestellt wird. Das Unternehmen experimentiert auf der Konzeptebene mit einem zunehmenden Einsatz von Strom, um Teile des Erdgases zu substituieren (Keith et al. 2018). Perspektivisch wird der Wärmebedarf jedoch durch Power-to-Gas, konzentrierende Solartürme (CSP), Elektrifizierung oder andere regenerative Technologien gedeckt werden müssen, geht man von einem nahezu „erneuerbaren“ Energiesystem zur Jahrhundertmitte aus.

Carbon Engineering beziffert den Erdgasbedarf seiner gegenwärtig betriebenen Pilotanlage auf 2,78 MWh_{th}/t CO₂ (= 10.008 MJ_{th}/t CO₂). Für die geplante Anlage mit einer Abscheideleistung von 1 Mt CO₂/Jahr gibt das Unternehmen verschiedene Konfigurationen im Bereich von 1,46 bis 2,45 MWh_{th}/t CO₂ (5256–8820 MJ_{th}/t CO₂) an, welche je nach Konstellation mit Strombedarfen von 0 bis 0,0077 MWh_{el}/t CO₂ (0–28 MJ_{el}/t CO₂) einhergehen. Da bei diesem erdgasbasierten Ansatz jede abgeschiedene Tonne CO₂ wiederum 0,48 t fossiles CO₂ freisetzt (welches nur teilweise durch einen nachgeschalteten Post-Combustion-Abscheideprozess aufgefangen wird), liegt der Netto-Energiebedarf pro Tonne CO₂ nochmals höher (keine näheren Angaben verfügbar). Darüber hinaus handelt es sich in diesem Fall nicht mehr um rein atmosphärisches CO₂, wenn es zu Teilen der Verbrennung aus Erdgas entspringt. Es ist somit nicht mehr klimaneutral.

Für die vorliegende Untersuchung wird von einem derzeitigen Energiebedarf in Höhe von 10.008 MJ_{th}/t CO₂ ausgegangen, welcher ab 2030 auf 8.820 MJ_{th}/t CO₂ absinkt (jeweils rein thermische Konstellation). Es liegen keine weiter fortgeschriebenen Daten vor.

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Carbon Engineering berichtet über einen Rückgang der Kostenerwartungen von derzeit 486 €₂₀₁₅/t CO₂ auf nivellierte 76–105 €₂₀₁₅/t CO₂ für die Bereitstellung von CO₂ innerhalb des geplanten Anlagenkonzepts für Mitte 2020 (Keith et al. 2018). Dabei betrachteten sie verschiedene Prognosen über die zukünftigen Strompreise (24–49 €₂₀₁₅/MWh) und Variationen der Kapitalkosten (Annuitätenfaktor=7,5 % bzw.

12,5 %) sowie einen Erdgaspreis von 10,26 €₂₀₁₅/MWh, ließen aber Kosten für die Wasserbereitstellung aus. Angesichts der gegenwärtigen Kosten für DAC und der Abschätzungen innerhalb der wissenschaftlichen Literatur werden die von Carbon Engineering getroffenen Prognosen als optimistisch eingestuft.

Wie schon in Kapitel 3.3.1 für DAC_{lowTemp} dargestellt, sei auch an dieser Stelle auf die techno-ökonomische Bewertung von Fasihi et al.(2019) verwiesen, deren Ergebnisse in Abb. 3-23 dargestellt sind. Hier berechneten die Autoren die Levelized Costs of DAC (LCOD), basierend auf einer selbst definierten Referenztechnologie für das Jahr 2020. Die für 2050 prognostizierten Kostenzahlen, je nach unterschiedlichen Rahmenbedingungen, Betriebskosten u. a. für Energie, und Lernraten, führten zu 54 bis 75 €/t CO₂ für DAC_{highTemp} (jeweils ohne CO₂-Kompression). Dabei beruht die höhere Kostenschätzung im „conservative scenario“ auf einer Lernrate von 10 % und einer kumulierten Kapazität von etwa 8 Gt CO₂/a bis 2050, während im „base case scenario“ eine Lernrate von 15 % sowie ein höherer Ausbau auf etwa 16 Gt CO₂/a bis 2050 angenommen wird.

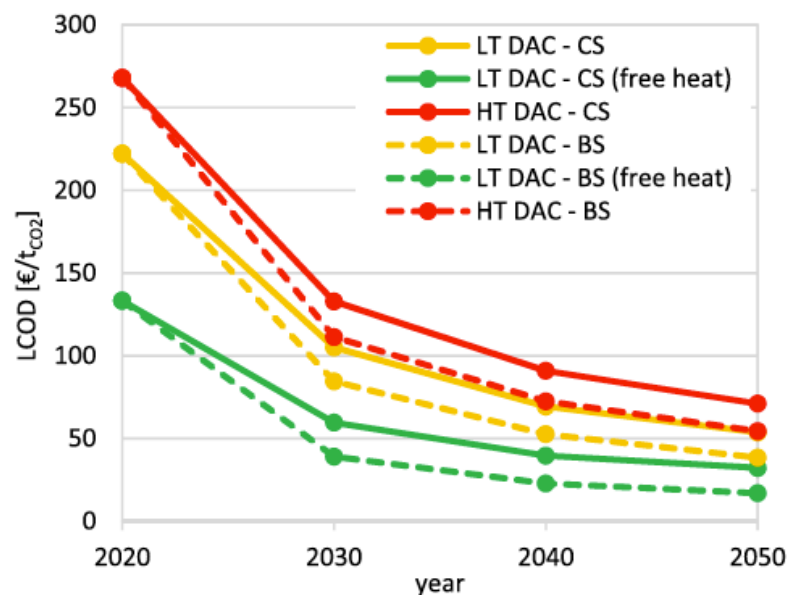


Abb. 3-23 Levelized Cost of Direct Air Capture für Niedertemperatur- (LT) und Hochtemperatur- (HT) DAC-Systeme mit 8.000 Vollaststunden und 7 % WACC unter verschiedenen Szenarioannahmen (CS = conservative scenario, BS = base case scenario)

Quelle: Fasihi et al. (2019)

Es wird hier daher von einer Kostenreduktion von heutigen 486 €/t CO₂ gemäß Herstellerangabe von Carbon Engineering auf 75 €/t CO₂ in 2050 entsprechend der Größenordnung in Fasihi et al. (2019) ausgegangen. Zu diesen Annahmen passende Zwischenwerte wurden dem „base case scenario“ in Fasihi et al. (2019) entnommen und belaufen sich für 2030 auf 140 €/t CO₂ und für 2040 auf 95 €/t CO₂ (jeweils ohne kostenlose Wärmebereitstellung).

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Die Zahl der Publikationen, Patente und Fördermaßnahmen im Bereich DAC ist nach wie vor relativ gering. Zudem werden in den relevanten Publikationen keine einheitlichen Begrifflichkeiten für die verschiedenen DAC-Konzepte verwendet. Eine Differenzierung der industriepolitischen Chancen z. B. nach Nieder- und Hochtemperaturkonzepten wird hierdurch erschwert, weshalb dieses Kriterium nur allgemein bezogen auf alle DAC-Konzepte bearbeitet wird. In Kapitel 3.3.1 wird das Kriterium ausführlich beschrieben, an dieser Stelle sei verkürzt auf folgende wesentliche Kernaussagen verwiesen:

Die deutsche Industrie wird unter Berücksichtigung aller Aspekte als „nur eingeschränkt konkurrenzfähig“ im Bereich DAC eingestuft. Die Publikationsanalyse ergab für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 einen Mittelwert der Anzahl an Publikationen von nur 16 Artikeln pro Jahr, davon zumindest rechnerisch knapp 2 pro Jahr (13 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 31 %, während für Publikationen unter deutscher Beteiligung mangels Veröffentlichungen vor 2018 kein Trend ausweisbar ist. Das Kriterium „Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen“ wird mit der Wertung „2“ auf einer Skala von 1 bis 5 versehen.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Carbon Engineering gibt für seine geplante Anlage einen Nettowasserverbrauch von 4,7 m³/t CO₂ an, wobei dieses Verhältnis je nach Umgebungsbedingungen (hier Umgebungstemperatur bei 20 °C, relative Luftfeuchtigkeit bei 64 %) und Lösungsmolarität variiert (Keith et al. 2018). Angaben zur gegenwärtigen Pilotanlage oder zu zukünftigen Reduktionen im Wasserbedarf konnten nicht ausfindig gemacht werden, weshalb der oben genannte Wert als konstant geführt wird.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Carbon Engineering gibt Abmessungen von 8 m × 200 m für die Abscheidung von 0,1 Mt CO₂/Jahr, d. h. rechnerisch 16 m²/t (CO₂, Jahr) an. Allerdings räumt das Unternehmen selbst ein, dass sich diese Dimensionen lediglich auf die Einbauten („Packings“) beziehen, und merkt an, dass die tatsächliche Landnutzung deutlich höher wäre. Dies gilt insbesondere, da hier noch keine Energieerzeugungsanlagen inkludiert sind, welche allerdings auch außerhalb der Systemgrenzen der vorliegenden Bewertung liegen (Holmes und Keith 2012). Da keine weiteren Daten vorliegen und die angeführten Einbauten ohnehin den größten Anteil am Flächenbedarf einnehmen dürften, wird der oben genannte Wert von 16 m²/t (CO₂, Jahr) als Ergebnis festgehalten und als konstant bis 2050 mitgeführt.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Rohstoffen

Zum Einsatz von kritischen Rohstoffen oder Gefahrenstoffen liegen aktuell keine Informationen vor, daher kann auch keine Gesamtbewertung vorgenommen werden.

Kriterium 8: Flexibilität

Es liegen keine dezidierten Informationen zum Flexibilitätsgrad in der Betriebsführung der Anlagen vor, wenngleich Carbon Engineering die Technologie als „[...] scalable, flexible and demonstrated“ beschreibt (Carbon Engineering 2019). Im

Gegensatz zum Niedertemperaturverfahren handelt es sich hierbei jedoch nicht um eine Zusammenschaltung dezentraler Module, welche dem Betrieb wahlweise zugeführt oder entzogen werden können. Einerseits weisen einzelne Teile wie Luftschütz und Pelletreaktor eine modulare Bauweise auf und eignen sich prinzipiell auch für kleinere Leistungsklassen ab 10 kt CO₂/Jahr (Keith et al. 2018). Andererseits stellt die für den Regenerationsprozess zentrale Kalzinierungseinheit ein großes, komplex aufgebautes System dar, bei welchem sowohl der Wirkungsgrad als auch die Kosten stark mit der Größe korrelieren (Keith et al. 2018). In der Gesamtbetrachtung stellt DAC_{highTemp} somit ein zentral aufgebautes System dar, welches auf mehrstufigen chemischen Reaktionen basiert, dabei von konstant hohen Temperaturniveaus abhängt und seinen Anwendungszweck vor allem in der Einbettung in industrielle Infrastrukturen sieht. Die Technologie wird daher mit einem Flexibilitätsgrad von „2“ auf der Skala von 1 bis 5 bewertet.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in Effekten

Unabhängig vom technischen Konzept werden für den Einsatz innerhalb von Syntheseprozessen grundsätzlich keine oder nur sehr geringe Pfadabhängigkeiten gesehen, da DAC-Anlagen vor Ort gemeinsam mit Syntheseanlagen aufgebaut werden können. Da das Hochtemperaturverfahren zumindest im gegenwärtigen Konzept von Carbon Engineering jedoch sowohl in der Energieversorgung (Erdgasbrenner) als auch im Anwendungszweck (Integration in Erdölraffinerie für tertiäre Erdölförderung) auf fossilen Strukturen basiert, wird die Gefahr von Pfadabhängigkeiten bzw. Carbon-Lock-In-Effekten hier als durchaus relevant gesehen. Wenngleich sich diese durch Umstieg auf alternative Energieträger zur Bereitstellung der Hochtemperaturwärme sowie die Integration in andere Anwendungszwecke mindern ließen, wird die Technologie mit „3“ auf der Skala von 1 bis 5 bewertet (mittlere Pfadabhängigkeit).

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-50 Direct Air Capture (Hochtemperatur): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 3: CO2-Bereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | | |
|---|---|---|--|-----------------------------------|-------|-------|-------|---|------------------------|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Direct Air Capture (HT) | | | | | Quellenangabe | |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | x | | | | |
| | | TRL | | 5 | 9 | 9 | 9 | Lomax et al. 2015; Viebahn et al. 2018 | |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf - Gesamt | Endenergie-menge/ t CO2 | 10008 | 8820 | n. a. | n. a. | | |
| | | spezifischer Endenergiebedarf elektrisch | | | | | | | |
| | | spezifischer Endenergiebedarf thermisch | MJ(th)/ CO2 | 10008 | 8820 | n. a. | n. a. | Keith et al. 2018; eigene Einschätzung | |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/t CO2 | 486 | 140 | 95 | 75 | Keith et al. 2018; Fasihi et al. 2019 | |
| 4 | Industrie-politische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 2 | | | | Eigene Einschätzung | |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | nur eingeschränkt konkurrenzfähig | | | | Eigene Einschätzung | |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | | Anzahl (DE / Welt) | | | | 2 / 16 | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | | %/Jahr (DE) | | | | n.a. | |
| | | %/Jahr (Welt) | 31 | | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch (negative Werte: Wasser entsteht als Nebenprodukt) | m3/t CO2 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | Keith et al. 2018 | |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | m2/t Jahresproduktionskapazität | 16 | 16 | 16 | 16 | Carbon Engineering; Eigene Einschätzung | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | | |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | | |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | | |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 2 | | | | Eigene Einschätzung | |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung | |

3.3.3 Carbon Capture Industrie

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Für die Abtrennung von CO₂ (Carbon Capture, CC) aus industriellen Prozessen bietet sich perspektivisch in erster Linie die Zementherstellung an. Fossile Kraftwerke lassen sich auf absehbare Zeit durch erneuerbare Energien substituieren und auch für die hochofenbasierte Stahlerzeugung bestehen klimafreundliche Technologiealternativen, welche weitgehende Emissionsfreiheit in der Produktion versprechen (z. B. wasserstoffbasierte Direktreduktion). Die Zementherstellung geht jedoch nach heutigem Kenntnisstand auch langfristig mit unvermeidlichen Prozessemissionen, verursacht durch das im Kalkstein enthaltene CO₂, einher und wird daher voraussichtlich auf Carbon Capture angewiesen sein. Für die Abtrennung von CO₂ bestehen im Wesentlichen die folgenden drei Ansätze, welche jeweils mit spezifischen Vor- und Nachteilen aufwarten:

- Das Pre-Combustion Verfahren, welches auf einer vorgeschalteten Dekarbonisierung des Brennstoffes durch Vergasung basiert. Da bei der Zementproduktion jedoch lediglich ein Drittel der Emissionen aus dem Einsatz von Brennstoffen entsteht und hierdurch der überwiegende Anteil der prozessbedingten Emissionen aus der Kalksteinentsäuerung nicht adressiert werden kann, ist das Pre-Combustion Verfahren für eine weitreichende Dekarbonisierung an dieser Stelle ungeeignet (Fischedick et al. 2015).
- Die Post-Combustion-Technologie, welche das prozess- wie auch brennstoffbedingte CO₂ nachgeschaltet via Absorption, Adsorption oder Membranverfahren aus dem Abgas filtert. Diese Technologie kann als klassische End-of-Pipe-Anwendung an bestehenden Industrieanlagen nachgerüstet werden. Das gängigste Verfahren basiert auf chemischer Absorption via Aminwäsche, welches Abscheiderraten von rund 90 % verspricht (IEA 2018; Roussanaly et al. 2017). Allerdings geht die Regeneration des Filtermaterials mit hohen thermischen Energiebedarfen einher, für welche ggf. ein eigener Dampfprozess (d. h. ein separates Kraftwerk) betrieben werden müsste. Insbesondere im Kraftwerkssektor wurden bereits einige Pilotprojekte durchgeführt, für die Zementindustrie jedoch lediglich einzeln und im kleineren Maßstab. Dennoch wird die Post-Combustion-Technologie auf Absorptionsbasis wegen der Erfahrungen in anderen Sparten als das etablierteste CC-Verfahren gesehen (Wuppertal Institut 2018; ECRA 2017). Das gängigste Lösungsmittel zur CO₂-Wäsche ist Monoethanolamin (MEA), doch befinden sich auch effizientere Lösemittel auf Basis von Ammoniak oder aktiviertem Kaliumcarbonat in der Entwicklung. Einen vielversprechenden Ansatz für die Zementproduktion stellt der Prozess des gekühlten Ammoniaks (Chilled Amonia Process, CAP) dar, welcher im Rahmen verschiedener europäischer Forschungsprojekte untersucht wird (z. B. CEMCAP 2018).
- Das Oxyfuel-Verfahren, bei welchem anstelle von Umgebungsluft reiner Sauerstoff gemischt mit rezykliertem CO₂ verbrannt wird, um besonders hohe CO₂-Konzentrationen im Abgas zu erzeugen. Auf diese Weise entfällt sowohl der Bedarf an chemischen Filtermaterialien (z. B. Aminen bei Post-Combustion) als auch der hohe thermische Energiebedarf für die Regeneration derselben. Lediglich der im Abgas enthaltene Wasserdampf muss am Ende des Prozesses via

Kondensation entfernt werden, um Abscheideraten von bis zu 99 % zu erreichen. Allerdings geht die Bereitstellung des benötigten Sauerstoffs mit hohen elektrischen Energiebedarfen einher, wenn diese via kryogener Luftzerlegung bei -200 °C erfolgt. Da beim Oxyfuel-Verfahren zudem deutlich höhere Verbrennungstemperaturen erreicht werden als im Normalbetrieb, ist eine Modifikation wesentlicher Anlagekomponenten (z. B. Brenner, Feuerraum) geboten. Dies schließt eine Nachrüstung an bestehenden Systemen in der Regel aus, erfordert also einen Neubau mindestens des Ofens. In den letzten Jahren wurde in der Zementindustrie hinsichtlich der Oxyfuel-Technologie vermehrt Forschung im Labormaßstab durchgeführt, erste Demonstrationsprojekte sind z. B. von HeidelbergCement und LafargeHolcim in Colleferro (Italien) und Retznei (Österreich) angekündigt (Wuppertal Institut 2018; ECRA 2017).

Für die multikriterielle Bewertung wird aufgrund der weiter vorangeschrittenen Technologiereife, der Erfahrungen in anderen Sektoren sowie der Möglichkeit zur Nachrüstung an bestehenden Anlagen zunächst auf das Post-Combustion-Verfahren zurückgegriffen. Ferner wird davon ausgegangen, dass sich das Oxyfuel-Verfahren nach Erreichen der benötigten Technologiereife aufgrund der oben beschriebenen Vorteile für die Errichtung neuer Zementwerke durchsetzen wird (nachfolgend näher beschrieben).

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Grundsätzlich ist die *Post-Combustion-Technologie* insbesondere wegen ökonomischer Restriktionen noch weit von der Marktreife entfernt (Wuppertal Institut 2018). Wesentlichen Optimierungsbedarf gibt es vor allem bei der Reduzierung des Energieaufwands für die Regeneration der Filtermaterialien. Aber auch Anforderungen an die stoffliche Reinheit des Gasstroms stellen Herausforderungen dar, da hier Katalysatorgifte enthalten sein können (Wuppertal Institut 2018; ECRA 2017). Ferner lässt sich konstatieren, dass die technologische Reife im Kraftwerksbereich aufgrund einer Vielzahl an Demonstrationsprojekten in sämtlichen Größen deutlich weiter vorangeschritten ist als in der Zementindustrie, wenngleich diese das Themenfeld mit zunehmender Intensität beforscht. So bestehen durchaus bereits kleinere Pilotstudien an Zementwerken, u. a. in Brevik (Norwegen) sowie in San Antonio (USA), und einige größere Forschungsprojekte der Zementverbände haben es sich zum Ziel gesetzt, die Entwicklung verschiedener Verfahren voranzubringen. Adisorn et al. (2018) bewerten den gegenwärtigen Technikstand mit einem TRL von 6, Markewitz et al. (2017) hingegen sehen industrielle CC-Anwendungen einschließlich des Zementsektors lediglich bei TRL 2–4. CEMCAP (2016) verweist auf das bestehende Demonstrationsprojekt in Brevik und bewertet dieses mit einem TRL von 8, was jedoch als zu optimistisch eingestuft werden kann, weil ECRA (2017) dieses Projekt als mobile Testeinheit mit einer Abscheidekapazität von lediglich 2 kt CO_2/Jahr beschreibt. IREES (2017) bewertet die aminbasierten Post-Combustion-Verfahren innerhalb des Zementsektors mit einem TRL zwischen 7 und 9.

Da auch die deutsche Zementindustrie mit Verweis auf die europäischen Forschungsbemühungen davon spricht, nun in der Lage zu sein, „die CO_2 -Abscheidung großtechnisch zu erproben“ (VDZ 2018), dies aber offensichtlich noch nicht geschehen ist, wird für die Post-Combustion-Technologie innerhalb der Zementproduktion ein derzeitiger

TRL von 6 (Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung) ausgewiesen (mit Verweis auf die o. g. kleineren Pilotstudien). Ein TRL von 9 wird für das Jahr 2030 als realistisch angesehen. Diese Einschätzung wird auch von IEA (2018) geteilt. Dies gilt insbesondere für den vorliegenden Anwendungsfall der Weiternutzung des abgeschiedenen CO₂ (Carbon Capture and Use, CCU), welcher keinen Bedarf an Speicherinfrastrukturen hat und daher geringere Einstiegshürden vorweisen dürfte als die geologische Einlagerung (Carbon Capture and Storage, CCS).

Das *Oxyfuel-Verfahren* hingegen befindet sich für die Zementproduktion noch in einem Stadium der labor- und simulationsgestützten Forschung, erste Prototypen sind für nach 2020 geplant, der Baubeginn von Demonstratoren wird nicht vor 2025 erwartet (ECRA 2017). So lässt sich der gegenwärtige TRL mit 4 einstufen („Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor“), eine großskalige kommerzielle Verfügbarkeit und somit ein Umstieg von Post-Combustion auf Oxyfuel zeichnet sich erst für 2040 ab – eine Einschätzung, die von Hills et al. (2016) geteilt wird.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Den energetischen Mehraufwand für die CO₂-Abtrennung via MEA-Wäsche beziffert Öko-Institut (2012) mit 778 bis 972 kWh_{th}/t CO₂ (2.800–3.500 MJ_{th}/t CO₂) sowie 167 kWh_{el}/t CO₂ (= 600 MJ_{el}/t CO₂). ECRA (2017) und Dubois et al. (2017) bestätigen die Größenordnung mit Angaben von > 3 GJ/t CO₂ respektive 3,36 GJ/t CO₂. Ein Wert von 3,3 GJ/t CO₂ wird daher für den Zeitraum bis Ende 2030 als realistisch angesehen.

Hinsichtlich des Oxyfuel-Verfahrens, welches die Post-Combustion-Technologie ab 2040 ersetzen könnte, sieht ECRA (2017) einen Bedarf an Strom in Höhe von rund 215 kWh_{el}/t CO₂ (= 774 MJ_{el}/t CO₂) sowie thermischer Energie von rund 300 MJ/t CO₂⁵. Da der Strombedarf im Wesentlichen für die kryogene Sauerstoffbereitstellung erforderlich ist, ergeben sich ggf. Synergieeffekte mit den nachfolgenden Wasserspaltungsverfahren, bei welchen hochreiner Sauerstoff als Nebenprodukt anfällt. Hierdurch ließe sich der Energiebedarf weiter senken, diesbezüglich können an dieser Stelle jedoch keine konkreten Aussagen getroffen werden.

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass aufgrund des frühen Technologiestadiums große Unsicherheiten bezüglich der Kosten für die CO₂-Abscheidung innerhalb der Zementindustrie bestehen. IEA (2018) beziffert diese auf rund 70–120 €/t CO₂, Fischeck et al. (2015) geben eine Bandbreite von 50 bis 100 €/t CO₂ an, IREES (2018) sieht die gegenwärtig möglichen Kosten bei 63 bis 83 €/t CO₂, Roussanal et al. (2017) und Gardarsdottir et al. (2019) geben Kosten in Höhe von rund 80 €/t CO₂ an; jeweils exklusive Transport und ggf. notwendiger Zwischenspeicherung. Für die heutigen spezifischen Kosten der Post-Combustion-Technologie wird auf Basis dieser Publikationen

⁵ Eigene Umrechnungen auf Basis der energetischen Angaben in ECRA (2017, S. 142), welche jeweils auf eine Tonne Zementklinker normiert sind, sowie der Annahmen für die Emissionsintensität des Zementklinkers in ECRA (2017, S. 168). Beim Strom- und Wärmebedarf wurden jeweils die oberen Grenzen des Wertebereichs in ECRA (2017, S. 142) gewählt.

ein durchschnittlicher Wert in Höhe von rund 80 €/t CO₂ ausgewiesen, welcher bis zum Erreichen von TRL 9 im Jahr 2030 als konstant bleibend angenommen wird.

Hills et al. (2016) sehen für das voraussichtlich ab 2040 kommerziell verfügbare Oxyfuel-Verfahren Kosten in Höhe von 40 €/t CO₂, eine Einschätzung, die mit 42€/t CO₂ auch von Gardarsdottir et al. (2019) geteilt wird. ECRA (2017) empfiehlt eine jährliche Lernrate von 1 %, was bei entsprechender Fortschreibung im Jahr 2050 zu Kosten von rund 36 €/t CO₂ führen würde. Weitere Einsparpotentiale ließen sich ggf. durch die Einbindung von Sauerstoff erzielen, welcher bei den Wasserspaltungsverfahren als Nebenprodukt anfällt.

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Vor allem in Nordamerika ist CCS im Rahmen der tertiären Erdölförderung kommerzieller Standard, hier sind weltweit auch die meisten großskaligen Projekte verortet (Markewitz et al. 2017). Allerdings stammt das CO₂ hierbei zu 80 % aus natürlichen und nicht aus industriellen Quellen, was einen Technologievergleich erschwert (Deutscher Bundestag 2018). China hat für das kommende Jahrzehnt eine Reihe verschiedener CC-Projekte angekündigt und drängt somit ebenfalls auf den Markt (Global CCS Institut 2019). Im europäischen Kontext ist es vor allem Norwegen, welches auf umfangreiche Erfahrungen insbesondere beim Pre-Combustion-Verfahren zur Erdgasreinigung zurückblickt und CO₂ in zwei Formationen (Sleipner und Snøhvit) einlagert (Kapetaki und Scowcroft 2017). Wegen der beträchtlichen geologischen Speicherpotentiale werden hier jedoch zunehmend auch andere Anwendungszwecke in den Fokus gestellt. Daneben sind es in Europa vor allem Großbritannien und die Niederlande, welche in den letzten Jahren zahlreiche CC-Projekte initiiert oder angekündigt haben. In Deutschland wurden laut dem Deutschen Bundestag (2018) Pilotanlagen ausschließlich im Kontext der Energiewirtschaft errichtet, namentlich an den Kraftwerken Schwarze Pumpe (Vattenfall/Linde; Oxyfuel; Betrieb bis 2014), Niederaußem (RWE/Linde; Post-Combustion-Verfahren), Wilhelmshaven (Uniper/FLUOR; Post-Combustion-Verfahren; in Betrieb bis 2014), Staudinger (Uniper/Siemens; Post-Combustion-Verfahren; in Betrieb bis 2013) und Heilbronn (EnBW/atea Anlagentechnik GmbH; Post-Combustion-Verfahren, in Betrieb bis 2014). Zunehmend zeichnen sich jedoch auch Anwendungszwecke im industriellen Kontext ab, welche für die Zementindustrie unter anderem in den Forschungsprojekten CemCap, LEILAC und CLEANKER erforscht werden (Deutscher Bundestag 2018).

Hinsichtlich CCS nimmt Deutschland im internationalen Vergleich eine untergeordnete Rolle gegenüber Regionen wie Australien, Nordamerika, Japan, China sowie einigen arabischen Staaten und Norwegen ein, was nicht zuletzt in einer mangelnden gesellschaftlichen Akzeptanz für die unterirdische Speicherung von CO₂ begründet liegt. Bezogen auf die CO₂-Nutzung hingegen hat die Bundesregierung eine aktivere Rolle inne, hier kooperieren Industrie und Wissenschaft in zahlreichen Forschungsprojekten (Deutscher Bundestag 2018). Insgesamt ist sowohl in Deutschland als auch auf EU-Ebene ein starker Rückgang von F&E-Aktivitäten zu verzeichnen und es sind nur noch wenige Versuchsanlagen in Betrieb.

Die deutsche Industrie wird daher im internationalen Vergleich als „nur eingeschränkt wettbewerbsfähig“ für Carbon Capture eingestuft (Tab. 3-51).

Tab. 3-51 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Carbon Capture

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input checked="" type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis Dezember 2019 angewendet: (((Carbon w/1 Capture w/1 Sequestration) OR (Carbon w/1 Capture w/1 Storage) OR ((CCS OR CCU OR CCUS) AND (CO₂ OR carbon*oxid* OR GHG OR (greenhouse w/1 gas) OR emission)) OR ("Carbon Capture and Use") OR ("Carbon Capture and Re-Use") OR ("Carbon Capture") AND NOT ("from Air"))) AND (manufacturing or steel or cement or chemistry or "chemical industry" or glass or "pulp and paper" or "steam methane reforming" or "blue hydrogen" or aluminium or aluminum)) AND (EXCLUDE (DOC-TYPE,"ch")). Für die Suche nach explizit deutschen Publikationen wurde die Zeile „AND (LIMIT-TO (AFFILCOUNTRY,"Germany")“ ergänzt. Publikationen, die keine Verbindung zum verarbeitenden Gewerbe bzw. der Chemie-, Stahl oder Zementindustrie aufweisen, wurden nicht beachtet, um insbesondere CCS im Kraftwerkssektor auszuschließen.

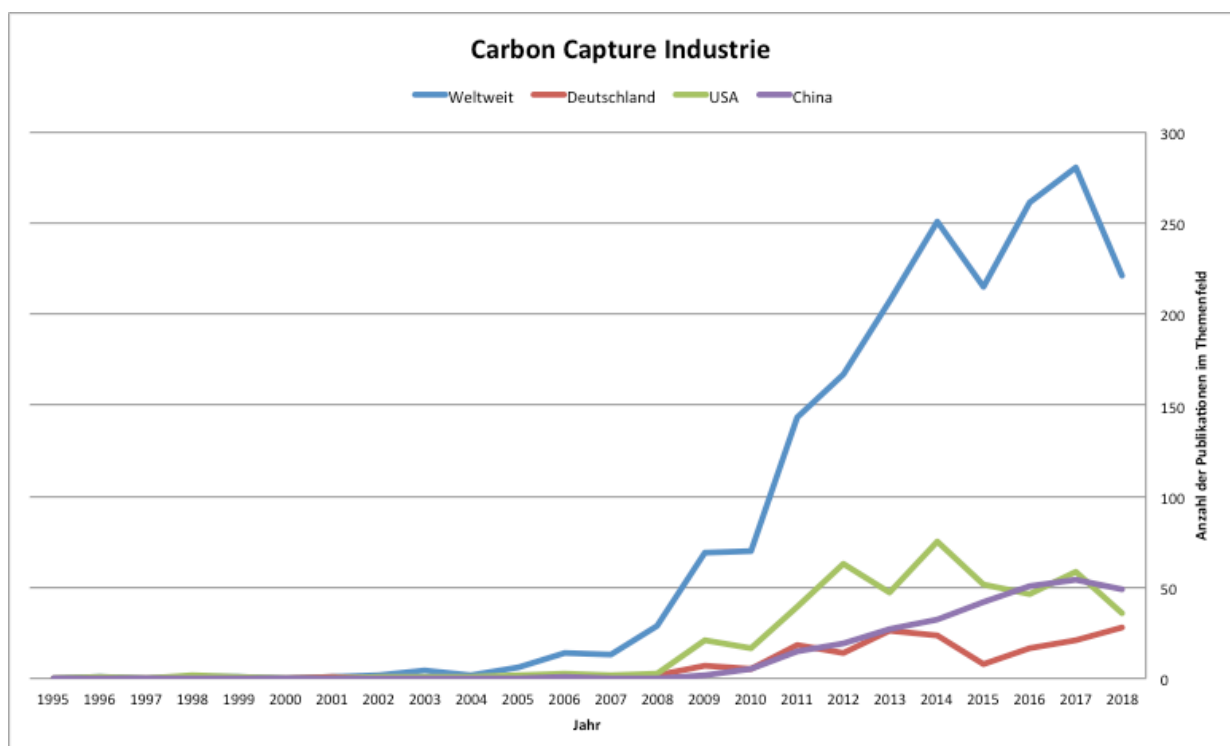


Abb. 3-24 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Carbon Capture Industrie

Abb. 3-24 zeigt die ermittelten Publikationszahlen von 1995 bis 2018. Die Publikationsanalyse ergab für diesen Zeitraum 1.959 Artikel, wovon 173 Publikationen auf Deutschland entfallen (Anteil von 9 %), 472 den USA entstammen und 297 auf chinesische Institutionen zurückzuführen sind.

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 246 Artikeln pro Jahr, davon 20 pro Jahr (8 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Nach starkem jährlichen Zuwachs in den Vorjahren ist für diesen Zeitraum für die weltweiten Publikationen kein Trend zu einem weiteren Anstieg erkennbar (0 %), während die Publikationen unter deutscher Beteiligung mit 11 % pro Jahr zunahmen.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Da sich die CO₂-Abscheidung aus der Zementherstellung noch in einem sehr frühen Technologiestadium befindet und der Wasserbedarf einen eher untergeordneten Stellenwert in der Diskussion einnimmt, liegen lediglich Abschätzungen für den Kraftwerkssektor vor.

Grundsätzlich benötigt das Post-Combustion-Verfahren insbesondere während des Waschvorgangs am Absorber erhebliche Mengen Frischwasser, um die Aminkonzentration zu regeln, sowie für Zwecke der Kühlung. Frühere Diskussionen gingen davon aus, dass die Installation eines Post-Combustion-Systems den Wasserverbrauch für ein Kraftwerk in etwa verdoppeln würde. Neuere Schätzungen zeigen einen prozentualen Anstieg von 50 % im Bereich der Kohleverstromung und 70 % für ein Gas- und Dampf-Kombikraftwerk, jeweils bezogen auf die Nettostromerzeugung (Magneschi et al. 2017). Auch Byers et al. (2015) gehen im Kraftwerkssektor von sehr hohen zusätzlichen Wasserbedarfen in Höhe von 40–90 % aus, weshalb dieser Wert als grobe Abschätzung für das Post-Combustion-Verfahren im Zementsektor übernommen wird. Für das Oxyfuel-Verfahren stehen keine entsprechenden Daten zur Verfügung.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Dezidierte Informationen für den Flächenbedarf einer CO₂-Abscheideeinrichtung im Kontext der Zementproduktion sind nicht verfügbar. Erfahrungen aus dem Kraftwerksbereich und der chemischen Industrie, in welcher Aminwäschen in anderen Kontexten betrieben werden, lassen jedoch auf erhebliche Flächenbedarfe für die Abscheideeinrichtung sowie ggf. für die zusätzlich benötigte thermische Energieversorgung schließen. Magneschi et al. (2007) verweisen im Kontext eines 785-MW-Gas- und Dampf-Kombikraftwerks auf einen Flächenbedarf in Höhe von 250 x 150 m (= 37.500 m²). Auch BMU (2007) verweist auf die vage Größe eines Fußballfeldes (bis zu 90 x 120 m, d. h. 10.800 m²).

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Laut Markewitz et al. (2017) werden keine versorgungskritischen Rohstoffe beim CC-Verfahren benötigt.

Hinsichtlich des Einsatzes von Gefahrstoffen geht insbesondere die aminbasierte Post-Combustion-Technologie mit sehr hohen Bedarfen an Monoethanolamin (MEA) einher, welches laut der GESTIS-Stoffdatenbank als akut toxisch, ätzend und gesundheitsschädlich gilt sowie in der Entsorgung gefährlichen Abfall darstellt. An et al. (2019) beziffern diesen Bedarf auf 2,24 kg MEA/t Zement, was in etwa zu 3,5 kg

MEA/t CO₂ führt⁶. Ein Umstieg vom Post-Combustion-Verfahren auf die Oxyfuel-Technologie würde den Bedarf an Amininen obsolet machen.

Da zudem das via CC-Technologie abgeschiedene CO₂ nicht in gänzlich reiner Form vorliegt, können auch die im Gas enthaltenen Zusatzstoffe in Abhängigkeit von ihrer Konzentration potentiell problematisch sein. Typische Zusatzstoffe können toxisch sein, wie Schwefelwasserstoff, Schwefeldioxid, Stickoxide und Kohlenmonoxid, oder inerte Gase wie Stickstoff oder Argon darstellen. Die Konzentration der Verunreinigungen hängt im Einzelfall vom Ursprung des abgeschiedenen Gases und von der Abscheidungstechnologie ab (BMU 2007).

Der Bedarf an kritischen Stoffen beim Post-Combustion-Verfahren wird wegen des hohen Chemikalieneinsatzes als kritisch bewertet (Stufe „4“ auf der Skala von 1 bis 5). Das Oxyfuelverfahren wird als unkritisch bewertet Stufe „1“ auf der Skala von 1 bis 5).

Kriterium 8: Flexibilität

Da die Zementherstellung in einem kontinuierlichen Prozess und unter sehr hohen Temperaturen von rund 1.400 °C erfolgt, ist auch für die CC-Einrichtung wenig Flexibilität in der Anlagenführung gegeben, zumal gerade das Post-Combustion-Verfahren durch einen starren Kreislauf des Lösungsmittels und dessen Aufbereitung gekennzeichnet ist. Diese Restriktion könnte höchstens durch die Integration eines Lösungsmittelspeichers beseitigt werden, jedoch müsste in diesem Fall auch eine Flexibilisierung für z. B. den Weitertransport des CO₂ über einen entsprechenden Zwischenspeicher realisiert werden, wenn keine kombinierte geologische Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) vorgesehen ist. Im Kraftwerksbereich wird zudem mit einer Zeitdauer für den Abschaltungsprozess des CC-Moduls von rund 30 Minuten gerechnet, welcher mit erhöhtem Verschleiß einhergeht und in zusätzlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten resultiert (Fischedick et al. 2015). Für das Oxyfuel-Verfahren liegen keine Informationen vor. Insgesamt wird die CC-Technologie für den vorliegenden Anwendungszweck als unflexibel bewertet (Flexibilitätsgrad „1“ auf der Skala von 1 bis 5).

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Die CCS-Technologie lässt sich im Wesentlichen als Paradebeispiel für die Gefahr von Pfadabhängigkeiten bzw. (Carbon)-Lock-in-Effekten betiteln. Zum einen zeichnen sich die Anlagen durch lange Planungs- und Nutzungsdauern sowie sehr hohe Investitionskosten aus. Dies gilt sowohl für Retrofit-Maßnahmen innerhalb des Post-Combustion-Verfahrens, aber gerade auch für aufwändige Oxyfuel-Neubauten. Darüber hinaus zielt jedoch gerade die Logik hinter CC darauf ab, die Etablierung gegebener Produktionsprozesse und damit fossiler Strukturen aufrecht zu erhalten, indem anfallende Emissionen wahlweise eingelagert oder in einen anderen Sektor überführt werden. Insbesondere, wenn entsprechende Wertschöpfungsnetzwerke einmal aufgebaut sind und am Produktionsstandort keine alternative Verwertungs- oder Speichermöglichkeit für das anfallende CO₂ gegeben ist, besteht die Gefahr, dass ein nachträglicher Umstieg auf klimaneutrale CO₂-Quellen nicht mehr erfolgt. Insofern könnte die Fokussierung auf eine großskalige Nutzung von Carbon-Capture-Technologien eine

⁶ Laut ECRA (2017, S. 168) fallen bei der Produktion von einer Tonne Zement 633 kg CO₂ an.

langfristige Nutzung fossilen CO₂ (z. B. zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffe) fest-schreiben. Die Technologie wird daher auf der Skala von 1 bis 5 mit „5“ (hohe Pfadab-hängigkeit) bewertet.

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-52 Carbon Capture Industrie (Post-Combustion): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 3: CO2-Bereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | | |
|---|---|---|--|-----------------------------------|---------|---------|---------|----------------------------------|------------------------|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Carbon Capture Industrie (PC) | | | | | Quellenangabe | |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | x | | | Adisorn et al. 2018 | |
| | | TRL | | 6 | 9 | 9 | 9 | u.a. IEA 2018 | |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf - Gesamt | Endenergie- menge/ t CO2 | n. a. | 3300 | 3300 | 3300 | ECRA 2017, Dubois et al. 2017 | |
| | | spezifischer Endenergiebedarf elektrisch | | | | | | | |
| | | spezifischer Endenergiebedarf thermisch | MJ(th)/ CO2 | n. a. | 3300 | 3300 | 3300 | | |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/t CO2 | 80 | 80 | 80 | 80 | u.a. Gardarsdottir et al. 2019 | |
| 4 | Industrie-politische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 4 | | | | Eigene Einschätzung | |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | nur eingeschränkt konkurrenzfähig | | | | Eigene Einschätzung | |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | | Anzahl (DE / Welt) | | | | 20 / 246 | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | | %/Jahr (DE) | | | | 11 | |
| | | %/Jahr (Welt) | 0 | | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch (negative Werte: Wasser entsteht als Nebenprodukt) | Mangels Daten hier zusätzlicher Bedarf in % | 40-90 | 40-90 | 40-90 | 40-90 | Byers et al. 2015 | |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | m2/t Jahresproduktionskapazität | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 4 | 4 | 4 | 4 | Eigene Einschätzung | |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Markewitz et al. 2017 | |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 1 (MEA) | 1 (MEA) | 1 (MEA) | 1 (MEA) | Eigene Einschätzung; CEMCAP 2018 | |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Eigene Einschätzung | |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 5 | | | | Eigene Einschätzung | |

Tab. 3-53 Carbon Capture Industrie (Oxyfuel): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 3: CO2-Bereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | |
|---|---|---|--|-----------------------------------|-------|-------|-------|--------------------------------------|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Carbon Capture Industrie (Oxyfuel) | | | | | Quellenangabe |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | | x | | Hills et al. 2016 |
| | | TRL | | 4 | 6 | 9 | 9 | u.a. IEA 2018 |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf - Gesamt | Endenergie-menge/ t CO2 | n. a. | n. a. | 1074 | 1074 | ECRA 2017 |
| | | spezifischer Endenergiebedarf elektrisch | MJ(el)/t Output | n. a. | n. a. | 774 | 774 | |
| | | spezifischer Endenergiebedarf thermisch | MJ(th)/ Output | n. a. | n. a. | 300 | 300 | |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/t CO2 | n. a. | n. a. | 40 | 36 | Gardarsdottir et al. 2019, ECRA 2017 |
| 4 | Industrie-politische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 4 | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | nur eingeschränkt konkurrenzfähig | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 20 / 246 | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | 11 | | | | |
| | | %/Jahr (Welt) | 0 | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch (negative Werte: Wasser entsteht als Nebenprodukt) | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 1 | 1 | 1 | 1 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Eigene Einschätzung |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 5 | | | | Eigene Einschätzung |

3.3.4 Zusammenführung Technologiegruppe 3

Abb. 3-25 führt wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben die Bewertungsergebnisse für die Technologiegruppe CO₂-Bereitstellung zusammen und nimmt eine vergleichende Einschätzung der betrachteten Technologien vor.

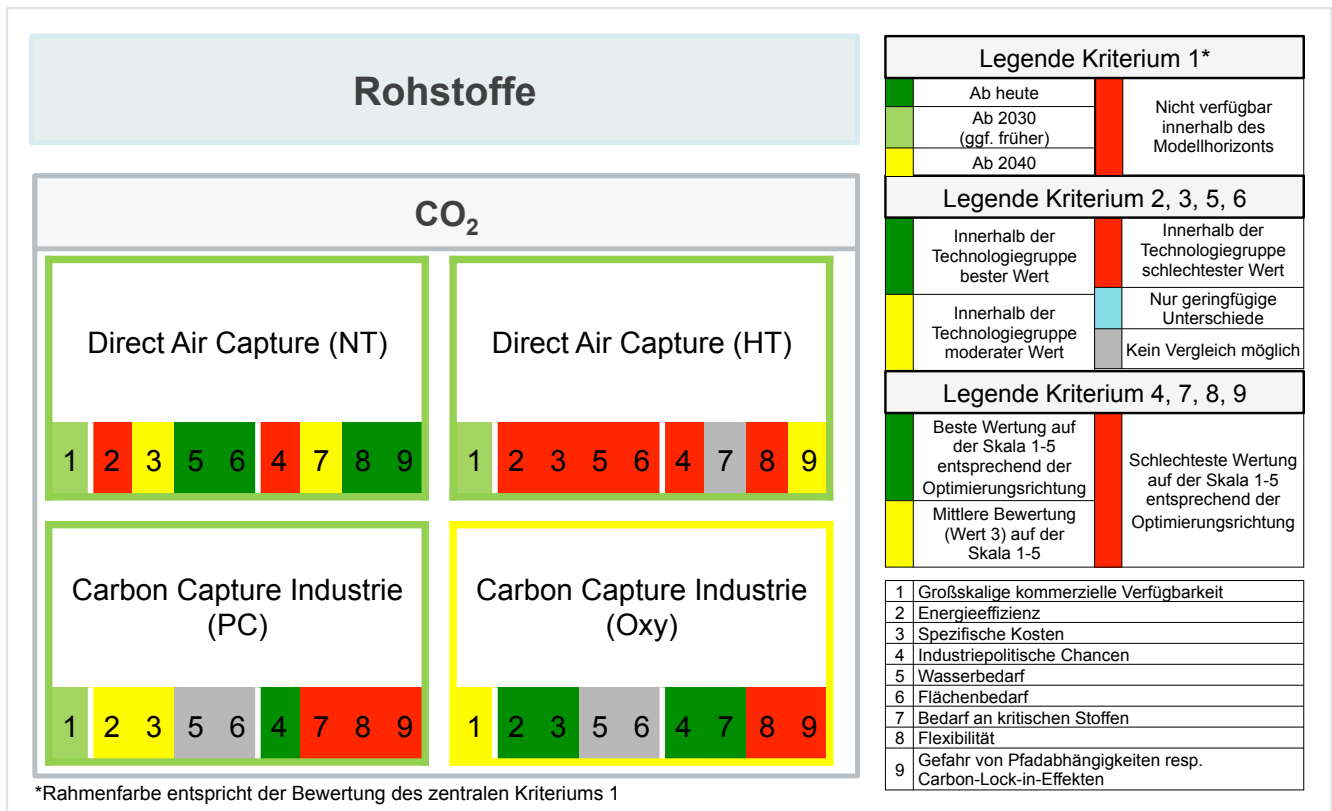


Abb. 3-25 Vergleichende Bewertung innerhalb Technologiegruppe 3: CO₂-Bereitstellung

■ Kriterium 1 (Großskalige Verfügbarkeit)

Während NT-DAC und HT-DAC wie auch industrielles Carbon Capture mit Post-Combustion (CCS-PC) spätestens in 2030 kommerziell einsatzbereit sein sollten, wird dies für industrielles Carbon Capture mit Oxyfuel-Combustion (CCS-OXY) erst bis 2040 erwartet.

■ Quantitative Kriterien 2, 3, 5, 6

Generell zeigen sich für HT-DAC im Vergleich aller Technologien die größten Herausforderungen, während bei der Energieeffizienz (K2) und den Kosten (K3) CCS-OXY vor CCS-PC und dieses wiederum teilweise vor DAC-NT liegt. Für Wasserbedarf (K5) und Flächenbedarf (K6) liegen keine für einen Vergleich nutzbaren Werte für CCS vor.

■ Semi-quantitative Kriterien 4, 7, 8, 9

Die industriepolitischen Chancen (K4) werden gut für CCS und gering für DAC eingeschätzt. CCS-PC weist den höchsten Bedarf an kritischen Stoffen (K7) auf. Sowohl hinsichtlich des Flexibilitätsgrades (K8) als auch der Gefahr von Pfadabhängigkeiten und Carbon-Lock-In-Effekten (K9) zeigen sich für DAC-NT Vorteile gegenüber DAC-HT, CCS-PC und CCS-OXY.

3.4 Technologiegruppe 4: Wasserstoffbereitstellung

Diese Gruppe beinhaltet die folgenden Technologien:

- Photoelektrochemie
- Photokatalyse
- Thermochemie
- Niedertemperatur-Elektrolyse
- Hochtemperatur-Elektrolyse

3.4.1 Photoelektrochemie

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Der photoelektrochemische (PEC) Wasserspaltungsprozess erzeugt Wasserstoff, indem die Energie des Sonnenlichts mit speziellen Materialien oder Halbleitern genutzt wird, um Wassermoleküle in Wasserstoff und Sauerstoff zu dissoziieren. Die Technologie erweist sich als ein vielversprechender Ansatz, um die Energie der Sonneneinstrahlung in chemische in Wasserstoff gebundene Energie umzuwandeln und auf diese Weise zu speichern (McKone et al. 2014; Walter et al. 2010). Der PEC-Prozess kann in die Oxidation von Wasser als Sauerstoffentwicklungsreaktion (oxygen evolution reaction, OER) und die Reduktion von Wasser als Wasserstoffentwicklungsreaktion (hydrogen evolution reaction, HER) unterteilt werden. Photoelektrochemische Anlagen befinden sich derzeit in einem frühen Entwicklungsstadium. Daher ist unklar, ob sie die langfristige Stabilität bieten können, die für eine praktische Anlage erforderlich ist.

Basierend auf der IEA-HIA Task 35 - Renewable Hydrogen Production, haben photoelektrochemische Wasserspaltprozesse einen TRL von 2 bis 4. Umfangreiche Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen sind notwendig, um ein geeignetes, effizientes und langlebiges Material zu identifizieren (Anderson et al. 2014). Darüber hinaus könnten höhere Wirkungsgrade durch verbesserte Sonnenlichtabsorption und bessere Oberflächenkatalyse erreicht und die Haltbarkeit und Lebensdauer durch robustere Materialien und schützende Oberflächenbeschichtungen verbessert werden. Niedrigere Wasserstoffproduktionskosten könnten durch einen reduzierten Materialeinsatz und eine Senkung der Materialverarbeitungskosten erreicht werden.

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Für die Marktfähigkeit sind kontinuierliche Verbesserungen der Effizienz, Haltbarkeit und Kosten erforderlich. Derzeit befindet sich die Mehrheit der PEC-Wasserspaltungsprozesse in der *experimentellen* Phase. Als bestehende Demonstrationsprojekte sind insbesondere die drei folgenden EU-Projekte hervorzuheben: Artiphyction, PECDEMO und PECSYS.

- Projekt Artiphyction: Fully artificial photo-electrochemical device for low temperature hydrogen production

Photoelektrochemische Niedertemperaturverfahren zur direkten Wasserstoff-erzeugung wurden gemäß des jährlichen Implementierungsplans der Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH-JU; Artiphyction-Konzept) untersucht. Hierbei findet die gesamte Produktionskette von grünem Wasserstoff in einer PEC-Zelle statt, die einerseits das Sonnenlicht sammelt und andererseits in situ

kontinuierlich Wasserstoff und Sauerstoff produziert. Das Projekt Artiphyction hat den Scale-up der Technologie ausgehend von einer photoaktiven Fläche von 1,5 cm² in einer Laborzelle auf einen 1,6 m² großen Demonstrationsprototypen erfolgreich umgesetzt. Dies führt die Technologie an TRL 5 heran. Während der Entwicklungsphasen ergaben sich jedoch Herausforderungen bei der Vergrößerung der Laborergebnisse; vor allem in Bezug auf die Elektrodenleistung und das Gerätedesign (Saracco o. J.). Während mit den kleineren Photoelektroden (1,5 cm² photoaktive Fläche) in Labortests Wirkungsgrade von bis zu 5 % erreicht wurden, führte das Scale-up der Elektroden (jeweils 64 cm² fotoaktive Fläche) zu zusätzlichen Verlusten, die den Wirkungsgrad senken (Saracco o. J.). Es besteht weiterer Forschungsbedarf, um die Wirkungsgrade auch im Scale-up auf Werte über 5 % zu erhöhen.

■ **Projekt PECDEMO: Photoelectrochemical Demonstrator Device**

Das Projekt PECDEMO nutzt eine hybride photoelektrochemisch-photovoltaische (PEC-PV) Tandemvorrichtung zur Wasserspaltung. Dieses Konzept basiert auf einer sichtbaren, lichtabsorbierenden Metalloxid-Photoelektrode, die in Wasser getaucht und vor einer Dünnschicht-PV-Zelle mit kleineren Bandlücken platziert wird. Dieser Tandemansatz sorgt für eine optimale Nutzung des Sonnenspektrums, während das chemisch stabile Metalloxid die darunterliegende PV-Zelle vor Photokorrosion schützt. Jüngste technologische Durchbrüche haben die Metalloxid-Photoelektroden nahe an die für die praktische Anwendung erforderlichen Wirkungsgrade herangeführt.

■ **Projekt PECSYS: Technology demonstration of large-scale photo-electrochemical system for solar hydrogen production**

Im Projekt PECSYS soll ein System zur solarbetriebenen elektrochemischen Wasserstoffherzeugung demonstriert werden. Der letzte Demonstrator sollte aus mehreren planaren Modulen mit einer aktiven Fläche > 10 m² bestehen und über einen Zeitraum von sechs Monaten mehr als 10 kg Wasserstoff produzieren (Helmholtz-Zentrum Berlin 2020). Es soll eine Wasserstoffproduktion von 16 g H₂/h aus dem Demonstrator erreicht werden, was einem Solar-to-H₂ (STH) Wirkungsgrad von mindestens 6 % entspricht.

Aus den vorgestellten Demo-Projekten wird ein aktueller TRL dieser Technologie von 2 bis 4 abgeleitet. Eine großskalige kommerzielle Verfügbarkeit wird nicht vor 2050 erwartet.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Der STH-Wirkungsgrad ist definiert als das Verhältnis der chemischen Energie des produzierten Wasserstoffs (bezogen auf den Wasserstoffheizwert) zur eingestrahelten Sonnenenergie. Die erzeugte chemische Leistung ist die Rate der Wasserstoffproduktion multipliziert mit der Veränderung der Gibbs'schen freien Energie pro Mol H₂ ($\Delta G^\circ = 237 \text{ kJ mol}^{-1}$). Damit lässt sich der STH-Wirkungsgrad folgendermaßen ausdrücken:

$$\eta_{\text{STH}} = \frac{\dot{m}_{\text{H}_2} \times \Delta G^\circ}{P_{\text{light}} \times A}$$

Der endgültige Artiphyction-Prototyp arbeitet mit einem Wirkungsgrad von ca. 1 % und ist in der Lage, bis zu 5 % (Produktion von 1 bis 2 g H₂/h) bei einer nachgewiesenen Stabilität von 1000 h zu erreichen.

Es werden bei den verschiedenen Demo-Projekten Wirkungsgrade bis zu 5 % erreicht. Im Projekt PECDEMO beläuft sich der Wirkungsgrad sogar bereits auf 10 % – eine Effizienz in dieser Größenordnung gilt zwar heute noch nicht für großflächige (50 cm²) Systeme, könnte aber in den nächsten Jahren erreicht werden. Im laufenden Projekt PECSYS ist es das Ziel sicherzustellen, dass der STH-Wirkungsgrad weitgehend konstant bleibt und nach 6 Monaten kontinuierlichen Betriebs nicht mehr als 10 % absinkt. Als langfristiger Zielwert wird ein Wirkungsgrad von 15 % geschätzt. Hierbei ist jedoch aus heutiger Perspektive noch unklar, ob es tatsächlich gelingen wird, diesen Wert zukünftig auch jenseits des Labormaßstabs zu erreichen.

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Aktuelle technisch-wirtschaftliche Analysen deuten darauf hin, dass ein PEC-Gerät nur dann wettbewerbsfähig werden kann, wenn es zu sehr niedrigen Endkosten in Höhe von ca. 135 € pro m² (photoaktive Fläche einschließlich Halbleiter, Substrate, Gehäuse und Membranen, falls erforderlich) und mit einer Lebensdauer von 10 Jahren hergestellt werden kann. Außerdem sollte ein STH-Wirkungsgrad von 10 % erreicht werden. Unter diesen Umständen wäre es möglich, Wasserstoff für 0,9–9 EUR/kg zu produzieren (Dias und Mendes 2017).

Die Versuche mit dem Artiphyction-Prototypen versprechen eine Senkung der H₂-Produktionskosten auf unter 5 €/kg in weniger als 5 Jahren, unter der Voraussetzung, dass ein Anlagenwirkungsgrad über 10 % erreicht werden kann (Saracco o. J.). Tab. 3-54 fasst die Wasserstoffproduktionskosten für 2019, 2030, 2040 und 2050 zusammen. Für die Wasserstoffproduktion mittels PEC werden aktuell Kosten von 9,1 €/kg H₂ angenommen (de Jong 2018). Die Kosten für 2030, 2040 und 2050 wurden abgeschätzt.

Tab. 3-54 Wasserstoffproduktionskosten des Photoelektrochemie-Prozesses

| Jahr | 2019 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--|-------|-------|-------|-------|
| Wasserstoffproduktionskosten (@20 bar) [€/t] | 9.140 | 6.540 | 4.580 | 3.525 |

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Im Rahmen der Publikationsanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis November 2019 angewandt: [((Photoelektrochemie AND Wasserspaltung) OR ((photoelectrochemistry OR photoelectrochemical) AND water AND splitting) OR (photo-electrochemical AND water AND splitting)) AND (hydrogen OR Wasserstoff OR H₂) AND (EXCLUDE (DOCTYPE,"ch"))]. Die Publikationsanalyse ergab 2652 Artikel von 1995 bis November 2019. Das Ergebnis der Literaturlauswertung zu PEC ist für den Zeitraum 1995–2018 in Abb. 3-26 dargestellt.

Die lineare Regression der Artikel im Zeitverlauf zeigt einen stetigen Anstieg. Bemerkenswert ist die weltweite starke Zunahme ab 2008. 146 von 2652 seit 1995 veröffentlichten Beiträgen (6 %) stammen von deutschen Autoren (37 zwischen 1995 und 2014

und 109 zwischen 2015 und 2019). Die Anzahl an Publikationen im Bereich PEC ist demnach relativ hoch.

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 314 Artikeln pro Jahr, davon 20 pro Jahr (6 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 16 %, während die Publikationen unter deutscher Beteiligung unterdurchschnittlich mit lediglich 4 % pro Jahr zunahmen.

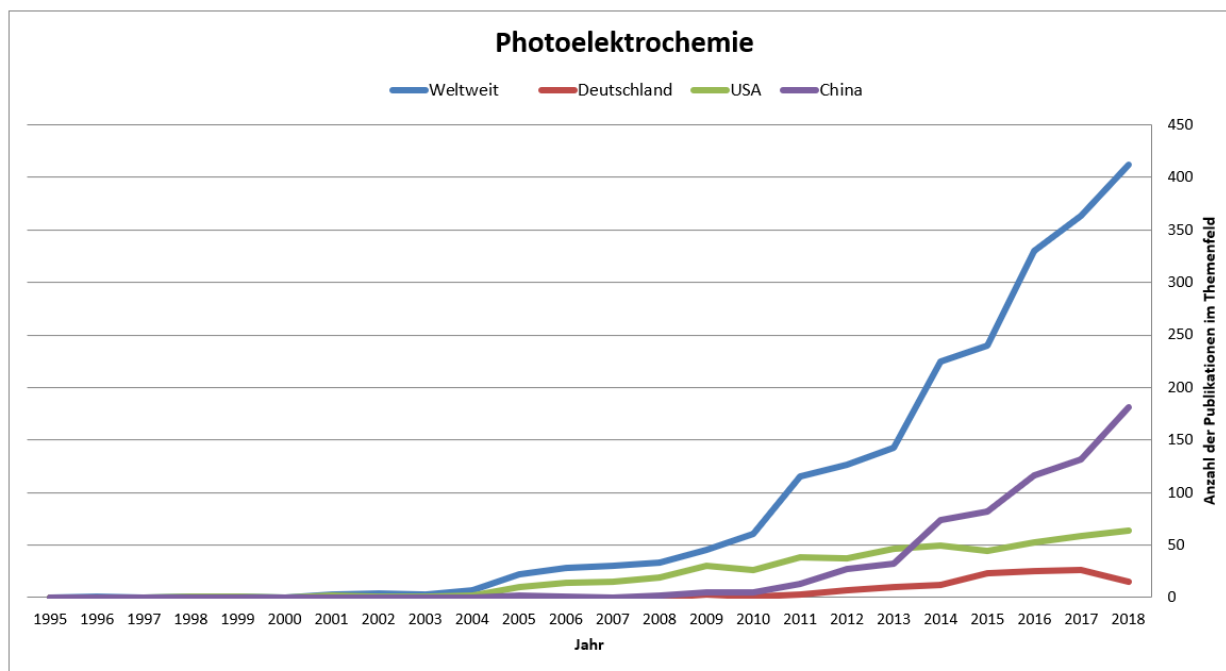


Abb. 3-26 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Photoelektrochemie (PEC)

In der Literatur wurde über eine Vielzahl von Vorrichtungsdesigns berichtet, die eine kontinuierliche Verbesserung der Effizienz der Energieumwandlung und der Kurzzeitstabilität durch verbesserte Materialeigenschaften der direkt am PEC-Prozess beteiligten Komponenten, nämlich des Photoabsorbers, der Elektrokatalysatoren, der Elektrolyte und der Elektrodenträger, bewirken. Es bestehen somit Potenziale für deutsche Unternehmen im Bereich der Werkstoffentwicklung, die Prozesse mittels vielversprechender Kandidatenmaterialien weiterzuentwickeln und so effizientere PEC-Prozesse zur Marktreife zu bringen. Mit der Firma Evonik Industries AG verfügt Deutschland über einen bedeutenden Akteur im Bereich photoelektrochemischer Zellen. Deutsche Forschungsinstitute liefern relevante Beiträge zur Entwicklung der Photoelektrochemie, wie beispielsweise das Helmholtz-Zentrum Berlin, das Forschungszentrum Jülich und das DLR. Dies führt zur Einschätzung, dass Deutschland in diesem Bereich wettbewerbsfähig ist (siehe Tab. 3-55).

Tab. 3-55 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Photoelektrochemie

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|--|--|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Insgesamt wird, auch unter Berücksichtigung starker internationaler Konkurrenz, das Kriterium „Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen“ mit der Wertung „4“ auf einer Skala von 1 bis 5 versehen.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Für die Implementierung von PEC-Anlagen sind Küsten- oder Offshore-Standorte vorgesehen, an denen Meerwasser effizient gepumpt und gefiltert werden kann. Der Betrieb mit Meerwasser ist grundsätzlich möglich. Potenziell schwierig ist bei der Verwendung von Meerwasser jedoch der Chloridgehalt. Je nach Elektroden- bzw. Halbleitermaterial kann als anodische Reaktion die Entstehung von Chlor resultieren. Der Chloridgehalt kann zu Korrosionsproblemen führen. Dieses Thema ist Gegenstand der aktuellen Forschung. Zum genauen Wasserbedarf gibt es in der Literatur keine Angaben.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Komplette PEC-Wasserstoffproduktionsanlagen wurden auf der Grundlage der Abmessungen, Betriebsbedingungen und Leistungsmerkmale von vier Reaktortypen konzipiert. Wirkungsgrade wurden durch Berechnung und Untersuchung von vorhandenen Anlagen im Labormaßstab abgeschätzt. Jedes System enthält alle Komponenten, die erforderlich sind, um Sonnenphotonen zu absorbieren, eine ausreichende Spannung zu erzeugen, um H₂ und O₂ aus Wasser freizusetzen, und um den produzierten Wasserstoff zu sammeln und zu komprimieren. Die Reaktoren können in zwei allgemeine Klassen eingeteilt werden: Partikelsuspensionen oder planare Arrays. Die Systeme vom Typ 1 und Typ 2 sind geschlossene wässrige Reaktorbetten aus suspendierten photoaktiven Partikeln, während die Systeme vom Typ 3 und Typ 4 aus mehrschichtigen planaren Absorberarrays bestehen, die in einen wässrigen Elektrolyten eingetaucht und zur Sonne ausgerichtet sind (Pinaud et al. 2013). Tab. 3-56 fasst für eine Wasserstoffproduktion von einer Netto-Tonne pro Tag (TPD) für jede der vier konzeptionellen PEC-Wasserstoffproduktionsanlagen die Werte für den solaren Input, die Systemeffizienzen, die Reaktorabmessungen und die Einbringungsfläche zusammen (Pinaud et al. 2013). Diese Anlagenauslegungen wurden von der PEC-Arbeitsgruppe des United States Department of Energy (DOE) konzipiert. Diese vier Konfigurationen repräsentieren nicht alle möglichen Systemtypen, sondern sollen eine Reihe vollständiger, wenn auch grundlegender Entwürfe potenziell realisierbarer Systeme zum Zweck der technischen und wirtschaftlichen Bewertung darstellen.

Tab. 3-56 Zusammenfassung der geschätzten Wasserstoffleistung eines TPD-Anlagenmoduls (netto 1 Tonne/Tag) mit anderen Anforderungen der einzelnen Reaktortypen

| Reactor types | Unit | Type 1 | Type 2 | Type 3 | Type 4 |
|---|---|-----------------------------------|---------------------------------|-------------------|-----------------------------|
| Descriptions | | Single bed particle suspension | Dual bed particle suspension | Fixed panel array | Tracking concentrator array |
| Gross production | kg H ₂ per day, yearly average | 1111 | 1000 | 1000 | 1000 |
| Net production | kg H ₂ per day, yearly average | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| Mean solar input | kWh per m ² per day | 5,25 | 5,25 | 6,19 | 6,55 |
| Baseline STH efficiency | %; current estimation | 10 | 5 | 10 | 15 |
| Dimensions of reactor | | 323 m x 12.2 m x 0.1 m slurry bed | 61 m x 6.1 m x 0.4 m slurry bed | 2 m x 1 m panel | 6 m x 3 m reflector |
| Number of reactors for 1 TPD H ₂ | | 18 | 347 | 26923 | 1885 |
| Photon capture area | m ² | 70540 | 126969 | 53845 | 33924 |
| Land area required | m ² | 91702 | 165060 | 219149 | 222881 |

Quelle: Pinaud et al. (2013)

Es wird also aktuell ein Flächenbedarf zwischen ca. 91.000 und 222.000 m²/t Wasserstoff angenommen. Für weitergehende zukünftige Entwicklungen liegen keine Daten vor.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Nach van de Krol und Parkinson (2017) sind die Hauptengpässe für eine photoelektrochemische Vorrichtung der Katalysator und der Lichtabsorber. Die Anforderungen an ein Halbleitermaterial für eine photoelektrochemische Vorrichtung, basierend auf einem Halbleiter-Flüssigkeitsübergang ohne Schutzschicht, sind hoch. Katalysatoren mit guter Rohstoffverfügbarkeit haben für die meisten Teilreaktionen des PEC-Prozesses die traditionellen Edelmetallkandidaten ersetzt. Dies gilt für Katalysatoren für die Wasserstoffevolutionsreaktion (HER) über einen Bereich von sauren und alkalischen Bedingungen sowie für die schwierigere Sauerstoffevolutionsreaktion (OER) unter alkalischen Bedingungen und einem nahezu neutralen pH-Wert. Nur für die OER in säurehaltigen Bedingungen wurden bislang keine Materialien mit guter Verfügbarkeit identifiziert. Hinsichtlich des Lichtabsorbers fehlt es bislang an Materialien mit ausreichender chemischer Stabilität. Einige Kandidaten wurden identifiziert, aber ihre Photospannungen müssen sich noch um mindestens mehrere hundert Millivolt verbessern, um eine realisierbare Wasserspaltungseinrichtung zu entwickeln. Solche Verbesserungen wurden bei Materialien wie BiVO₄ erreicht, wobei es sich bei Bismut um einen kritischen Rohstoff handelt.

Es wird folglich davon ausgegangen, dass ein kritischer Rohstoff für die PEC-Technologie benötigt wird. Gefahrstoffe kommen dagegen nicht zum Einsatz. Dieses Kriterium wird daher auf Stufe 2 auf der 5-stufigen Skala eingeordnet.

Kriterium 8: Flexibilität

Das PEC-Gerät kann überall dort eingesetzt werden, wo es Sonnenlicht und Wasser gibt. Durch den modularen Aufbau ist die Technologie flexibel einsetzbar. Der

Flexibilitätsgrad wird daher mit der höchsten Wertung „5“ versehen. Änderungen im Zeitverlauf sind nicht absehbar.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in Effekten

Ein PEC-Gerät produziert nicht nur Wasserstoff, sondern auch Sauerstoff, der ebenfalls eine breite Anwendung findet. Die PEC-Technologie ist unabhängig von bestehenden fossilen Strukturen. Daher wird für diese Technologie eine geringe Pfadabhängigkeit geschätzt, woraus sich eine Einordnung auf Stufe 1 der 5-stufigen Skala ergibt.

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-57 Photoelektrochemie: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 4: Wasserstoffbereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | | |
|--|---|---|--|--------------------|----------|-------|-------|--|------------------------|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Photoelektrochemie | | | | | Quellenangabe | |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | | | | | |
| | | TRL | | 2 bis 4 | 5 | 6 | 7 | Anderson et al. 2014 | |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | % | 1 bis 5 | 6 bis 10 | 13 | 15 | Saracco et al. 2016 ; PECDEMO Project Einschätzung | |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/t H2 | 9160 | 6.540 | 4.580 | 3.525 | James et al. 2009 | |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 4 | | | | Einschätzung DLR | |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | wettbewerbsfähig | | | | Einschätzung DLR | |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | | Anzahl (DE / Welt) | | | | 20 / 314 | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | | %/Jahr (DE) | | | | 4 | |
| | | %/Jahr (Welt) | 16 | | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | | |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | m ² /t Jahresproduktionskapazität | 91000-222000 | n. a. | n. a. | n. a. | Pinaud et al. 2013 | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 2 | 2 | 2 | 2 | Einschätzung DLR | |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0-1 | 1 | 1 | 1 | Einschätzung DLR | |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Einschätzung DLR | |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 5 | | | | Einschätzung DLR | |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Einschätzung DLR | |

3.4.2 Photokatalyse

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Photokatalytische Wasserspaltung ist der Prozess der Einleitung von Reaktionen mit der Wirkung von Licht (siehe Abb. 3-27). Bestimmte Materialien, die als Substrat oder Photokatalysator bezeichnet werden, absorbieren Licht und erreichen dadurch ein höheres Energieniveau. Durch Zuführen dieser Energie zu einer reagierenden Substanz kann eine chemische Reaktion (Photoreaktion) hervorgerufen werden. Während der Photoreaktion bildet der Katalysator Elektronen-Loch-Paare, die freie Radikale erzeugen, die in der Lage sind, Nebenreaktionen einzugehen. Die gesamte endotherme Wasserspaltungsreaktion ist ein einfacher chemischer Prozess, bei dem Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) aus Wasser mit einer Erhöhung der Gibbs'schen freien Energie (ΔG°) von 238 kJ mol^{-1} erzeugt werden.

Basierend auf photokatalytischen Technologiestudien und Literaturrecherchen gibt es wenige Berichte über größere Anlagen. Ein aktueller Bericht bezieht sich auf das Projekt ARPChem (Japan Technological Research Association of Artificial Photosynthetic Chemical Process) (Yoshioka et al. 2015). Die zukünftige künstliche photosynthetische Pflanze von ARPChem, die bis zum Jahr 2030 umgesetzt sein soll, ist in Abb. 3-27 schematisch dargestellt. Die Anlagen sollten sich aus wirtschaftlichen Gründen in der Sonnengürtelzone der Erde befinden, die eine besonders hohe solare Einstrahlung aufweist. Die Photokatalysator-Paneele sind mit Rohren für die Wasserzufuhr und das Produkt $2H_2 + O_2$ hintereinandergeschaltet.

In der Praxis gibt es heute noch keine großskalige Produktion, da sich die Technologien noch im Labormaßstab befinden. Es gibt verschiedene Photokatalysatoren und Photoelektroden, die verbessert wurden, um die Photonen der Sonne aufzunehmen.

In der nachfolgend genutzten Literatur werden teilweise Hybridsysteme aus Photokatalyse und Elektrolyse diskutiert, um den Herausforderungen in der praktischen Anwendung der reinen Photokatalyse zu begegnen. Diese bestehen etwa in niedrigen Wirkungsgraden, der gleichzeitigen Produktion von Wasserstoff und Sauerstoff als Detonationsgas und des Bedarfs an Edelmetallen zur Wasserstoffproduktion.

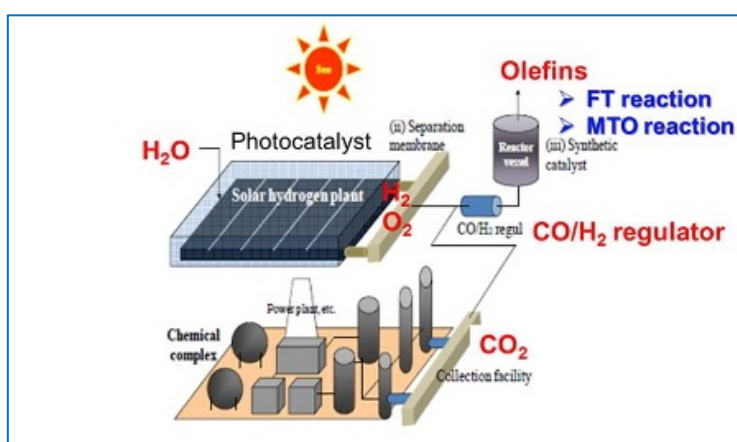


Abb. 3-27 Zusammenfassung des „ARPChem-Projekts“ durch die Japan Technologica Research Association of Artificial Photosynthetic Chemical Process (ARPChem)

Quelle: Yoshioka et al. (2015).

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Da sich die Photokatalyse für die Wasserstoffproduktion noch im kleinen Labormaßstab befindet, wird der aktuelle TRL dieser Technologie mit 1 bis 2 eingeschätzt und eine großskalige kommerzielle Verfügbarkeit wird zunächst nicht erwartet.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Typische Photokatalysatorsysteme weisen einen niedrigen Wirkungsgrad von 0,1 bis 0,3 % auf (Miseki und Sayama 2019). Kürzlich konnte jedoch die photokatalytische Aktivität des in Form einer flachen Pulverschicht genutzten Katalysators Strontiumtitanat (SrTiO_3) bei Anregung durch künstliches Sonnenlicht auf einen STH-Wirkungsgrad von 0,6 % verbessert werden (Miseki und Sayama 2019). Innerhalb der nächsten 10 Jahre wird ein STH-Wirkungsgrad von 3 % als realistisch angesehen, sofern die Photokatalyse mit Elektrolyseverfahren hybridisiert wird.

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Für die reine Photokatalyse zur Produktion von Wasserstoff liegen derzeit keine Kostendaten vor. In Miseki und Sayama (2019) wurde allerdings eine Kostenschätzung für ein Hybridsystem aus Photokatalyse und Elektrolyse durchgeführt. Die berichtete Kostenschätzung für das Hybridsystem Photokatalyse-Elektrolyse basiert auf Informationen der Zentralen Forschungsanstalt für Elektrizitätswirtschaft und des DOE. Die Wasserstoffproduktionskosten des Hybridsystems Photokatalyse-Elektrolyse wurden auf $\approx 0,19 \text{ €/m}^3$ Wasserstoff geschätzt (Miseki und Sayama 2019), was 2,6 €/kg H_2 entspricht. Die Quelle gibt kein Bezugsjahr für die berechneten Kosten an. Allerdings sind Kostenberechnungen von Hybridanlagen mit denen reiner Photokatalyse-Anlagen auch nicht direkt vergleichbar.

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Die Zahl der Publikationen und Fördermaßnahmen im Bereich PEC ist relativ hoch. Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis November 2019 angewendet: [((Photocatalysis OR photocatalytic OR Photokatalyse OR Photokatalytische) AND (Wasserspaltung OR (water AND splitting)) AND (hydrogen OR Wasserstoff OR H_2))] AND (EXCLUDE (DOCTYPE, "ch")]. Die Publikationsanalyse ergab 4162 Artikel von 1995 bis November 2019.

Das Ergebnis der Literaturlauswertung zu Photokatalyse ist in Abb. 3-28 dargestellt. Die lineare Regression der Artikel im Zeitverlauf zeigt einen stetigen Anstieg. Bemerkenswert ist die starke Zunahme seit 2010 weltweit und besonders in China. 164 von 4162 Beiträgen (4 %) stammen von deutschen Autoren (keine vor 2002, 30 zwischen 2002 und 2013 und 134 zwischen 2014 und 2019).

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 455 Artikeln pro Jahr, davon 22 pro Jahr (5 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 20 %, während die Publikationen unter deutscher Beteiligung unterdurchschnittlich mit lediglich 1 % pro Jahr zunahmen.

Die Projekte befinden sich noch im Labormaßstab. In der Literatur wird eine Vielzahl von Anlagenkonzepten für Experimente mit kontinuierlichen Verbesserungen

beschrieben. Für deutsche Unternehmen bestehen Potenziale im Bereich der Werkstoffentwicklung – vorausgesetzt, es können gut verfügbare Kandidatenmaterialien für die Herstellung von Photokatalysatoren genutzt werden.

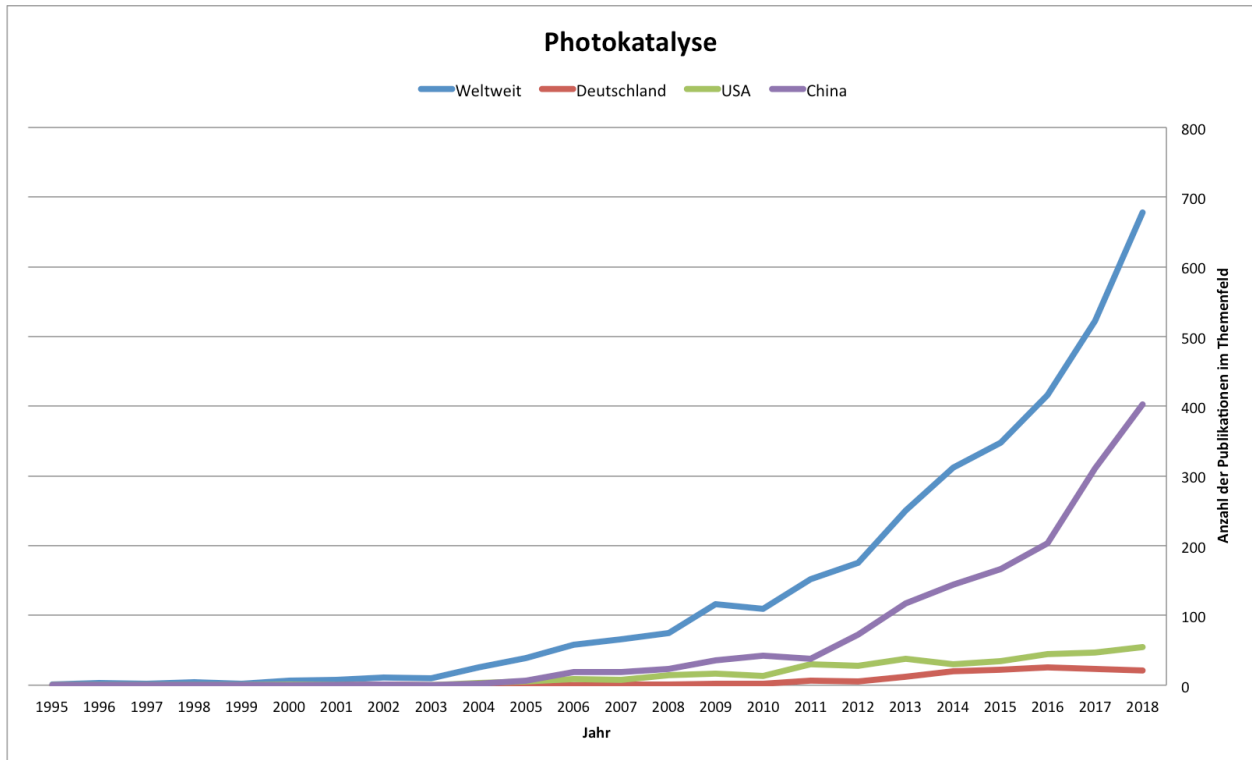


Abb. 3-28 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Photokatalyse

Deutsche Forschungsinstitute liefern relevante Beiträge zur Entwicklung der Photokatalyse, wie beispielsweise die *TU Berlin*, die *Universität Rostock* und das *HZB*. Im Projekt *Light2Hydrogen* (2009–2014) haben als Unterauftragnehmer das deutsche innovative KMU *neoplas GmbH* und die *Wasserstofftechnologie-Initiative Mecklenburg-Vorpommern e. V.* kooperiert. Dies führt zur Einschätzung, dass Deutschland in diesem Bereich wettbewerbsfähig ist (siehe Tab. 3-58).

Das Kriterium „Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen“ wird insgesamt mit der Wertung „4“ auf einer Skala von 1 bis 5 versehen.

Tab. 3-58 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Photokatalyse

| Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich? | |
|--|--|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Kriterium 5: Wasserbedarf

In Yamada und Domen (2018) sowie in anderer Literatur wurden keine Aussagen zum Wasserbedarf getroffen, da sich die Technologie noch im Labormaßstab befindet.

Kriterium 6: Flächenbedarf

In der Literatur finden sich keine Aussagen zum Flächenbedarf der Wasserstoffproduktion mittels reiner Photokatalyse. Nach den Studien von Miseki und Sayama (2019) beträgt die Fläche des Photokatalysatorpools eines Hybridsystems Photokatalyse-Elektrolyse $1115 \text{ m}^2/\text{t}$ Wasserstoff.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Vier Photokatalysatoren wurden Anfang der 1980er Jahre für die reproduzierbare photokatalytische Wasserspaltung erkannt:

- a) $\text{RuO}_2\text{-TiO}_2(\text{G})$,
- b) NaOH-beschichtetes $\text{Pt-TiO}_2(\text{G})$,
- c) RhOx-SrTiO_3 ,
- d) NiOx-SrTiO_3 .

Sowohl a) als auch b) funktionierten nur bei Gasphasenreaktionen mit Wasserdampf. Bis 1990 wurden Photokatalysatoren wie $\text{Ni-K}_4\text{Nb}_6\text{O}_{17}$, $\text{Ni-Rb}_4\text{Nb}_6\text{O}_{17}$ und $\text{RuO}_2\text{-Na}_2\text{Ti}_6\text{O}_{13}$ berichtet. Im Jahr 1992 wurde festgestellt, dass die photokatalytische Wasserspaltung auf Pt-TiO_2 erfolgte. NaOH-beschichtetes Pt-TiO_2 zersetzt Wasser stöchiometrisch in Gasphasenreaktionen (Miseki und Sayama 2019).

Platin, Rhodium, Niob und Rhutenium sind kritische Rohstoffe. Demnach wird in jeder Anlagenkonfiguration immer mindestens ein kritischer Rohstoff benötigt. Es werden jedoch keine Gefahrstoffe benötigt. Dieses Kriterium wird deshalb als 3 auf der 5-stufigen Skala eingeordnet.

Kriterium 8: Flexibilität

Durch den modularen Aufbau und die damit verbundene Möglichkeit der beliebigen Systemerweiterung oder -reduzierung ist die Technologie hochgradig flexibel einsetzbar. Der Flexibilitätsgrad wird daher mit der höchsten Wertung „5“ versehen. Änderungen im Zeitverlauf werden nicht erwartet.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Die Photokatalyse ist unabhängig von bestehenden fossilen Strukturen. Daher werden für diese Technologie geringe Pfadabhängigkeiten geschätzt. Das Kriterium wird somit als 1 auf der 5-stufigen Skala eingeordnet.

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-59 Photokatalyse: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 4: Wasserstoffbereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | | |
|--|---|---|--|--------------------|---------|---------|-------|------------------------|------------------------|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Photokatalyse | | | | | Quellenangabe | |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | 1 bis 2 | 2 bis 3 | 3 bis 4 | 5 | Einschätzung DLR | |
| | | TRL | | | | | | | |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | % | 0,3 bis 0,6 | n. a. | n. a. | n. a. | Miseki und Sayama 2019 | |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | | |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 4 | | | | Einschätzung DLR | |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | wettbewerbsfähig | | | | Einschätzung DLR | |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | | Anzahl (DE / Welt) | | | | 22 / 455 | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | | %/Jahr (DE) | | | | 1 | |
| | | %/Jahr (Welt) | 20 | | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | | |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 3 | 3 | 3 | 3 | Einschätzung DLR | |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 1 | 1 | 1 | 1 | Miseki und Sayama 2019 | |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Miseki und Sayama 2019 | |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 5 | | | | Einschätzung DLR | |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Einschätzung DLR | |

3.4.3 Thermochemie

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Thermochemische Kreisprozesse versprechen hohe Wirkungsgrade für die Erzeugung von Wasserstoff oder Synthesegas (Nakamura 1977), da sie fast ausschließlich thermische Energie benötigen, die sehr effizient als konzentrierte Solarstrahlung zur Verfügung gestellt werden kann.

Abb. 3-29 veranschaulicht den Prozess: Ein Metalloxid wird durch solare Hochtemperaturwärme auf eine hohe Temperatur ($T_{red} \approx 1400 - 1500 \text{ }^\circ\text{C}$) aufgeheizt. Auf diesem Temperaturniveau setzt das Metalloxid Sauerstoff frei, d. h. es wird reduziert. Das reduzierte Metalloxid ist nun in der Lage, auf einem niedrigeren Temperaturniveau T_{ox} (etwa $900 \text{ }^\circ\text{C}$), Wasser- oder Kohlenstoffdioxidmoleküle zu spalten, indem es deren Sauerstoffatome aufnimmt. Damit kann mit dem Prozess nicht nur Wasserstoff, sondern auch direkt Synthesegas (Mischung aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid) erzeugt werden.

Derzeit gilt Ceroxid als aussichtsreichstes Metalloxid für die technische Umsetzung (Abanades und Flamant 2006). Die Technologie befindet sich derzeit auf einem Technology-Readiness-Level (TRL) von 6 bis 7. Erste Pilotanlagen sind in Betrieb und derzeit werden Konzepte für die Hochskalierung der Technologie entwickelt. Des Weiteren wird an Konzepten für die Wärmerückgewinnung und den kontinuierlichen Betrieb sowie an neuen Redoxmaterialien geforscht.

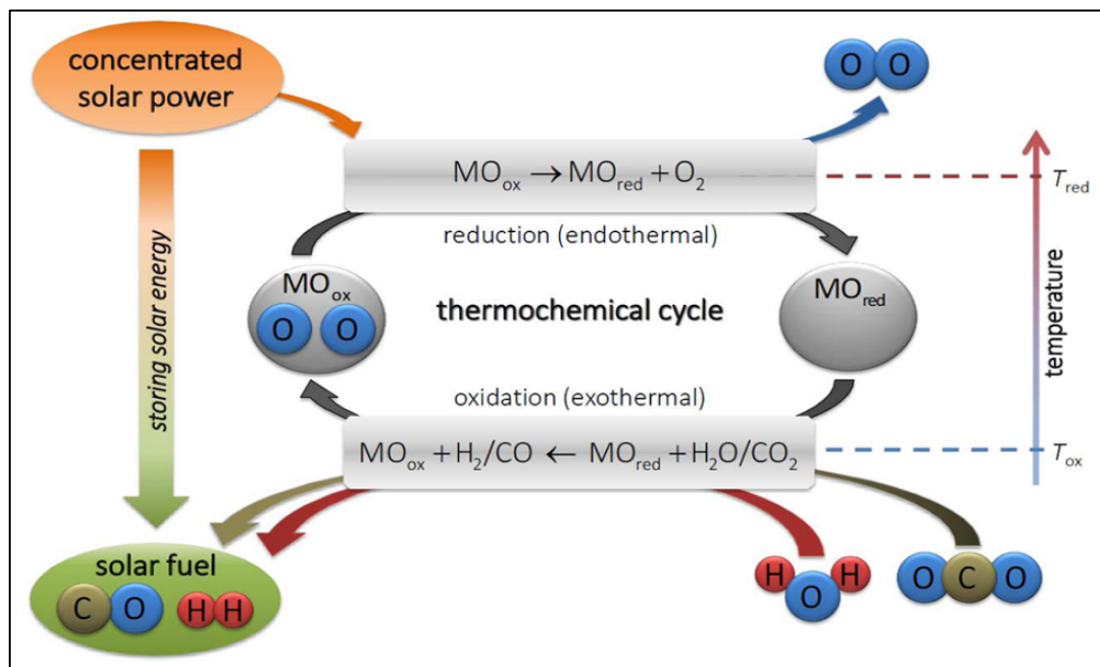


Abb. 3-29 Konzept für den solaren thermochemischen Kreisprozess zur Synthesegaserzeugung

Quelle: Eigene Darstellung DLR (2020)



Abb. 3-30 Pilotanlage in Mostoles (Spanien)

Quelle: *sun-to-liquid.eu* (2019)

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Bisher gibt es keine kommerziell verfügbaren Großanlagen. Es werden bislang nur Versuchs- und Pilotanlagen betrieben: Ein thermochemischer Receiver-Reaktor für die Wasserspaltung mit 750 kW thermischer Leistung wurde auf der Plataforma Solar de Almeria (Spanien) getestet (Säck et al. 2016). Ebenfalls in Spanien wird durch das Forschungsinstitut IMDEA in Kooperation mit der ETH Zürich (siehe Abb. 3-30) ein 50-kW-Versuchsreaktor betrieben. Dieser erzeugt aus Wasser und Kohlenstoffdioxid Synthesegas, woraus im nächsten Schritt in einem Tropsch-Reaktor synthetisches Kerosin produziert wird (Bauhaus Luftfahrt et al. 2019).

Die Hochskalierung der aktuellen Receiverreakorttechnologie ist mit großen materialtechnischen Herausforderungen verbunden. Limitierender Faktor ist dabei vor allem das Quarz-Fenster, welches für die Abschirmung des Metalloxids zur Umgebung benötigt wird. Verbesserte Materialien und neue Reaktorkonzepte sollen es ermöglichen, mit der Technologie in den MW-Bereich vorzustoßen. Nicht nur aus Gründen der Hochskalierung, sondern auch für effiziente Betriebsstrategien ist es sinnvoll, Multireceiversysteme zu entwickeln. Damit kann das Heliostatfeld besser genutzt werden, da die Reaktoren nur während des Reduktionsschrittes konzentrierte Solarstrahlung benötigen. Im Rahmen des Projektes Sun-to-Liquid wird ein Konzept für eine 50-MW-Anlage entwickelt (Bauhaus Luftfahrt et al. 2019).

Aktuelle CSP-Großkraftwerke erreichen pro Turm eine thermische Eingangsleistung von über 350 MW, zum Beispiel das Ivanpah CSP-Kraftwerk in den USA (NREL 2019). Eine ähnliche Größenordnung soll in der Zukunft auch für thermochemische Kreisprozesse möglich sein. Realistisch scheint, dass ein Technology-Readiness-Level von 9 bis zum Jahr 2040 erreicht wird.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Der Wirkungsgrad des Receiverreaktors ist definiert als Verhältnis zwischen dem Brennwert des erzeugten Wasserstoffes und der zugeführten solaren Hochtemperaturwärme:

$$\eta_{solar-to-fuel} = \frac{n_{CO,H_2} \cdot HHV_{H_2}}{Q_{solar}}$$

Zahlreiche Studien gehen davon aus, dass thermochemische Kreisprozesse langfristig Wirkungsgrade von 15 bis 20 % und mehr erreichen können, wenn eine effiziente Wärmerückgewinnung im Prozess implementiert werden kann (Scheffe und Steinfeld 2012).

Der bisher höchste gemessene Wirkungsgrad, ohne Wärmerückgewinnung, liegt bei 5,25 % (Marxer et al. 2017). Es wird allgemein erwartet, dass durch ein Hochskalieren der Technologie höhere Wirkungsgrade erreicht werden, da damit die Abstrahlungsverluste durch ein vorteilhafteres Flächen/Volumen-Verhältnis reduziert werden können. Für diese Untersuchung wird angenommen, dass sich durch Hochskalierung und Integration einer effizienten Wärmerückgewinnung die Effizienz vom heutigen Wert bis auf 20 % bis zum Jahr 2050 steigern lässt. Die angenommenen Entwicklungsstufen sind 10 % bis 2030, 15 % bis 2040 und 20 % bis 2050.

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Basierend auf dem STAGE-STE-Bericht „Technology Roadmap for Solar Fuels“ (Sattler et al. 2017) wird ein aktueller Preis für thermochemisch produzierten Wasserstoff von 9000 €/t angenommen. Für die zukünftige Preisentwicklung wurden die Ergebnisse von Falter et al. (2016) zugrunde gelegt. In dieser Arbeit wird eine technoökonomische Analyse der Herstellung von synthetischem Kerosin mit Synthesegas aus einem solaren thermochemischen Kreisprozess durchgeführt. Für das Basisszenario wird ein Kerosinpreis von 2,23 €/L ermittelt. Aus den Stoffbilanzen und den Angaben zu den Investitions- und Betriebskosten lässt sich ableiten, dass dies einem Wasserstoffpreis von ungefähr 3700 €/t entspricht. Dieser Wert beruht auf einem angenommenen Wirkungsgrad des Receiverreaktors von 20 %, der in dieser Untersuchung erst für das Jahr 2050 angenommen wird. Für die Abschätzung der Preisentwicklung werden die spezifischen Kosten mit den angenommenen Entwicklungsstufen der Receiverreaktoreffizienz korreliert (siehe Kriterium 2). Bei Falter et al. (2016) wurde die sich abzeichnende starke Preissenkung bei CSP-Komponenten (DLR Bericht für IRENA, 2019) aufgrund des zunehmenden Ausbaus noch nicht berücksichtigt. Bis 2050 kann für die CSP-Komponenten von einer anhaltenden Senkung ausgegangen werden, die folgendermaßen berücksichtigt wurde: 25 % Preissenkung bis 2030 (bezogen auf 2016), weitere 18 % bis 2040, weitere 12 % bis 2050. Die Gesamtbetrachtung aller Faktoren führt für thermochemische Anlagen zu einem voraussichtlichen Wasserstoffpreis von 2002 €/t im Jahr 2050.

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Im Bereich konzentrierender Solarthermie verfügen deutsche Unternehmen über eine sehr gute Wettbewerbssituation. Das DLR gehört zu den führenden Forschungseinrichtungen weltweit. Auch bei der Erforschung thermochemischer Prozesse nimmt das DLR weltweit eine führende Rolle ein. Aufgrund der vorhandenen Kompetenzen

im Bereich der konzentrierenden Solarthermie und der Thermochemie in Industrie und Forschung wird Deutschland als „wettbewerbsfähig“ bei dieser Technologie eingeschätzt (vgl. Tab. 3-60).

Tab. 3-60 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich mit konzentrierender Solarstrahlung betriebener thermochemischer Prozesse

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|--|--|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Die Ergebnisse der Auswertung wissenschaftlicher Artikel zur Thermochemie sind für den Zeitraum 1995–2018 in Abb. 3-31 dargestellt. Deutlich erkennbar ist eine starke Zunahme der weltweiten Publikationstätigkeit nach dem Jahr 2002. Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 75 Artikeln pro Jahr, davon 7 pro Jahr (9 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 2 %, während die Publikationen unter deutscher Beteiligung sogar um 15 % pro Jahr zurückgegangen sind. Aufgrund der niedrigen absoluten Zahlen und starker Schwankungen sind aber insbesondere die Ergebnisse zu deutschen Publikationen mit großer statistischer Unsicherheit behaftet.

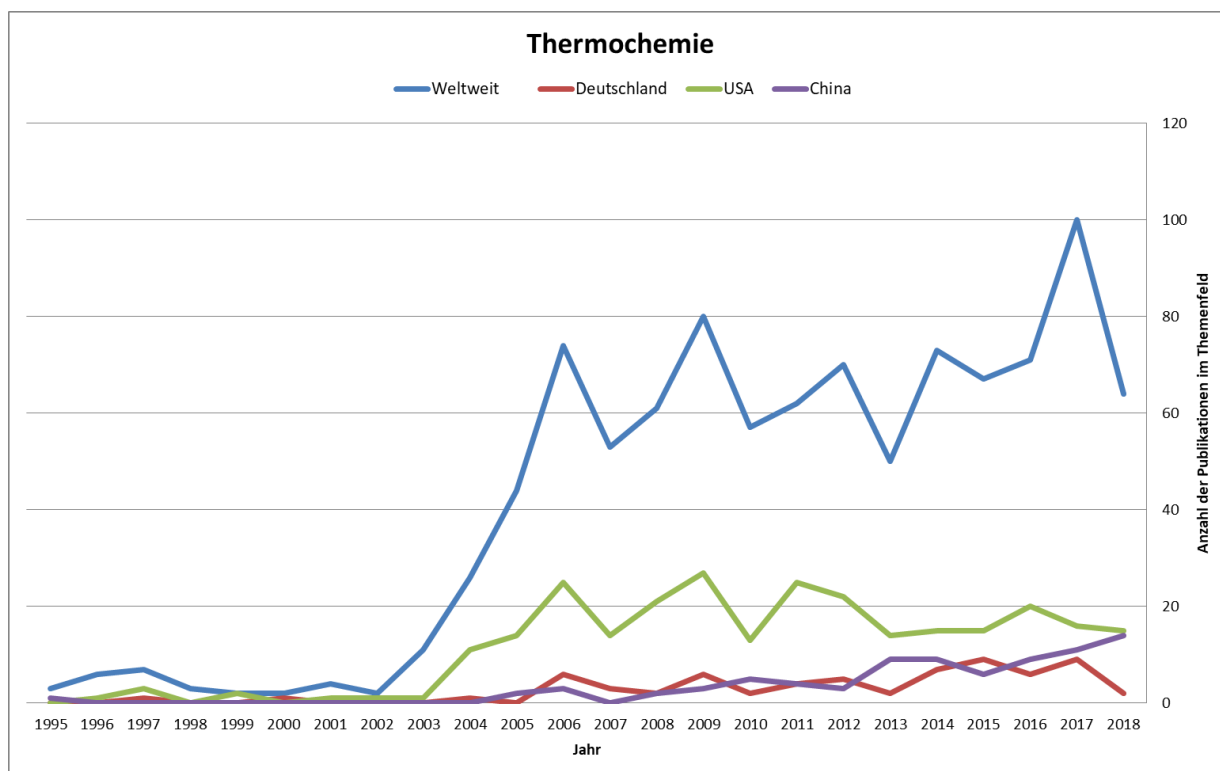


Abb. 3-31 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Thermochemie

Insgesamt werden die industriepolitischen Chancen für Deutschland auf einer Skala von 1 bis 5 mit „4“ bewertet, da auch andere Länder hier gut aufgestellt sind.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Mit den Angaben in Falter und Pitz-Paal (2017) kann auf den Wasserbedarf der solarthermischen Wasserstoffproduktion geschlossen werden. Der direkte Wasserbedarf beträgt langfristig etwa 16,8 Liter pro kg Wasserstoff. Etwa die Hälfte des direkten Wasserbedarfs wird durch die Reinigung der Spiegel verursacht. Der indirekte Wasserbedarf beruht hauptsächlich auf dem Abbau von Ceroxid (74,5 %) und beträgt 96 Liter pro kg Wasserstoff. Da der Prozess heute noch nicht sein volles Effizienzpotenzial ausschöpft, ist der direkte Wasserbedarf derzeit noch höher, da pro kg produziertem Wasserstoff eine größere Spiegelfläche benötigt wird. Daher wurde der direkte Wasserbedarf mit der erwarteten Entwicklung der Effizienz gekoppelt (siehe Kriterium 2). Der geschätzte direkte Wasserbedarf liegt demnach heute bei 64 Litern pro kg Wasserstoff und sinkt bis 2030 auf etwa 34 Liter, bis 2040 auf 22 Litern und schließlich bis 2050 auf die bereits genannten 16,8 Liter.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Weltweit stehen in Wüstengebieten große Flächen mit hoher solarer Einstrahlung für die Technologie zur Verfügung, die bisher nicht anderweitig genutzt werden. Aus den Angaben in Falter und Pitz-Paal (2017) kann geschätzt werden, dass der Jahresertrag der Wasserstoffproduktion langfristig bei etwa 26,6 t Wasserstoff pro Hektar liegt. Das entspricht einem Flächenbedarf von etwa 376 m² für die Jahresproduktion von 1 t Wasserstoff. Derzeit erreicht der Prozess noch nicht das volle Effizienzpotenzial und benötigt daher eine größere Fläche zur Produktion von 1 t Wasserstoff. Zur Abschätzung der Entwicklung wurde der Flächenbedarf mit der erwarteten Entwicklung der Effizienz gekoppelt (siehe Kriterium 2). Demnach liegt der Flächenbedarf heute noch bei etwa 1430 m² für die Jahresproduktion von 1 t Wasserstoff. Bis 2030 sinkt der Wert auf etwa 750 m² und bis 2040 auf etwa 500 m². Im Jahr 2050 liegt der Flächenbedarf für die Jahresproduktion von 1 t Wasserstoff dann bei den bereits erwähnten 376 m².

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Derzeit kommt meist Ceroxid als Redoxmaterial zum Einsatz. Das dafür benötigte Cer zählt zu den kritischen Rohstoffen (Europäische Kommission 2017). Cer wird vorwiegend in China abgebaut. Da es zu den häufigsten Seltenen Erden gehört, scheint die Versorgungssituation deutlich besser als bei anderen kritischen Rohstoffen. Ceroxid gilt als ungefährlich und auch sonst werden im Prozess keine Gefahrstoffe benötigt. Statt Ceroxid können auch alternative Redoxmaterialien eingesetzt werden, die keine kritischen Rohstoffe sind – beispielsweise auf Basis von Eisen (Ferrite) oder Mangan (bestimmte Perowskite). Da aktuelle Pilotanlagen auf dem kritischen Rohstoff Cer beruhen, es aber auch alternative Redoxmaterialien gibt, wird der Bedarf an kritischen Stoffen mit der Wertung „2“ auf einer Skala von 1 bis 5 versehen.

Kriterium 8: Flexibilität

Der Prozess ist von der solaren Einstrahlung abhängig und vom Durchlaufen des Redox-Kreisprozesses. Daher ist der Prozess selbst wenig flexibel. Eine höhere Flexibilität kann allerdings dadurch erreicht werden, dass mehrere Receiver-Reaktoren zum Einsatz kommen und ein zirkulier- und speicherbares Redoxmaterial genutzt wird. An der Umsetzung solche Konzepte wird derzeit gearbeitet. Derzeit wird die Flexibilität auf einer Skala von 1 bis 5 mit „2“ bewertet. Durch die Umsetzung der genannten

Maßnahmen wird erwartet, dass sich bis 2030 die Flexibilität auf „3“ und bis 2040 auf „4“ steigern lässt.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Die Gefahr von Pfadabhängigkeiten wird als gering eingeschätzt. Da durch den thermochemischen Kreisprozess sowohl Wasser als auch Kohlenstoffdioxid gespalten werden kann, ist der Prozess geeignet für verschiedene Nutzungskonzepte. Je nach gewünschtem Produkt kann der Prozess angepasst und mit verschiedenen Syngas-to-Fuel-Prozessen kombiniert werden. Somit kann der Prozess einer neuen Nachfragesituation angepasst werden. Statt klassischen Treibstoffen könnte der Prozess z. B. auf Methanolproduktion oder auch auf reine Wasserstoffproduktion umgestellt werden. Die Technologie wird daher in Bezug auf dieses Kriterium bei 1 auf der 5-stufigen Skala eingeordnet.

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-61 Thermochemie: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 4: Wasserstoffbereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | | |
|--|---|---|--|--------------------|------|------|------|---------------------------|------------------------|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Thermochemie | | | | | Quellenangabe | |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | | x | | SUN-to-LIQUID 2019, DLR | |
| | | TRL | | 6 | 8 | 9 | 9 | | |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | % | 5,25 | 10 | 15 | 20 | Marxer et al. 2017 | |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/t H2 | 9000 | 5550 | 3034 | 2002 | Falter et al. 2016 | |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 4 | | | | Einschätzung DLR | |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | wettbewerbsfähig | | | | Einschätzung DLR | |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | | Anzahl (DE / Welt) | | | | 7 / 75 | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | | %/Jahr (DE) | | | | -15 | |
| | | %/Jahr (Welt) | 2 | | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | m3/t Output | 64 | 33,6 | 22,4 | 16,8 | Falter und Pitz Paal 2017 | |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | m2/t Jahresproduktionskapazität | 1432 | 752 | 501 | 376 | Falter und Pitz Paal 2017 | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 2 | 2 | 2 | 2 | Einschätzung DLR | |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0-1 | 0-1 | 0-1 | 0-1 | Einschätzung DLR | |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Einschätzung DLR | |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 2 | 3 | 4 | 4 | Einschätzung DLR | |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Einschätzung DLR | |

3.4.4 Niedertemperatur-Elektrolyse

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Für die Niedertemperatur-Elektrolyse (NT-Elektrolyse) stehen zwei Technologien zur Verfügung: Die alkalische Elektrolyse (AEL) und die Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEMEL). Abb. 3-32 stellt den technologischen Aufbau beider Systeme dar.

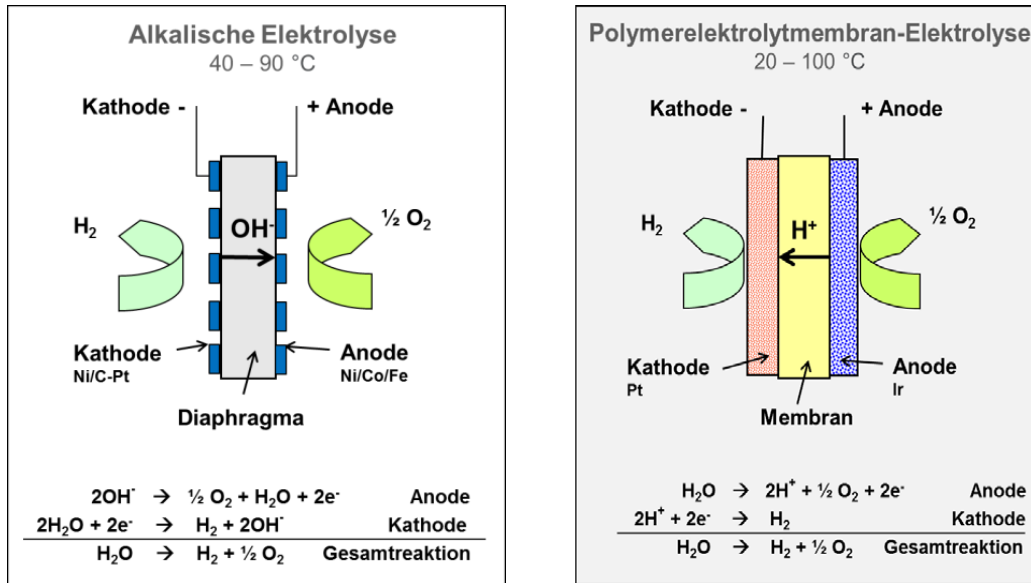


Abb. 3-32 Prinzip der alkalischen Elektrolyse und der PEM-Elektrolyse

Quelle: Friedrich und Schiller (2013)

Bei der alkalischen Elektrolyse stellt meist Kalilauge (KOH) den Elektrolyten dar. Hydroxidionen (OH⁻) bewegen sich durch ein Diaphragma von der Kathode zur Anode. Der Bereich der Betriebstemperatur liegt bei 40–90 °C, die typische Stromdichte beträgt 0,2–0,6 A/cm² (Dickschas und Smolinka 2019).

Das Funktionsprinzip der PEM-Elektrolyse basiert auf der protonenleitenden Polymerelektrolytmembran (PEM steht für „Proton-Exchange-Membrane“ oder „Polymerelektrolytmembran“). Protonen (H⁺) werden durch die Membran von der Anode zur Kathode transportiert und kombinieren dort zu Wasserstoffmolekülen. Die Betriebstemperatur kann bei bis zu 100 °C liegen, und die typischen Stromdichten liegen mit 1,0–2,5 A/cm² deutlich höher als bei der alkalischen Elektrolyse (Dickschas und Smolinka 2019). Sowohl alkalische als auch PEM-Elektrolyse können derzeit bis zu einem Druck von 30 bar betrieben werden. Für die Zukunft wird erwartet, dass sich der Betriebsdruck auf bis zu 90 bar steigern lässt.

Abb. 3-33 zeigt die Produktionskapazität für die verschiedenen Elektrolysetechnologien. Da die alkalische Elektrolyse bereits seit etwa 100 Jahren großtechnisch eingesetzt wird, stehen für alkalische Elektrolyseure die meisten ausgereiften Produkte und die höchsten Leistungsklassen zur Verfügung (Görner und Lindenberger 2015; siehe Kriterium 1 für mehr Details).

Die PEM-Elektrolyse wird seit etwa 20 Jahren eingesetzt und ist in kleineren Leistungsklassen verfügbar. Sie bietet noch großes Potential zur Preisreduktion durch Materialforschung, da teure Materialien verwendet werden (Milanzi et al. 2018).

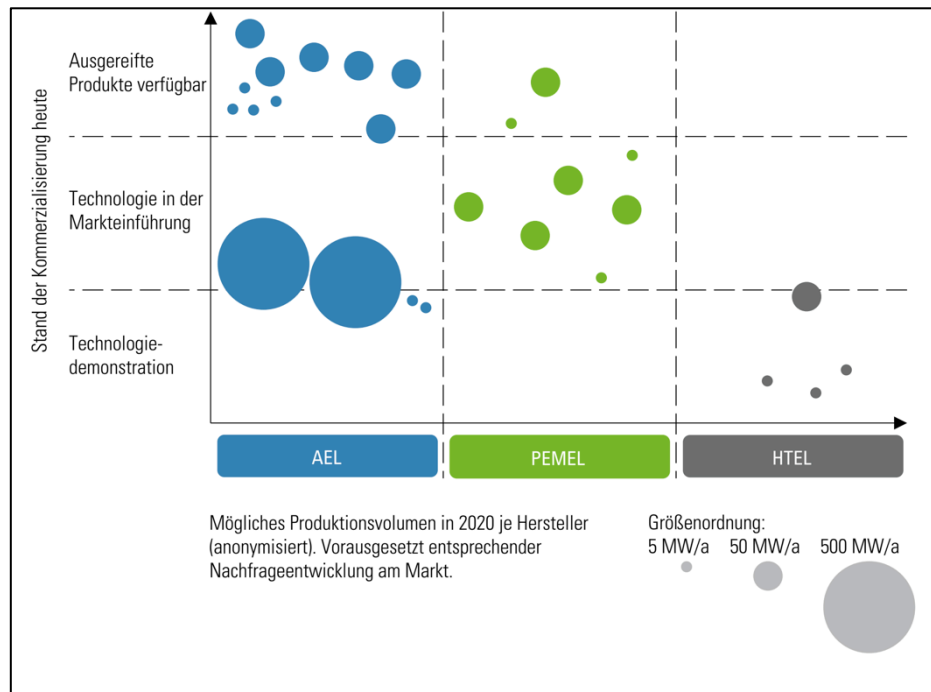


Abb. 3-33 Stand der Technik der Elektrolyseanlagen

Quelle: Smolinka (2018)

Die Vorteile der alkalischen Elektrolyse sind die Langlebigkeit, die technologische Reife, die hohe Energieeffizienz und die Verwendung von nicht kritischen Rohstoffen. Von Nachteil ist die geringe Stromdichte, die zu größeren Anlagen führt. Außerdem ist die Fähigkeit zum dynamischen Betrieb begrenzt. Daher konzentriert sich die Entwicklung auf die Steigerung der Stromdichte und des Betriebsdrucks sowie auf den dynamischen Betrieb (Schmidt et al. 2017).

Die PEMEL-Technologie ist die jüngere Technologie und daher weniger ausgereift als die alkalische Elektrolyse. Dies zeigt sich in den kleineren verfügbaren Größenklassen, höheren Kosten und einer kürzeren Stack-Lebensdauer. Wichtige Vorteile sind die hohe Leistungsdichte, der flexible Betrieb und die Produktion von sehr reinem Wasserstoff. Auch im Teillastbetrieb bleibt die Produktreinheit erhalten. Nachteile sind unter anderem die Verwendung von teuren und seltenen Materialien (Iridium, Platin) und die Anforderung an die Wasserreinheit. Außerdem ist der Energieaufwand für die Wasserspaltung bei der PEM-Elektrolyse etwas höher als bei der alkalischen Elektrolyse. Die derzeitigen Entwicklungsanstrengungen zielen daher darauf ab, die Systemkomplexität zu reduzieren, um eine Skalierung und Reduzierung des Systems zu ermöglichen und die Kapitalkosten durch kostengünstigere Materialien zu senken (Schmidt et al. 2017).

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Die alkalische Elektrolyse ist weit verbreitet in der Großindustrie (Zhang et al. 2015). Die größte alkalische Elektrolyse-Anlage liegt am Assam-Staudamm und hat eine

elektrische Leistung von 156 MW mit einer Produktionsrate von 33.000 Nm³H₂/h (Görner und Lindenberger 2015).

Bezüglich der PEM-Elektrolyse liegen seit 2015 Anlagen mit einer Eingangsleistung von über 1 MW_{el} (Milanzi et al. 2018) und sogar bis 6 MW (Tremel 2018) vor. Shell und ITM Power planen die weltweit größte Wasserstoff-Elektrolyseanlage mit einer Spitzenkapazität von 10 MW (1.300 t H₂/Jahr), die 2020 in Betrieb gehen soll. Darüber hinaus plant Siemens die zeitnahe Umsetzung von PEMEL-Systemen mit einer Leistung von 100 MW (Habermeier und Dietrich 2018).

Demnach sind beide Technologien bereits heute großskalig verfügbar und werden mit einem Technology Readiness Level von 9 bewertet.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Tab. 3-62 zeigt den derzeitigen spezifischen elektrischen Energiebedarf für alkalische und PEM-Elektrolyse-Systeme und die voraussichtliche Entwicklung bis 2050 (Smolinka et al. 2018). Wird, wie bei der Elektrolyse üblich, als Nutzenergie der Heizwert von Wasserstoff betrachtet (119,97 GJ/t H₂), lässt sich damit der Systemwirkungsgrad bestimmen, der auch in der Tabelle angegeben wird. Die alkalische Elektrolyse weist einen etwas höheren Wirkungsgrad von heute 65 Prozent gegenüber 62 Prozent bei PEM-Systemen auf. Bis zum Jahr 2050 soll der Wirkungsgrad der alkalischen Elektrolyse auf 70 Prozent ansteigen, der der PEM-Elektrolyse auf 68 Prozent.

Tab. 3-62 Energiebedarf für die Wasserspaltung und Systemwirkungsgrad (bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff) für die alkalische (AEL) und die PEM-Elektrolyse (PEMEL)

| | 2020 | 2030 | 2050 |
|---|-------|-------|-------|
| AEL Energiebedarf [GJ _{el} pro t _{H2}] | 185,8 | 177,1 | 171,7 |
| AEL Wirkungsgrad [%] | 65 | 68 | 70 |
| AEL Energiebedarf [GJ _{el} pro t _{H2}] | 193,3 | 193,3 | 176,0 |
| PEMEL Wirkungsgrad [%] | 62 | 62 | 68 |

Quelle: Smolinka et al. (2018)

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Die alkalische Elektrolyse weist derzeit deutlich niedrigere Investitionskosten als die PEM-Elektrolyse auf. Für die nächsten Jahre wird eine deutliche Senkung der Investitionskosten bei den Niedertemperaturelektrolyseuren erwartet (siehe Tab. 3-63). Beide Technologien werden deutlich günstiger, womit der Preisvorteil der alkalischen Elektrolyse in den nächsten 10 Jahren erhalten bleibt. Langfristig wird eine Angleichung der Investitionskosten erwartet, sobald beide Technologien ihr volles Kostensenkungspotenzial erreichen.

Tab. 3-63 Entwicklung der Systeminvestitionskosten für die alkalische und die PEM-Elektrolyse

| | 2020 | 2030 | 2050 |
|---------------------------|------|------|------|
| AEL-System CAPEX [€/kW] | 920 | 450 | 450 |
| PEMEL-System CAPEX [€/kW] | 1460 | 810 | 510 |

Quelle: Smolinka et al. (2018)

Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten haben neben den Investitionskosten vor allem die Anzahl der Volllaststunden, mit denen die Elektrolyse betrieben werden kann, und die Strombezugskosten. Beides hängt stark von der verfügbaren Stromquelle ab. Um die Wasserstoffgestehungskosten abzuschätzen, wurde daher ein Basisszenario für alle Elektrolysetechnologien betrachtet. Dabei werden 6000 Elektrolysevolllaststunden angenommen bei einem Strombezugspreis von 50 € pro MWh_{el}. Der interne Investitionszinssatz wurde zu 5 Prozent angenommen, Betriebs- und Wartungskosten mit 3 Prozent der Kapitalkosten pro Jahr und die Anlagenlebensdauer wurde auf 20 Jahre festgesetzt. Tab. 3-64 zeigt die daraus resultierende Entwicklung der Wasserstoffgestehungskosten. Momentan liegen demnach die Wasserstoffgestehungskosten bei der alkalischen Elektrolyse bei etwa 3,50 € pro kg Wasserstoff und bei der PEM-Elektrolyse bei 4,10 € pro kg. Bis 2050 sinken die Wasserstoffgestehungskosten bei der alkalischen Elektrolyse auf etwa 2,80 € und bei der PEM-Elektrolyse auf 2,90 € pro kg Wasserstoff. Die Wasserstoffgestehungskosten beider Technologien liegen also langfristig auf einem ähnlichen Niveau.

Tab. 3-64 Wasserstoffgestehungskosten mit NT-Elektrolyse-Prozessen

| NT- Elektrolyseur Type | Parameter [Einheit] | 2019 | 2030 | 2040 | 2050 |
|------------------------|-------------------------------------|------|------|------|------|
| AEL | Wasserstoff-Produktionskosten [€/t] | 3450 | 2870 | 2860 | 2780 |
| PEMEL | Wasserstoff-Produktionskosten [€/t] | 4130 | 3480 | 3220 | 2900 |

Die Annahmen für das Basisszenario sind in Bezug auf heute relativ optimistisch gewählt. Steht eine Stromquelle mit niedrigeren Strombezugskosten und/oder höheren Volllaststunden zu Verfügung, können langfristig auch niedrigere Wasserstoffgestehungskosten erreicht werden. Dieser Fall könnte durch den zunehmenden Ausbau und die sinkenden Stromgestehungskosten bei den erneuerbaren Energien eintreten, sodass die Wasserstoffgestehungskosten bei der Niedertemperaturelektrolyse auch auf unter 2 € pro Kilogramm Wasserstoff sinken können. Die Wasserstoffgestehungskosten aus alkalischer und PEM-Elektrolyse werden sich dabei langfristig angleichen. Die durch die Stromquelle vorgegebene Dynamik könnte somit zu einen entscheidenden Kriterium bei der Wahl des Elektrolyseurs werden.

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Mit der Siemens AG verfügt Deutschland über einen bedeutenden Hersteller von PEM-Elektrolyseuren. Deutsche Forschungsinstitute liefern relevante Beiträge zur Entwicklung der Elektrolysetechnologie, wie beispielsweise das DLR und das Forschungszentrum Jülich. Dies führt zur Einschätzung, dass Deutschland im Bereich der Niedertemperaturelektrolyse wettbewerbsfähig ist (siehe Tab. 3-65).

Tab. 3-65 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Niedertemperaturelektrolyse

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|--|--|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Für die Auswertung wissenschaftlicher Artikel wurde nach folgenden Begriffen gesucht: Niedertemperatur, Elektrolyse, alkaline electrolysis, low temperature electrolysis, alkalische Elektrolyse, AEL (alkalische Elektrolyse/ alkaline electrolysis), Proton exchange membrane (PEM) electrolysis, PEM Elektrolyse, PEM electrolysis, water splitting by electrolysis.

Die Publikationsanalyse zur Niedertemperaturelektrolyse zeigt, dass Deutschland hier eine führende Rolle einnimmt (siehe Abb. 3-34). Im betrachteten Zeitraum (1995–2019) kamen 12 Prozent der Publikationen aus Deutschland. In den letzten Jahren zeigt sich weltweit und in Deutschland ein deutlicher Anstieg der Publikationen. Im Jahr 2018 gab es 113 Publikationen, von denen 26 aus Deutschland stammten.

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 101 Artikeln pro Jahr, davon 19 pro Jahr (19 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 7 %, während die Publikationen unter deutscher Beteiligung sogar überdurchschnittlich mit 15 % pro Jahr zunahmen.

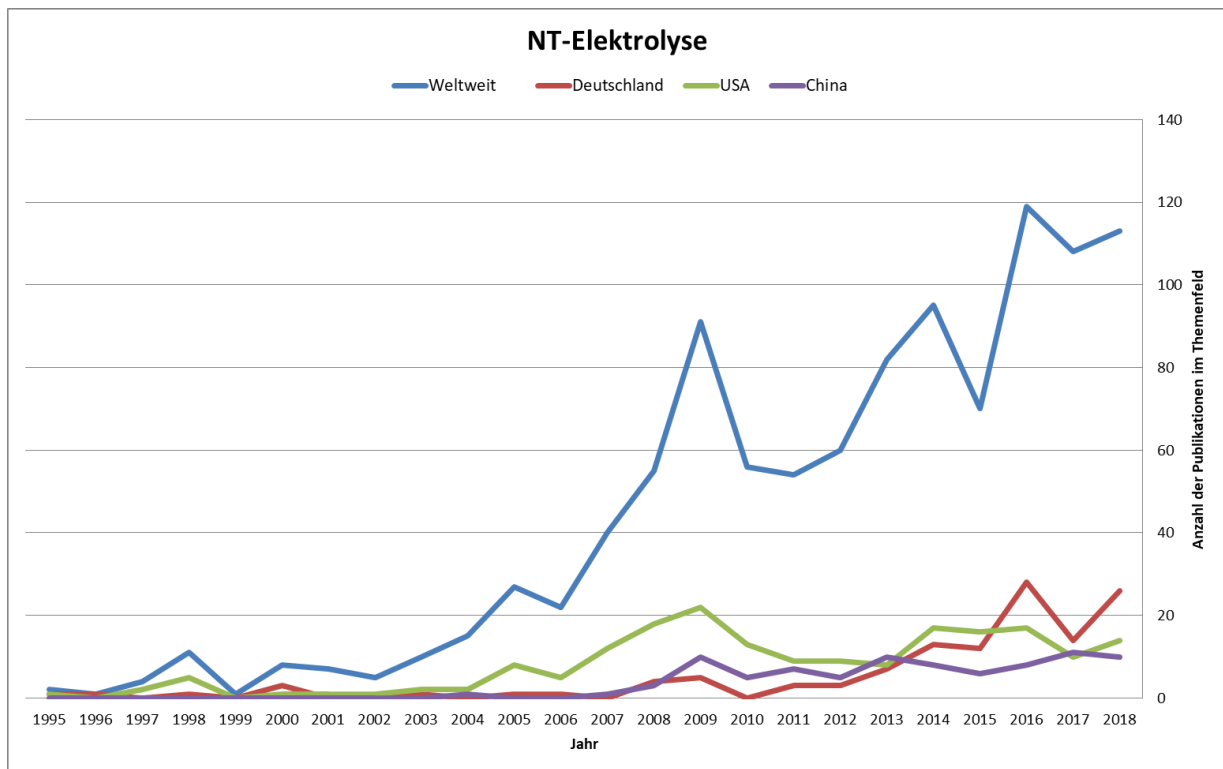


Abb. 3-34 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Niedertemperaturelektrolyse

Aufgrund der guten Position der deutschen Industrie und Forschung, aber auch vorhandener starker internationaler Konkurrenz, wird das Kriterium „Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen“ mit der Wertung „4“ auf einer Skala von 1 bis 5 versehen.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Laut Siemens hat ein PEM-Elektrolyseur einen direkten Wasserbedarf von 10 Litern pro Kilogramm Wasserstoff (Siemens AG o. J.). Stöchiometrisch werden für die

Produktion von einem Kilogramm Wasserstoff 8,94 Liter Wasser benötigt. Demnach können 89 % des zugeführten Wassers in Wasserstoff umgesetzt werden. Für die alkalische Elektrolyse konnten keine genauen Angaben gefunden werden, es ist aber eine ähnlich effiziente Umsetzung zu erwarten. Da das Wasser bereits sehr effizient zu Wasserstoff umgesetzt wird, wurde für beide Niedertemperaturelektrolysetechnologien über den betrachteten Zeitraum ein Wasserbedarf von 10 m³ pro Tonne Wasserstoff angenommen.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Der Flächenbedarf des Elektrolyseurs bezogen auf die Wasserstoffproduktion ist abhängig von der Leistungsklasse des Elektrolyseurs und nimmt mit zunehmender Größe ab. Der größte alkalische Elektrolyseur A3880 von Nel Hydrogen benötigt beispielsweise eine Fläche von 770 m² (Nel Hydrogen 2020). Die Wasserstoffproduktionsrate liegt bei 3880 Normkubikmetern pro Stunde. Bei 6000 Volllaststunden entspricht das einer Jahresproduktion von 1958 Tonnen Wasserstoff. Demnach werden für eine Wasserstoffjahresproduktion von einer Tonne nur 0,39 m² benötigt. Bei der kleineren Variante von NEL, dem A485, liegt der Flächenbedarf bei 225 m², was einem spezifischen Flächenbedarf von 0,92 m² pro Tonne Wasserstoffjahresproduktion entspricht.

Der Platzbedarf von PEM-Elektrolyseuren ist im Allgemeinen durch die kompakte Bauweise noch kleiner als bei der AEL. Da die verfügbaren Leistungsklassen noch kleiner sind, kommt dieser Effekt noch nicht zum Tragen. Der PEM-Elektrolyseur M400 von Nel Hydrogen (400 steht für 400 Normkubikmeter H₂ pro Stunde) benötigt 160 m² und kommt bei 6000 Volllaststunden auf eine Jahresproduktion von 202 Tonnen (Nel Hydrogen 2020). Demnach liegt der spezifische Flächenbedarf bei 0,79 m² pro Tonne Wasserstoffjahresproduktion. Größere PEM-Elektrolyseure sollten den Wert von 0,39 m² pro Tonne Wasserstoffjahresproduktion deutlich unterbieten und auch alkalische Elektrolyseure können durch weitere Hochskalierung und die Steigerung der Stromdichte noch niedrigere Werte erreichen. Da hier keine genauen Angaben vorliegen, wird für die Jahre 2030–2050 bei beiden Technologien ein Flächenbedarf von weniger als 0,39 m² pro Tonne Wasserstoffjahresproduktion angenommen.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Die alkalische Elektrolyse benötigt keine kritischen Rohstoffe (Smolinka et al. 2018).

Bei der PEM-Elektrolyse dient Iridium als Katalysator, der in dünnen Schichten auf die Anoden der einzelnen Zellen aufgebracht wird und der als kritischer Rohstoff angesehen wird (Smolinka et al. 2018). So ist Iridium nur zu einem Anteil von 0,000003 ppm in der Erdkruste enthalten und befindet sich somit auf Platz 82 von 94 der seltensten Metalle der Erde. Bisher besteht noch ein ausreichend hohes Potenzial zur Verringerung der Iridium-Beladung. Laut Expertenmeinungen kann von einer optimistischen und stückweisen Reduktion der notwendigen Beladung von heute 0,667 g/kW auf 0,05 g/kW im Jahr 2035 ausgegangen werden (Smolinka et al. 2018).

Ebenso wie Iridium wird auch der kritische Rohstoff Platin bei der Elektrodenbeschichtung für PEM-Elektrolyseure verwendet. Derzeit wird bei einer Leistungsdichte von 3 W/cm² von einer Platinbeladung von 1,0 mg/cm² ausgegangen. Eine progressive Abschätzung zur Verringerung des Bedarfs rechnet mit durchschnittlichen

Leistungsdichten von 8 W/cm^2 und einer entsprechenden Beladung von $0,3 \text{ mg/cm}^2$ im Jahr 2035. Dies resultiert in einem Platinbedarf von $0,333 \text{ g/kW}$ im konservativen und von $0,0375 \text{ g/kW}$ im innovativen Szenario (Smolinka et al. 2018).

Da die alkalische Elektrolyse ohne kritische Rohstoffe auskommt, wird der Bedarf an kritischen Stoffen mit der Wertung „1“ auf einer Skala von 1 bis 5 versehen. Aufgrund des Bedarfs an Iridium und Platin wird der Bedarf an kritischen Stoffen bei der PEM-Elektrolyse mit „3“ bewertet.

Kriterium 8: Flexibilität

Die alkalischen Elektrolyseure haben eine Kalt-Startzeit von ca. 60 Minuten, da sie bedingt durch die große Peripherie und den Laugenkreislauf deutlich länger brauchen, um ihre Betriebstemperatur zu erreichen (Smolinka et al. 2018). Grundsätzlich können sie auch einem Lastwechsel folgen, jedoch entstehen bei zu kleinen Teillasten Fremdgase im Wasserstoff, sodass die minimale Teillast bei 20–30 % liegt (Milanzi et al. 2018). Die PEMEL hat eine deutlich kleinere Stackgröße, sodass die Kalt-Startzeit deutlich niedriger ist und bei 10 bis 20 Minuten liegt (Smolinka et al. 2018). Das PEM-System reagiert schnell auf Stromeingangsschwankungen. Die minimale Teillast liegt bei 0–10 %, da die PEMEL Lastwechseln sehr gut folgen kann (Schmidt et al. 2017). Der Vorteil der PEMEL ist die Flexibilität. Kaltstarts sollten aber bei beiden Technologien nach Möglichkeit vermieden werden, da dies zu erhöhtem Verschleiß und einer stark verkürzten Lebensdauer führt. Stattdessen sollte der Elektrolyseur dann möglichst bei Minimallast im Standby-Betrieb gehalten werden. Hier ist wiederum die PEM-Elektrolyse aufgrund der geringeren Minimallast im Vorteil. Auf einer Skala von 1 bis 5 wird die Flexibilität der PEM-Elektrolyse derzeit mit „4“, die der alkalischen Elektrolyse mit „3“ bewertet. Durch weitere Flexibilisierung wird erwartet, dass die PEM-Elektrolyse bis 2040 einen Wert von „5“ und die alkalische Elektrolyse einen Wert von „4“ erreicht.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Zur Erreichung der Klimaschutzziele wird es zu einem Anstieg der Nachfrage nach grünem Wasserstoff kommen. Diese Entwicklung zeichnet sich bereits heute deutlich ab. Der zunehmende Einsatz von Wasserstoff soll beispielsweise im Bereich der Mobilität, im Energiesektor und auch in der chemischen Industrie und in der Grundstoffherstellung zu einer Senkung der Treibhausgasemissionen beitragen. Die Niedertemperaturelektrolyse wird für den betrachteten Zeitraum eine zentrale Technologie für die Bereitstellung von Wasserstoff sein. Falls der Prozess für die Kraftstoffproduktion auf eine andere Technologie umgestellt werden soll, könnte der produzierte Wasserstoff problemlos in anderen Sektoren angewandt werden. Die mit der Technologie verbundenen Pfadabhängigkeiten werden hier deshalb als gering eingeschätzt (Stufe 1 auf der 5-stufigen Skala).

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-66 Niedertemperatur-Elektrolyse (AEL): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 4: Wasserstoffbereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | | |
|--|---|---|--|--------------------|-------|-------|-------|--|------------------------|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Niedertemperatur-Elektrolyse (AEL) | | | | | Quellenangabe | |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | x | | | | | |
| | | TRL | | 9 | 9 | 9 | 9 | Siemens AG, Nel Hydrogen | |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | GJ(el)/t H2 | 185,8 | 177,1 | 174,4 | 171,7 | Smolinka et al. 2018; Werte für 2040 durch Interpolation | |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/t H2 | 3450 | 2870 | 2860 | 2780 | Abgeleitet aus Angaben in Smolinka et al. 2018; DLR | |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 4 | | | | Einschätzung DLR | |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | wettbewerbsfähig | | | | Einschätzung DLR | |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | | Anzahl (DE / Welt) | | | | 19 / 101 | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | | %/Jahr (DE) | | | | 15 | |
| | %/Jahr (Welt) | 7 | | | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | m3/t Output | 10 | 10 | 10 | 10 | Siemens AG, Einschätzung DLR | |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | m2/t Jahresproduktionskapazität | ~0,39 | <0,39 | <0,39 | <0,39 | Nel Hydrogen | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 1 | 1 | 1 | 1 | Smolinka et al. 2018 | |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Smolinka et al. 2018 | |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Einschätzung DLR | |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | 3 | 4 | 4 | Smolinka et al. 2018; DLR | |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Einschätzung DLR | |

Tab. 3-67 Niedertemperatur-Elektrolyse (PEM): Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 4: Wasserstoffbereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | | |
|--|---|---|--|--------------------|-------|-------|-------|--|------------------------|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Niedertemperatur-Elektrolyse (PEM) | | | | | Quellenangabe | |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | x | | | | Siemens AG, Nel Hydrogen | |
| | | TRL | | 9 | 9 | 9 | 9 | | |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | GJel/tH2 | 193,3 | 193,3 | 184,2 | 176 | Smolinka et al. 2018; Werte für 2040 durch Interpolation | |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/t H2 | 4130 | 3480 | 3220 | 2900 | Abgeleitet aus Angaben in Smolinka et al. 2018; DLR | |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 4 | | | | Einschätzung DLR | |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | wettbewerbsfähig | | | | Einschätzung DLR | |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | | Anzahl (DE / Welt) | | | | 19 / 101 | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | | %/Jahr (DE) | | | | 15 | Scopus-Auswertung 2019 |
| | %/Jahr (Welt) | 7 | | | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | m3/t Output | 10 | 10 | 10 | 10 | Siemens AG, Einschätzung DLR | |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | m2/t Jahresproduktionskapazität | ~0,79 | <0,39 | <0,39 | <0,39 | Nel Hydrogen | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 3 | 3 | 2 | 2 | Smolinka et al. 2018 | |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 2 | 2 | 2 | 2 | Smolinka et al. 2018 | |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Einschätzung DLR | |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 4 | 4 | 5 | 5 | Smolinka et al. 2018; DLR | |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Einschätzung DLR | |

3.4.5 Hochtemperatur-Elektrolyse

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Der große Vorteil der Hochtemperaturolektrolyse (HTEL) ist der im Vergleich zur Niedertemperaturolektrolyse geringere Bedarf an Elektrizität für die Wasserspaltung. Statt flüssigem Wasser wird dabei Wasserdampf elektrochemisch gespalten. Dadurch, dass keine Verdampfungswärme aufzubringen ist, verringert sich die notwendige Zellspannung. Bei steigender Temperatur kann zudem ein größerer Teil der für die Wasserspaltung erforderlichen Energie als thermische Energie eingebracht werden, während der Strombedarf und damit die erforderliche Zellspannung sinken.

Abb. 3-35 veranschaulicht das Funktionsprinzip: Wasserdampf wird an der Kathode zugeführt und durch die anliegende Spannung in Wasserstoff und Sauerstoff-Ionen (O^{2-}) zerlegt. Kathode und Anode sind durch einen Sauerstoff-Ionen leitenden Feststoff getrennt. Dabei handelt es sich um mit Yttriumoxid-stabilisiertes Zirconiumoxid (YSZ). Während Wasserstoff an der Kathode frei wird, bewegen sich die (O^{2-})-Ionen durch den YSZ-Feststoff zur Anode und bilden dort durch Elektronenabgabe Sauerstoff. Die Ionenleitfähigkeit setzt bei Temperaturen oberhalb von $700\text{ }^{\circ}\text{C}$ ein, als Arbeitsbereich der HTEL werden $700\text{--}1000\text{ }^{\circ}\text{C}$ angegeben. Die HTEL wird bei atmosphärischem Druck betrieben, die typische Stromdichte beträgt $1,0\text{ A/cm}^2$ (Dickschas und Smolinka 2019).

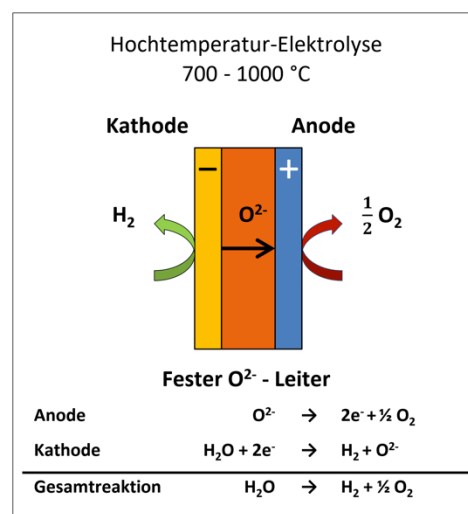


Abb. 3-35 Prinzip der Hochtemperatur-Elektrolyse

Vorteile der HTEL sind neben dem hohen elektrischen Wirkungsgrad geringe Materialkosten, die Option des Brennstoffzellenbetriebs im Reverse-Modus und die Möglichkeit der Ko-Elektrolyse, um Synthesegas aus Wasserdampf und Kohlenstoffdioxid herzustellen. Eine der wichtigsten Herausforderungen ist die Materialzersetzung, die durch die hohen Betriebstemperaturen verursacht wird. Die aktuelle Forschung konzentriert sich daher auf die Stabilisierung von Komponentenmaterialien, die Entwicklung neuer Materialien und die mögliche Absenkung der Betriebstemperatur auf $500\text{--}700\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Schmidt et al. 2017).

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Wie in Abb. 3-33 (in Kapitel 3.4.4) dargestellt, befindet sich die HTEL noch in einer frühen Phase der Entwicklung. Es sind nur wenige Anlagen in kleinen Leistungsklassen verfügbar (Smolinka 2018). Die derzeit verfügbare HTEL des Unternehmens *Sunfire* hat eine Nennleistung von 150 kW und kann bis zu 40 Normkubikmeter Wasserstoff pro Stunde produzieren (Sunfire 2019a). Derzeit wird an einer schnellen Hochskalierung der Technologie gearbeitet. Im Rahmen des Projekts GrInHy2.0 wurde im November 2020 im Hüttenwerk der Salzgitter Flachstahl GmbH eine Hochtemperatur-Elektrolyse mit einer elektrischen Nennleistung von 720 Kilowatt in Betrieb genommen (Salzgitter Mannesmann Forschung 2020). Bereits 2022 soll im Rahmen des EU-Projekts MultiPLHY eine HTEL im Megawatt-Maßstab in Betrieb genommen werden. Die Nennleistung soll bei 2,5 MW liegen und die Wasserstoffproduktion bei 60 kg pro Stunde (713 Nm³/h; MultiPLHY 2020). Werden die ambitionierten Projektziele erreicht, scheint es realistisch, dass die Technologie schon bald im industriellen Umfeld genutzt werden kann. Daher wird angenommen, dass das Technology-Readiness-Level der Hochtemperaturelektrolyse von heute 6–7 auf 9 bis zum Jahr 2030 gesteigert werden kann.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Der elektrische Energiebedarf zur Produktion von einem Kilogramm Wasserstoff liegt derzeit bei etwa 148,3 MJ_{el}. Bezogen auf den Heizwert (LHV) von Wasserstoff entspricht das einem Wirkungsgrad von 81 Prozent. Eine schrittweise Steigerung auf bis zu 88 Prozent bis 2050 wird erwartet (Smolinka et al. 2018).

Tab. 3-68 fasst die prognostizierten Wirkungsgrade für die HTEL für die Jahre 2020, 2030 und 2050 nach Smolinka et al. (2018) zusammen.

Tab. 3-68 Energiebedarf für die Wasserspaltung und Systemwirkungsgrad (bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff) für die Hochtemperaturelektrolyse

| | 2020 | 2030 | 2050 |
|---|-------|-------|-------|
| Energiebedarf [GJ _{el} pro t _{H2}] | 148,3 | 142,2 | 136,1 |
| Wirkungsgrad [%] | 81 | 84 | 88 |

Quelle: Smolinka et al. (2018)

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Tab. 3-69 zeigt die voraussichtliche Entwicklung der spezifischen Systeminvestitionskosten für die HTEL. Derzeit ist sie mit 2300 €/kW noch die mit Abstand teuerste Elektrolysetechnologie. Aber schon bis 2030 wird ein Preisrückgang auf 800 €/kW erwartet und schließlich auf 550 €/kW bis 2050.

Tab. 3-69 Entwicklung der Systeminvestitionskosten für die Hochtemperaturelektrolyse

| | 2020 | 2030 | 2050 |
|--------------------------|------|------|------|
| HTEL-System CAPEX [€/kW] | 2300 | 800 | 550 |

Quelle: Smolinka et al. (2018)

Zur Bestimmung der voraussichtlichen Entwicklung der Wasserstoffgestehungskosten wurde das gleiche Basisszenario wie bei der Niedertemperaturelektrolyse betrachtet. Es wurden 6.000 Volllaststunden und ein Strompreis von 50 €/MWh angenommen. Tab. 3-70 zeigt die daraus resultierende Entwicklung: Die Wasserstoffgestehungskosten sinken von heute etwa 4,12 €/kg bis 2030 auf etwa 2,56 €/kg und bis 2050 auf 2,27 €/kg. Stehen Stromquellen mit noch niedrigeren Stromgestehungskosten und/oder einer höheren Zahl an Volllaststunden zur Verfügung, können Wasserstoffgestehungskosten von unter 2 €/kg erreicht werden.

Tab. 3-70 Wasserstoffproduktionskosten der Hochtemperaturelektrolyse

| Jahr | 2019 | 2030 | 2040 | 2050 |
|------------------------------------|------|------|------|------|
| Wasserstoffproduktionskosten [€/t] | 4120 | 2560 | 2430 | 2270 |

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Neben Wissenschaft und Forschung ist Deutschland auch bei der kommerziellen Umsetzung der Technologie gut aufgestellt, wie das Unternehmen Sunfire aus Dresden zeigt. Dies führt zu der in Tab. 3-71 dargestellten Einschätzung, dass die deutsche Industrie in diesem Bereich wettbewerbsfähig ist.

Tab. 3-71 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Hochtemperaturelektrolyse

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|--|--|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Seit den 2000er Jahren gab es einen starken Anstieg der Forschung an der HTEL, was sich in einer steigenden Zahl von Veröffentlichungen zeigte. Abb. 3-36 zeigt, dass der Höhepunkt dieser Entwicklung mit über 80 Publikationen im Jahr 2015 erreicht wurde, in den Folgejahren die Publikationszahlen aber erneut zurückgegangen sind.

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 53 Artikeln pro Jahr, davon 8 pro Jahr (17 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Der jährliche Rückgang der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 13 %, während die Publikationen unter deutscher Beteiligung nur um 1 % pro Jahr abnahmen.

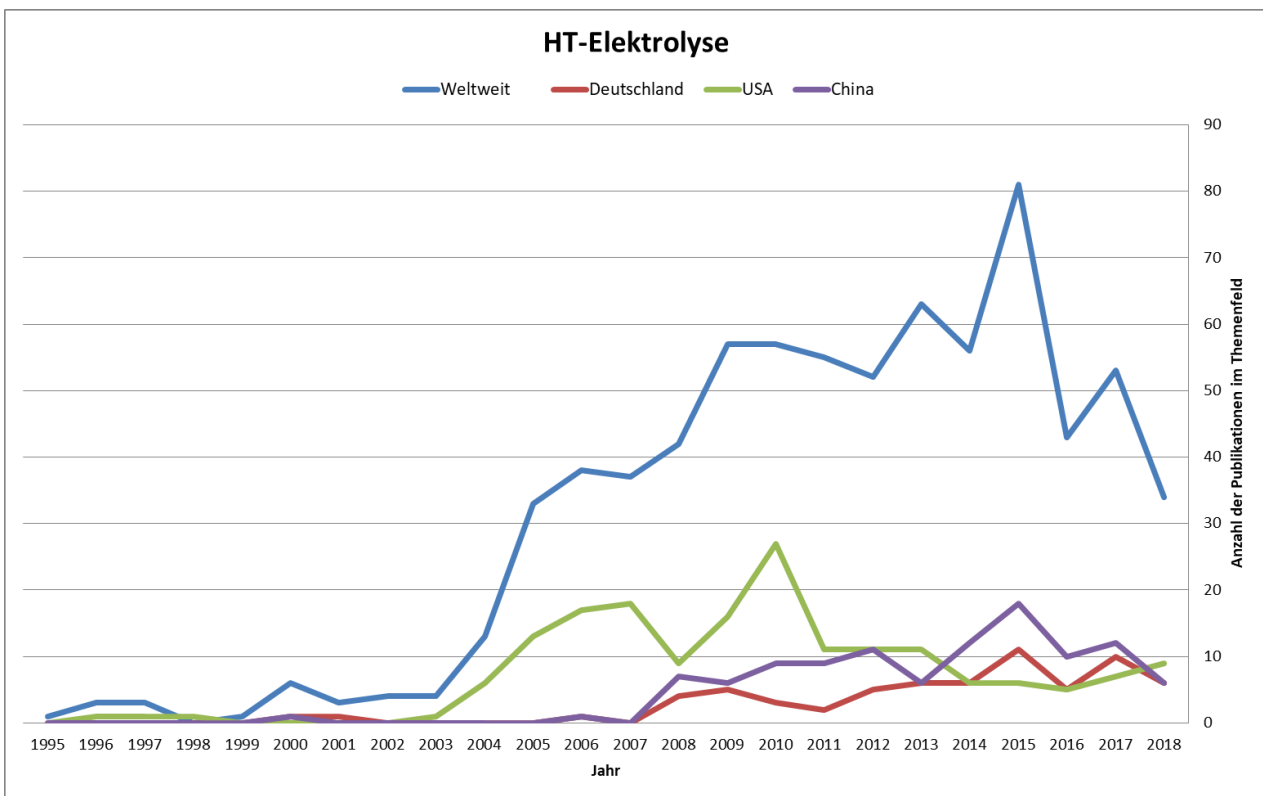


Abb. 3-36 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Hochtemperaturelektrolyse

Aufgrund der sehr guten Position der deutschen Industrie und Forschung wird das Kriterium „Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen“ bei der HTEL mit der Wertung „5“ auf einer Skala von 1 bis 5 versehen.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Der Wasserbedarf sollte bei der HTEL in der gleichen Größenordnung wie bei den anderen Elektrolysetechnologien liegen (siehe Kapitel 3.4.4) und wird mit 10 Litern pro kg Wasserstoff angenommen.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Durch Hochskalierung sollte der Flächenbedarf der HTEL in der gleichen Größenordnung wie bei den anderen Elektrolysetechnologien liegen (siehe Kapitel 3.4.4). Da hier keine genauen Angaben vorliegen, wird ein konstanter Flächenbedarf von weniger als 0,39 m² pro Tonne Wasserstoffjahresproduktion angenommen.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Es wird derzeit davon ausgegangen, dass YSZ (mit Yttriumoxid stabilisiertes Zirkonioxid) der Standard-Feststoffelektrolyt bei der HTEL bleiben wird. Damit wird der kritische Rohstoff Yttrium benötigt. Der ebenfalls kritische Rohstoff Scandium wird derzeit teilweise zur Dotierung des Zirkoniumdioxid-Elektrolyts der HTEL verwendet. Zudem findet Scandium in der porösen Anode der HTEL Anwendung (Smolinka et al. 2018). Gefahrstoffe sind nicht vorhanden. Aufgrund des Bedarfs an Yttrium und Scandium wird der Bedarf an kritischen Stoffen bei der HTEL derzeit mit „3“ auf einer Skala von 1 bis 5 bewertet. Langfristig kann vermutlich auf Scandium verzichtet werden, weswegen der Bedarf an kritischen Stoffen ab 2040 mit „2“ bewertet wird.

Kriterium 8: Flexibilität

Bei der HTEL wird der dynamische Betrieb durch die damit verbundenen thermischen Spannungen eingeschränkt. Es ist eine minimale Teillast von >30 % möglich (Schmidt et al. 2017). Aufgrund der hohen Betriebstemperaturen liegt die Kalt-Startzeit bei über 600 Minuten (Smolinka et al. 2018). Langfristig wird erwartet, dass sich die Kaltstartzeit deutlich reduzieren lässt und sich dem Wert für die alkalische Elektrolyse angleicht. Zur Steigerung der Flexibilität ist darüber hinaus denkbar, die Anlagen für einen schnelleren „Warmstart“ im Hot Standby zu halten. In den derzeit im Bau befindlichen Systemen erwartet Sunfire die Erreichung von Volllast aus dem Hot Standby in weniger als 10 Minuten. Zwar verursacht der Standby-Betrieb einen zusätzlichen Strombedarf, dieser liegt aber im niedrigen Prozentbereich (~3 % der Nennleistung). Weitere Verbesserungen dieser Parameter werden für künftige Generationen von HTEL erwartet, wobei sich die Warm-Startzeit auf unter 60 Sekunden reduzieren könnte. Durch Einbettung in intelligente Systeme (Wettervorhersagen, Bedarfsmanagement etc.) ließen sich demnach perspektivisch sehr flexible Anlagen gestalten (Baumgartner 2020). Aufgrund der heute noch langen Kaltstartzeit wird die Flexibilität der Technologie derzeit mit „1“ auf einer Skala von 1 bis 5 bewertet. Durch die Kommerzialisierung der Technologie sollten sich hier schnell Verbesserungen einstellen, sodass ab 2030 die Flexibilität mit „4“ bewertet wird.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Lock-in Effekten

Der Prozess kann einer neuen Nachfragesituation angepasst werden. Statt Wasserstoff kann der Prozess auf Synthesegasproduktion umgestellt werden. Außerdem ist aufgrund der weltweit steigenden Nachfrage nach Wasserstoff nicht davon auszugehen, dass dieser nicht mehr benötigt wird. Daher wird die Gefahr von Pfadabhängigkeiten als gering betrachtet und auf einer Skala von 1 bis 5 mit „1“ bewertet.

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-72 Hochtemperatur-Elektrolyse: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 4: Wasserstoffbereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | | |
|--|---|---|--|--------------------|-------|-------|-------|---|------------------------|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Hochtemperatur-Elektrolyse | | | | | Quellenangabe | |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | x | | | | |
| | | TRL | | 6 bis 7 | 9 | 9 | 9 | Sunfire; Einschätzung DLR | |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | GJel/tH2 | 148,3 | 142,2 | 139 | 136,1 | Smolinka et al. 2018 | |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/t H2 | 4120 | 2560 | 2430 | 2270 | Basierend auf Angaben aus Smolinka et al. 2018; DLR | |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 5 | | | | Einschätzung DLR | |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | wettbewerbsfähig | | | | Einschätzung DLR | |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | | Anzahl (DE / Welt) | | | | 8 / 53 | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | | %/Jahr (DE) | | | | -1 | |
| | | %/Jahr (Welt) | -13 | | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | m3/t Output | 10 | 10 | 10 | 10 | Einschätzung DLR | |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | m2/t Jahresproduktionskapazität | 0,39 | <0,39 | <0,39 | <0,39 | Einschätzung DLR | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 3 | 3 | 2 | 2 | Smolinka et al. 2018 | |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 2 | 2 | 1 | 1 | Smolinka et al. 2018 | |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Einschätzung DLR | |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | 4 | 4 | 4 | Smolinka et al. 2018; Einschätzung DLR | |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Einschätzung DLR | |

3.4.6 Zusammenführung Technologiegruppe 4

Abb. 3-37 führt wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben die Bewertungsergebnisse für die Technologiegruppe Wasserstoffbereitstellung zusammen und nimmt eine vergleichende Einschätzung der betrachteten Technologien vor.

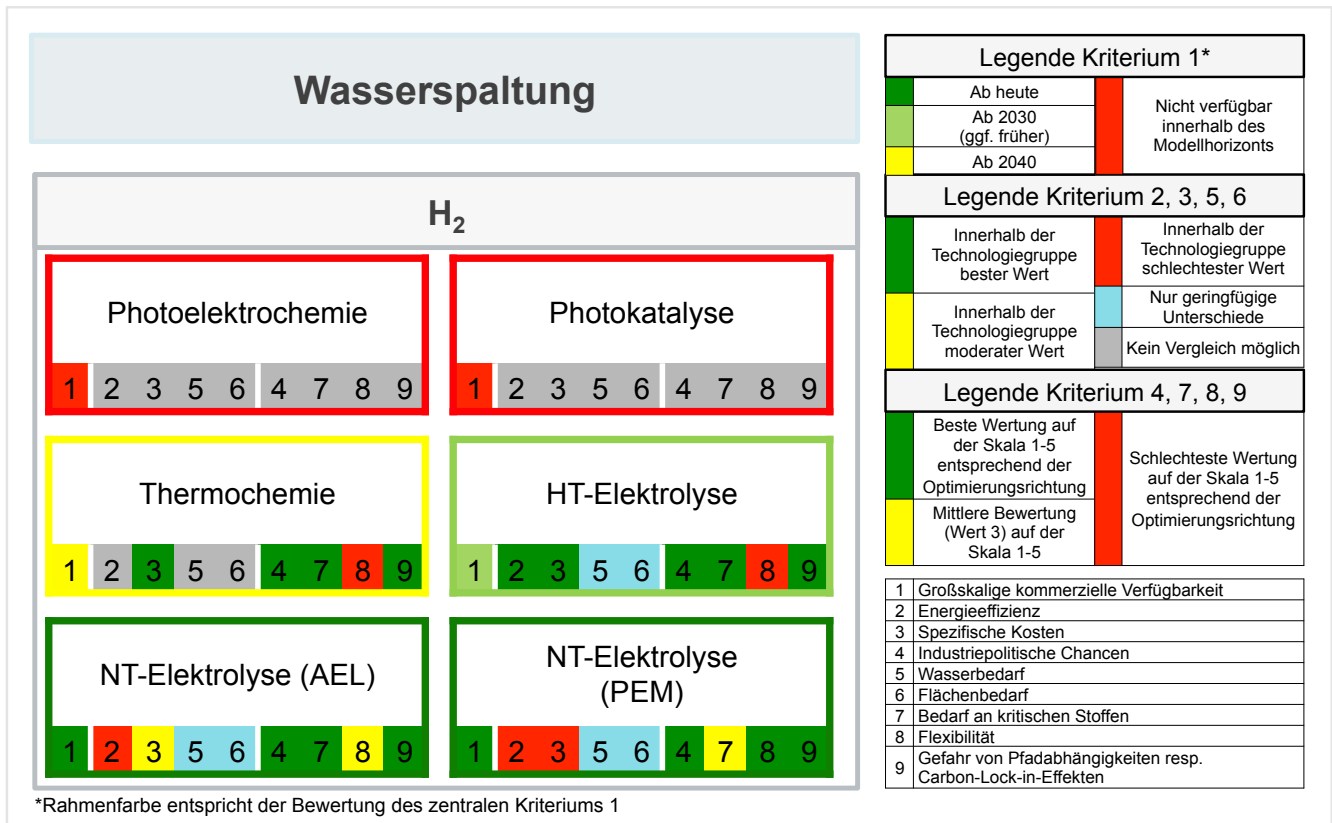


Abb. 3-37 Vergleichende Bewertung innerhalb der Technologiegruppe 4: Wasserstoffbereitstellung

■ Kriterium 1 (Großskalige Verfügbarkeit)

Beide NT-Elektrolyse-Technologien (AEL und PEM) sind kommerziell einsatzbereit und werden bereits weltweit installiert. Für die HT-Elektrolyse wird dies spätestens bis 2030 erwartet. Demgegenüber wird die großskalige Verfügbarkeit der solarthermischen Kreisprozesse erst bis 2040 erwartet.

Für die Photoelektrochemie und Photokatalyse wird dagegen ein kommerzieller Einsatz nicht vor 2050 erwartet. Da der Modellhorizont der in diesem Vorhaben genutzten Energiemodelle nur bis 2050 geht, werden diese beiden Technologien – als einzige – im Rahmen von MENA-Fuels nicht weiter betrachtet.

Als Fazit kann jedoch gezogen werden, dass die Photoelektrochemie in den letzten Jahren immer stärker erforscht wurde. Obwohl sie einen relativ niedrigen TRL (2–4) hat, können höhere Wirkungsgrade durch verbesserte Sonnenlichtabsorption und bessere Oberflächenkatalyse erreicht werden. Niedrigere Wasserstoffproduktionskosten können durch einen reduzierten Materialeinsatz und eine Senkung der Materialverarbeitungskosten ermöglicht werden. PEC hat prinzipiell das Potential, zukünftig zur solaren Wasserstoffherzeugung eingesetzt zu werden, wird aber voraussichtlich erst langfristig zur Verfügung stehen.

Bei der Photokatalyse gibt es mehrere ernsthafte Hürden für die praktische Anwendung: Der STH-Wirkungsgrad ist nach wie vor niedrig, Wasserstoff wird gleichzeitig mit Sauerstoff als Detonationsgas produziert und ein Edelmetall ist notwendig, um hohe Wasserstoffproduktionsraten am Photokatalysator zu erreichen.

Da Photoelektrochemie und Photokatalyse absehbar nicht kommerziell verfügbar sind und zudem größere Datenlücken bestehen, werden die beiden Technologien nicht in den folgenden Vergleich mit einbezogen.

■ **Quantitative Kriterien 2, 3, 5, 6**

Hinsichtlich der Energieeffizienz (K2) und der Kosten (K3) schneidet die HT-Elektrolyse erheblich besser als die beiden NT-Elektrolyseverfahren ab. Bei den Kosten steht sie zudem auf gleicher Stufe wie die Thermochemie. Weil die Elektrolyseverfahren elektrische Wirkungsgrade ausweisen, ist in Bezug auf Energieeffizienz (K2) kein Vergleich mit den Solar-to-Fuel-Wirkungsgraden der Thermochemie möglich. Wasserbedarf (K5) und Flächenbedarf (K6) können aufgrund der Datenlage nur grob abgeschätzt werden – alle Elektrolyseverfahren schneiden deshalb ähnlich ab. Auch bei diesen Kriterien ist kein Vergleich mit der Thermochemie möglich: Während für die Elektrolyseure nur direkte Bedarfe (ohne Strombezug) ermittelt wurden, enthalten die deutlich höheren Werte der Thermochemie zusätzlich sowohl die Wasser- und Flächenbedarfe des Heliostatenfelds zur Wärmebereitstellung als auch indirekte Bedarfe der Rohstoffgewinnung.

■ **Semi-quantitative Kriterien 4, 7, 8, 9**

Die industriepolitischen Chancen (K4) werden für alle Technologien als sehr gut eingeschätzt. Das gleiche gilt für den Bedarf kritischer Stoffe (K7), wobei hier die PEM-Elektrolyse etwas schlechter abschneidet. Dafür sticht diese beim Flexibilitätsgrad (K8) hervor, der für die AEL-Elektrolyse als begrenzt und für die HT-Elektrolyse und die Thermochemie als gering angesehen wird. Allerdings beschreibt die Skaleneinschätzung von K8 nur den Stand der Technologien in 2020, so dass erhebliche zukünftige Verbesserungspotenziale der Flexibilität von HT-Ko-Elektrolyse und Thermochemie hier nicht abgebildet sind.

3.5 Technologiegruppe 5: Synthesegasbereitstellung

Diese Gruppe beinhaltet die folgenden Technologien:

- Thermochemie
- Hochtemperatur-Ko-Elektrolyse
- Reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion

3.5.1 Thermochemie

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Das Funktionsprinzip thermochemischer Kreisprozesse wurde bereits im Kapitel 3.4.3 für die Wasserstofferzeugung beschrieben. Wird im Oxidationsschritt neben Wasser auch Kohlenstoffdioxid zugeführt, kann mit dem Prozess direkt Synthesegas erzeugt werden. Diese Anwendung gilt als ein Vorteil der Technologie und wurde auch bereits in Pilotanlagen umgesetzt. Im Projekt Sun-to-Liquid wurde eine Pilotanlage betrieben, die Synthesegas für die Produktion von synthetischem Kerosin erzeugte. Das Technology-Readiness-Level (TRL) liegt wie bei der Wasserstofferzeugung bei 6–7.

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Siehe Kapitel 3.4.3.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Der Wirkungsgrad des Receiverreaktors ist definiert als Verhältnis zwischen dem Brennwert des erzeugten Synthesegases (oder reinen Wasserstoffes) und der zugeführten solaren Hochtemperaturwärme:

$$\eta_{solar-to-fuel} = \frac{n_{CO,H_2} \cdot HHV_{CO,H_2}}{Q_{solar}}$$

Wie bei der Erzeugung von Wasserstoff (siehe 3.4.3) wird für diese Untersuchung angenommen, dass sich durch Hochskalierung und Integration einer effizienten Wärmerückgewinnung die Effizienz vom heutigen Wert bis auf 20 % bis zum Jahr 2050 steigern lässt. Die angenommenen Entwicklungsstufen sind 10 % bis 2030, 15 % bis 2040 und 20 % bis 2050.

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Basierend auf dem STAGE-STE-Bericht „Technology Roadmap for Solar Fuels“ (Sattler et al. 2017) wird ein aktueller Preis für das Synthesegas von 1750 €/t (Zusammensetzung von 67,7 % Wasserstoff und 32,3 % Kohlenmonoxid) angenommen. Dies entspricht einem Brennwert von 27,4 MJ/kg. Für die zukünftige Preisentwicklung wurden die Ergebnisse von Falter et al. (2016) zugrunde gelegt. In dieser Arbeit wird eine techno-ökonomische Analyse der Herstellung von synthetischem Kerosin mit Synthesegas aus einem solaren thermochemischen Kreisprozess durchgeführt. Für das Basiszenario wird ein Kerosinpreis von 2,23 €/L ermittelt. Aus den Stoffbilanzen und den Angaben zu den Investitions- und Betriebskosten lässt sich ableiten, dass dies einem Synthesegaspriis von ungefähr 720 €/t entspricht. Dieser Wert beruht auf einem angenommenen Wirkungsgrad des Receiverreaktors von 20 %, der in dieser Untersuchung erst für das Jahr 2050 angenommen wird. Für die Abschätzung der Preisentwicklung werden die spezifischen Kosten mit den angenommenen Entwicklungsstufen

der Receiverreaktoreffizienz korreliert (siehe Kriterium 2). Bei Falter et al. (2016) wurde die sich abzeichnende starke Preissenkung bei CSP-Komponenten durch zunehmenden Ausbau (Dieckmann und Dersch 2019) noch nicht berücksichtigt. Bis 2050 kann von einer anhaltenden Senkung ausgegangen werden, die folgendermaßen berücksichtigt wurde: 25 % Preissenkung bis 2030 (bezogen auf 2016), weitere 18 % bis 2040, weitere 12 % bis 2050. Die Gesamtbetrachtung aller Faktoren führt zu einem voraussichtlichen Synthesegaspreis von 390 €/t im Jahr 2050.

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Siehe Kapitel 3.4.3.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Mit den Angaben in Falter und Pitz-Paal (2017) kann auf den Wasserbedarf der solarthermischen Synthesegasproduktion geschlossen werden. Der direkte Wasserbedarf beträgt etwa 3,3 m³ pro t Synthesegas, wenn bei der Receiverreaktoreffizienz zukünftig die anvisierten 20 % erreicht werden (siehe Kriterium 2). Etwa die Hälfte des direkten Wasserbedarfs wird durch die Reinigung der Spiegel verursacht. Bei der jetzigen Reaktoreffizienz würde der direkte Wasserbedarf bei 12,6 m³/t Synthesegas liegen. Der indirekte Wasserbedarf beruht hauptsächlich auf dem Abbau von Ceroxid (74,5 %) und beträgt 18,6 Liter pro kg Synthesegas.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Weltweit stehen in Wüstengebieten große Flächen mit hoher solarer Einstrahlung für die Technologie zur Verfügung, die bisher nicht anderweitig genutzt werden. Aus den Angaben in Falter und Pitz-Paal (2017) kann geschätzt werden, dass der Jahresertrag der Synthesegasproduktion etwa 137 t pro Hektar beträgt. Das entspricht einem Flächenbedarf von etwa 73 m² für die Jahresproduktion von 1 t Synthesegas.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Siehe Kapitel 3.4.3.

Kriterium 8: Flexibilität

Siehe Kapitel 3.4.3.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Gering. Siehe Kapitel 3.4.3.

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-73 Thermochemie: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 5: Synthesegasbereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | |
|--|---|---|--|------------------|------|------|------|---------------------------|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Thermochemie | | | | | Quellenangabe |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | | x | | |
| | | TRL | | 6 | 8 | 9 | 9 | SUN-to-LIQUID (2019), DLR |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | % | 5,25 | 10 | 15 | 20 | Marxer et al. 2017 |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/t Syngas | 1750 | 1080 | 590 | 390 | Falter et al. 2016 |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 4 | | | | Einschätzung DLR |
| | | Allgemeine Statuseinschätzung | | wettbewerbsfähig | | | | Einschätzung DLR |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 7 / 75 | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | -15 | | | | |
| | | %/Jahr (Welt) | 2 | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | m ³ /t Output | 12,6 | 6,6 | 4,4 | 3,3 | Falter und Pitz Paal 2017 |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | m ² /t Jahresproduktionskapazität | 278 | 146 | 97 | 73 | Falter und Pitz Paal 2017 |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 2 | 2 | 2 | 2 | Einschätzung DLR |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0-1 | 0-1 | 0-1 | 0-1 | Einschätzung DLR |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Einschätzung DLR |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 2 | 3 | 4 | 4 | Einschätzung DLR |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Einschätzung DLR |

3.5.2 Hochtemperatur-Ko-Elektrolyse

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Das Funktionsprinzip der Hochtemperatur-Ko-Elektrolyse (Ko-HTEL) ist dem der bereits in Kapitel 3.4.5 beschriebenen Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL) ähnlich. Statt reinem Wasserdampf wird an der Kathode des Elektrolyseurs eine Mischung aus Wasserdampf und Kohlenstoffdioxid zugeführt (siehe Abb. 3-38). H_2O - und CO_2 -Moleküle werden durch die anliegende Spannung in Wasserstoff und Kohlenmonoxid gespalten. Diese Möglichkeit, direkt in einem Prozessschritt Synthesegas zu erzeugen, ist der große Vorteil der Ko-HTEL. Die bei der H_2O - bzw. CO_2 -Spaltung an der Kathode erzeugten Sauerstoff-Ionen bewegen sich durch einen Sauerstoff-Ionen-leitenden Feststoff (dem Elektrolyten) zur Anode und bilden dort durch Elektronenabgabe Sauerstoff. Eine genauere technische Beschreibung findet sich in Kapitel 3.4.5.

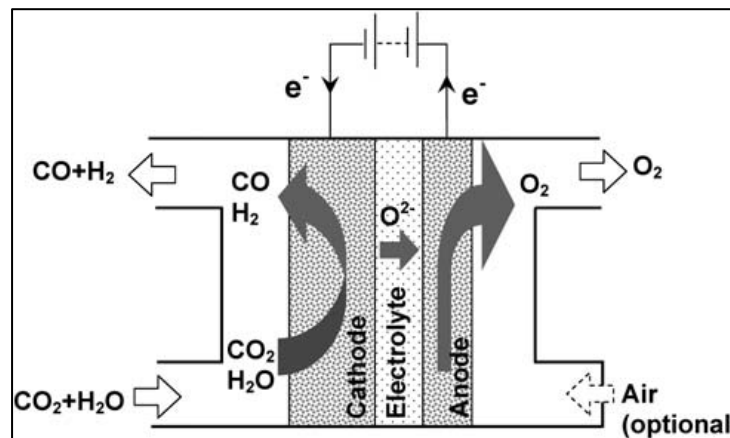


Abb. 3-38 Prinzip einer Festoxid-Elektrolysezelle (SOEC) zur Ko-Elektrolyse von Wasserdampf und CO_2 zu Synthesegas und Sauerstoff

Quelle: Fu et al. (2010)

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Der Entwicklungsstand der Ko-HTEL ist noch etwas geringer als bei der HTEL. Bislang sind nur kleine Anlagen verfügbar. Im BMBF-Kopernikusprojekt Power-to-X wurde 2019 von Sunfire erfolgreich ein 10-kW-Ko-Elektrolyseur in Betrieb genommen (Sunfire 2019b). Auch bei der Ko-HTEL wird eine schnelle Hochskalierung angestrebt. Im Rahmen des vom BMBF geförderten Projekts „SynLink“ soll zunächst ein HT-Ko-Elektrolyseur mit 150 kW Nennleistung in Betrieb genommen werden. Projektstart war Anfang 2019, die Anlage wird vermutlich 2020 in Betrieb genommen (Solarify o. J.). Durch modulare Bauweise soll schließlich ein System mit 20 MW elektrischer Nennleistung entstehen, das vom Unternehmen Norsk e-fuel für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen genutzt wird (Sunfire 2019b). Das wäre die erste kommerzielle Anwendung der Ko-HTEL. Treten in den Projekten keine größeren technischen Probleme auf, scheint es realistisch, dass der TRL von heute 5–6 auf 8–9 bis 2030 gesteigert werden kann.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Sunfire gibt für den 10-kW-HT-Ko-Elektrolyseur einen Wirkungsgrad von über 80 Prozent an (Sunfire 2019b). Der Wirkungsgrad bewegt sich also in der gleichen

Größenordnung wie bei der HTEL zur Wasserstoffherstellung (siehe Kapitel 3.4.5). Da keine Daten zur Entwicklung der Effizienz bei der Ko-HTEL vorlagen, wurde die gleiche Entwicklung wie bei der HTEL angenommen. Aufgrund der Ähnlichkeit der Prozesse scheint diese Annahme gerechtfertigt. Tab. 3-74 zeigt die daraus abgeleitete Entwicklung des massenspezifischen Bedarfs an elektrischer Energie für die Synthesegaserzeugung. Für die Berechnung wurde folgende molare Zusammensetzung des Synthesegases angenommen: 67,7 Prozent Wasserstoff und 32,3 Prozent Kohlenmonoxid. Dies entspricht einem Heizwert von 24,52 MJ/kg. Demnach wird der Bedarf an elektrischer Energie für die Erzeugung von einer Tonne Synthesegas von heute etwa 30 GJ_{el} auf weniger als 28 GJ_{el} im Jahr 2050 sinken.

Tab. 3-74 Energiebedarf für die Synthesegaserzeugung und Systemwirkungsgrad (bezogen auf den Heizwert des Synthesegases) für die HT-Ko-Elektrolyse

| | 2020 | 2030 | 2050 |
|---|------|------|------|
| Energiebedarf [GJ _{el} pro t _{Syngas}] | 30,3 | 29,1 | 27,8 |
| Wirkungsgrad [%] | 81 | 84 | 88 |

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Analog zu Kriterium 2 wurde für die Abschätzung der Entwicklung der Syngasproduktionskosten angenommen, dass die Preissenkung bei den Investitionskosten analog zur HTEL zur Wasserspaltung erfolgt (siehe Kapitel 3.4.5). Wie bei den anderen Elektrollysetechnologien hängen die Produktionskosten maßgeblich von den Strombezugskosten und den erreichbaren Elektrolysevolllaststunden ab. Als Basisszenario wurde wie bei den anderen Technologien ein Strompreis von 50 €/MWh und 6.000 Volllaststunden angenommen (vgl. Kapitel 3.4.4 und 3.4.5). Tab. 3-75 zeigt die daraus resultierenden Syngas-Produktionskosten für die Jahre 2019, 2030, 2040 und 2050. Die heutigen Produktionskosten von etwa 840 € pro Tonne Syngas werden bis 2050 voraussichtlich auf etwa 460 € pro Tonne sinken.

Tab. 3-75 Syngasproduktionskosten der HT-Ko-Elektrolyse

| | 2019 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--|------|------|------|------|
| Syngasproduktionskosten [€/t _{Syngas}] | 840 | 520 | 500 | 460 |

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Aufgrund der Ähnlichkeit der Technologie werden die industriepolitischen Chancen als identisch zu denen der HTEL eingeschätzt (siehe Kapitel 3.4.5).

Kriterium 5: Wasserbedarf

Der direkte Wasserbedarf zur Erzeugung des Wasserstoffs im Synthesegas sollte bei der Ko-HTEL in der gleichen Größenordnung wie bei den anderen Elektrollysetechnologien liegen (10 m³ pro Tonne H₂, siehe Kapitel 3.4.4). Im Synthesegas (molare Zusammensetzung: 67,7 Prozent Wasserstoff und 32,3 Prozent Kohlenmonoxid) hat der Wasserstoff einen Massenanteil von 13 Prozent. Demnach werden für 1 Tonne Synthesegas 1,3 m³ Wasser benötigt. Da der Umwandlungsgrad von Wasser in Wasserstoff

bei der Elektrolyse bereits sehr hoch ist, wird angenommen, dass der Wasserbedarf über den betrachteten Zeitraum bis 2050 näherungsweise konstant bleibt.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Aufgrund der höheren Dichte des Produkts sollte der Flächenbedarf pro Tonne Jahresproduktion Synthesegas bei der Ko-HTEL geringer als bei den Elektrolysetechnologien zur Wasserstofferzeugung sein. Mit der Annahme, dass der Flächenbedarf pro Energiegehalt gleichbleibt, würde der Flächenbedarf bei 0,08 m² pro Tonne Synthesegas liegen (der Wert für die Jahresproduktion von einer Tonne Wasserstoff liegt bei 0,39 m² (vgl. Kapitel 3.4.4 und 3.4.5)). Durch die Weiterentwicklung der Technologie und die Hochskalierung der Anlagen wird der spezifische Flächenbedarf sinken. Da keine konkreten Zahlen dazu vorliegen, wird der Flächenbedarf mit kleiner als 0,08 m² pro Tonne Synthesegas über den betrachteten Zeitraum angenommen.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Siehe Kapitel 3.4.5.

Kriterium 8: Flexibilität

Siehe Kapitel 3.4.5.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Siehe Kapitel 3.4.5.

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-76 Hochtemperatur-Ko-Elektrolyse: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 5: Synthesegasbereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | | |
|--|---|---|--|--------------------|---------|-------|-------|--|------------------------|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Hochtemperatur-Ko-Elektrolyse | | | | | Quellenangabe | |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | x | | | Sunfire, Einschätzung DLR | |
| | | TRL | | 5 bis 6 | 8 bis 9 | 9 | 9 | | |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | GJ(el)/t Syngas | 30,3 | 29,1 | 28,4 | 27,8 | Einschätzung DLR; Smolinka et al. 2018 | |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/t Syngas | 840 | 520 | 500 | 460 | Einschätzung DLR | |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 5 | | | | Einschätzung DLR | |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | wettbewerbsfähig | | | | Einschätzung DLR | |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | | Anzahl (DE / Welt) | | | | 8 / 53 | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | | %/Jahr (DE) | | | | -1 | |
| | | %/Jahr (Welt) | -13 | | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | m ³ /t Output | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | Einschätzung DLR | |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | m ² /t Jahresproduktionskapazität | <0,08 | <0,08 | <0,08 | <0,08 | Einschätzung DLR | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 3 | 3 | 2 | 2 | Einschätzung DLR | |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 2 | 2 | 1 | 1 | Smolinka et al. 2018 | |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Einschätzung DLR | |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | 4 | 4 | 4 | Smolinka et al. 2018 | |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Einschätzung DLR | |

3.5.3 Reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Die Wasser-Gas-Shift-Reaktion (WGS) dient der Verringerung von CO aus Gasgemischen; analog zielt die reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion (RWGS) auf die Herstellung von Synthesegasen bestehend aus Kohlenstoffmonoxid (CO) und Wasserstoff (H₂) auf Basis von Kohlenstoffdioxid (CO₂) und Wasserstoff (H₂) ab.

Da nachfolgende Syntheseschritte wie die Fischer-Tropsch-Synthese oder auch die Methanolsynthese auf Synthesegas als Input angewiesen sind, stellt die RWGS einen zentralen Reaktionsschritt in der PtL-Prozesskette dar. Daza und Kuhn (2016) stellen fest, dass es trotz ihrer vielversprechenden Einsatzmöglichkeiten vergleichsweise wenig zusammenfassende Literatur zur RWGS gibt. Trotz dieses Umstands wird im Folgenden versucht, den gegenwärtigen Stand zur Technologie darzustellen und ein Referenzsystem zu definieren.

Grundsätzlich erfordert die Umsetzung des reaktionsträgen Moleküls CO₂ zu CO einen hohen Energieaufwand. Kaiser et al. (2013) stellen fest, dass niedrige Temperaturen während der RWGS (<600 °C) die Methanisierung thermodynamisch begünstigen, während bei hohen Temperaturniveaus (> 700 °C) kaum Methan mehr gebildet wird und im Wesentlichen CO als Produkt verbleibt. Um Energieverluste und Kapitalkosten zu reduzieren, gilt es dennoch, die Temperaturen möglichst gering zu halten. Auch Sternberg und Bardow (2016) sowie Sternberg et al. (2017a) sehen die Produktion von CO bei hohen Temperaturen (650–1.100 °C) begünstigt und empfehlen Betriebsbedingungen von 650 °C bei atmosphärischen Druckverhältnissen für die Produktion von Synthesegas. Um das Rohgas von Wasser zu reinigen, wird im Anschluss dessen Abkühlung empfohlen (Sternberg et al. 2017a). Je nach Anforderung an die Gasreinheit können jedoch ggf. nachfolgende Amin- oder Methanwäschen erforderlich sein, Sternberg et al. (2017a) sehen für die Weiterverwendung in einem Fischer-Tropsch-Reaktor dazu jedoch keinen Bedarf.

Laut van der Giesen et al. (2014) und König (2016) existieren derzeit keine kommerziellen respektive großmaßstäblichen RWGS-Reaktoren. Daza und Kuhn (2016) sehen die aktuelle Herausforderung für RWGS darin, Materialien zu entwickeln, die sowohl eine hohe CO-Selektivität als auch hohe Produktionsraten erreichen können.

Aufgrund fehlender großmaßstäblicher Anwendungen wird als Referenzkonzept die LCA-basierte Analyse von Sternberg et al. (2017b) gewählt. Die dort eingeflossenen Daten beziehen sich weitgehend auf die Laborversuche im Rahmen des CO₂RRECT-Forschungsprojekts, an welchem 15 Partner aus chemischer Industrie, Energiewirtschaft und Wissenschaft beteiligt waren und das als Teilziel hatte, eine Verknüpfung von Elektrolyseeinheit und RWGS in modularer Bauweise im Labormaßstab herzustellen (Bazzanella und Krämer 2017).

An dieser Stelle sei auch auf die alternativen Verfahren zur Synthesegasbereitstellung in den Kapiteln 3.5.1 und 3.5.2 verwiesen.

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Es bestehen gegenwärtig keine kommerziellen oder großskaligen Anwendungen von RWGS-Reaktoren, obwohl das zugrundeliegende Konzept bereits Anfang des 20.

Jahrhunderts beschrieben wurde (Daza und Kuhn 2016; König 2016). Modulare Systeme befinden sich derzeit im Pilotmaßstab mit der Bestrebung, diese in die MW-Klasse zu skalieren. Dabei wird von einer zeitnahen kommerziellen Verfügbarkeit eines Serienproduktes ausgegangen (Böltken 2020). In der Literatur konnten konkrete Berichte über Anwendungen allerdings bislang lediglich im Labormaßstab ausfindig gemacht werden, weshalb der RWGS ein gegenwärtiger TRL von 4 (grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor) attestiert wird. In Ergänzung zu den obigen Aussagen von Böltken (2020) gehen auch van der Giesen et al. (2014) davon aus, dass eine entsprechende Anlage kurzfristig gebaut werden könnte. Daher wird von einer großskaligen kommerziellen Verfügbarkeit (und damit TRL 9) ab 2030 ausgegangen.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Im Rahmen des CO₂RECCT-Projekts wurden für die Herstellung von 1 kg Synthesegas 1,54 kWh_{el} (5,5 MJ_{el}) sowie 0,71 kWh_{th} (2,6 MJ_{th}) benötigt (Sternberg et al. 2017b). Rein rechnerisch würden diese Angaben für 1 t Synthesegas in 5.500 MJ_{el} sowie 2.600 MJ_{th} resultieren, was hier als Referenzwert übernommen wird. Angaben für nachfolgende Zeiträume konnten nicht ermittelt werden.

Dieselben Autoren verweisen jedoch auch auf die Möglichkeit, Teile des Stroms durch weiteren Einsatz thermischer Energie zu substituieren. In diesem Fall beträgt der Energiebedarf für 1 kg Synthesegas 1,13 kWh_{el} (4,1 MJ_{el}) und 1,11 kWh_{th} (4 MJ_{th}), bzw. rechnerisch 4.100 MJ_{el} und 4.000 MJ_{th} für die Menge von 1 t Synthesegas. Die Angaben gelten für Temperaturniveaus im Bereich von ~ 650 °C.

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Aufgrund fehlender Daten in der Literatur können keine Aussagen zu Kosten der RWGS getroffen werden. Neben den Kapitalkosten für den Reaktor und ggf. sich durch den Betrieb abnutzende Katalysatoren dürften die wichtigsten Kostenkomponenten jedoch in der Versorgung mit Wasserstoff und Energie liegen.

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Wie oben bereits angeführt, existieren keine kommerziellen Anwendungen von RWGS-Reaktoren. Wegen der Einbindung der deutschen Industrie innerhalb des Forschungsprojekts CO₂RRECT sowie der allgemeinen Bedeutung der deutschen chemischen Industrie am Weltmarkt, wird an dieser Stelle der Status „wettbewerbsfähig“ attestiert, wenngleich noch kein Wettbewerb im engeren Sinne zu dieser Technologie besteht (siehe Tab. 3-77) .

Tab. 3-77 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Reversen Wasser-Gas-Shift-Reaktion

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|--|--|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis Dezember 2019 angewendet: (RWGS AND (hydrogen OR methan OR methane OR Wasserstoff) OR ("Reverse Wassergas Shift Reaktion") OR ("Reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion") OR ("Reverse Water-Gas-Shift Reaction") OR ("Reverse Watergas Shift Reaction") OR ("Reverse Water Gas Shift Reaction") OR ("Reverse Water-Gas Shift Reaction") OR ("Reverse Water-Gas-Shift Reaction") OR ("Reverse Water-Gas-Shift-Reaktion") OR ("Reverse Water-Gas Shift-Reaction")) AND (EXCLUDE (DOCTYPE,"ch")). Für die Suche nach explizit deutschen Publikationen wurde die Zeile „AND (LIMIT-TO (AFFILCOUNTRY,"Germany")“ ergänzt.

Das Ergebnis der Literaturlauswertung zu RWGS ist in Abb. 3-39 dargestellt. Die Publikationsanalyse ergab 309 Artikel von 1995 bis Dezember 2019; wovon 28 Publikationen auf Deutschland entfallen (Anteil von 9 %), 55 den USA entstammen und 65 auf chinesische Institutionen zurückzuführen sind.

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 29 Artikeln pro Jahr, davon 3 pro Jahr (10 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 19 %, während die Publikationen unter deutscher Beteiligung mit 12 % pro Jahr zunahmen. Aufgrund der niedrigen absoluten Zahlen ist insbesondere der deutsche Trend mit großer statistischer Unsicherheit behaftet.

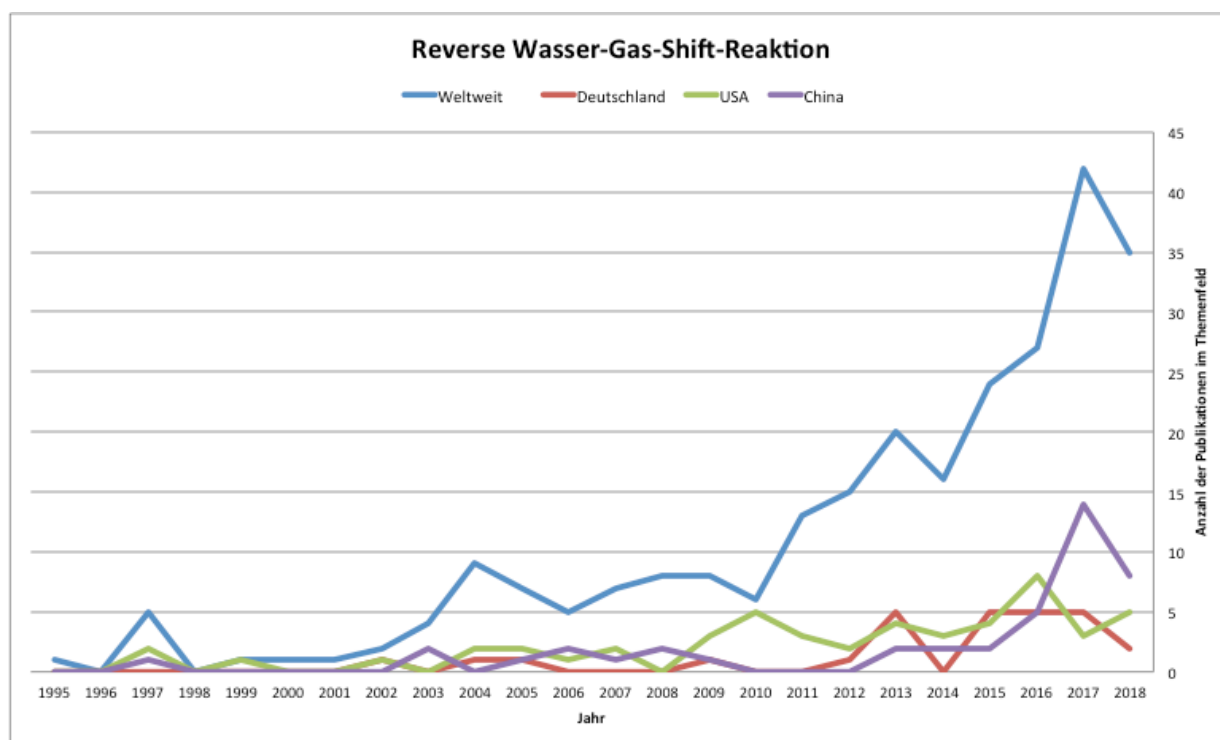


Abb. 3-39 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion

Die industriepolitischen Chancen werden insgesamt als neutral bewertet (Stufe „3“ auf Skala 1–5).

Kriterium 5: Wasserbedarf

Es wird kein Wasser für die RWGS benötigt, vielmehr entsteht Wasser im Reaktionsverlauf, welches – eine ggf. notwendige Aufreinigung vorausgesetzt – im Nachgang prinzipiell zur Verfügung steht.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Es konnten keine spezifischen Angaben zum Flächenbedarf gefunden werden, allerdings bewerten Kaiser et al. (2013) die Größe eines RWGS-Reaktors im Vergleich zu jener eines Fischer-Tropsch-Reaktors als eher klein.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Laut Daza und Kuhn (2016) basieren die in Studien verwendeten Katalysatoren zumeist auf Kupfer, Platin und Rhodium. König (2016) hingegen sieht vor allem Nickel für den kommerziellen Einsatz. Im Rahmen des CO₂RRECT-Projekts wurden verschiedene Katalysatoren bewertet, wobei die günstigen Kosten sowie die gute Aktivität von nickelbasierten Systemen hervorgehoben werden. Gleichwohl sind diese Systeme verkokungsanfällig, was zu einer reduzierten Standzeit führen kann. Demgegenüber zeichnen sich Katalysatoren auf Grundlage von Edelmetallen, speziell Ru-, Pt- und Rh-basierte Systeme, durch eine hervorragende Aktivität und eine hohe Verkokungsresistenz aus, sind allerdings wesentlich teurer als erstgenannte.

Laut Böltken (2020) werden zudem keine Gefahrstoffe eingesetzt.

Insgesamt wird der Bedarf an kritischen Stoffen daher als moderat eingestuft (Wertung „3“ auf Skala von 1 bis 5).

Kriterium 8: Flexibilität

Laut Böltken (2020) ist von einer Flexibilität von mindestens 50 % der Last auszugehen. Sowohl Teillast als auch diskontinuierlicher Betrieb ist im MW-Maßstab möglich. Gleichwohl sind in gegenwärtigen Konzepten hohe Temperaturniveaus von mindestens 650 °C nötig, was mit Einschränkungen in der flexiblen Fahrweise einhergehen dürfte, insbesondere hinsichtlich eines wirtschaftlichen Betriebs. Die RWGS wird daher mit einem Flexibilitätsgrad von „4“ (flexibel) auf einer Skala von 1 bis 5 bewertet.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in Effekten

Da Synthesegase für eine Vielzahl von Anwendungen sowohl im Bereich der Grundstoffchemie wie auch bei synthetischen Kraftstoffen benötigt werden, zeichnen sich durch den Einsatz der RWGS zunächst keine Pfadabhängigkeiten ab. Vielmehr könnte hierdurch eine Möglichkeit geschaffen werden, die auf fossilen Strukturen basierende chemische Industrie sowie den Verkehrssektor auf eine nachhaltigere Grundlage zu stellen. Voraussetzung hierfür ist, dass die eingesetzte Kohlenstoffquelle klimaneutralen, d. h. biogenen oder atmosphärischen Ursprungs ist. Die Technologie wird unter dieser Prämisse auf der Skala von 1 bis 5 mit „1“ (keine Pfadabhängigkeit) bewertet.

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-78 Reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 5: Synthesegasbereitstellung | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | |
|--|---|---|--|------------------|-------|-------|-------|--|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion | | | | | Quellenangabe |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | x | | | |
| | | TRL | | 4 | 9 | 9 | 9 | Böltken 2020; van der Giesen et al. 2014 |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | (MJ(el) + MJ(th))/ t Syngas | 5.500 + 2.600 | n. a. | n. a. | n. a. | Sternberg et al. 2017b |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | wettbewerbsfähig | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 3 / 29 | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | 12 | | | | |
| | | %/Jahr (Welt) | 19 | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | | kein Bedarf | | | | |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 3 | n. a. | n. a. | n. a. | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 1-3 | n. a. | n. a. | n. a. | Daza und Kuhn 2016; König 2016 |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | n. a. | n. a. | n. a. | Böltken 2020 |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 4 | | | | Böltken 2020 |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Eigene Einschätzung |

3.5.4 Zusammenführung Technologiegruppe 5

Abb. 3-40 führt wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben die Bewertungsergebnisse für die Technologiegruppe Synthesegasbereitstellung zusammen und nimmt eine vergleichende Einschätzung der betrachteten Technologien vor.

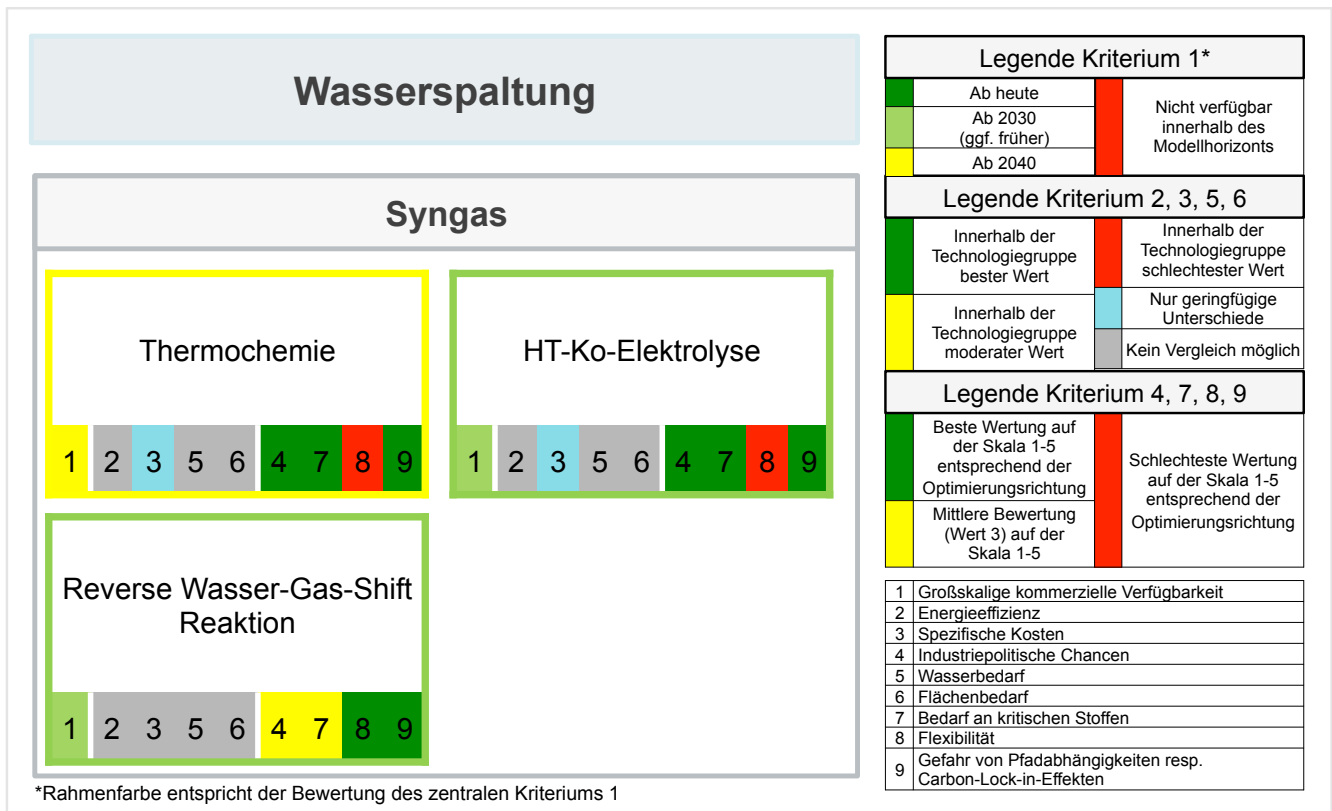


Abb. 3-40 Vergleichende Bewertung innerhalb der Technologiegruppe 5: Synthesegasbereitstellung

■ Kriterium 1 (Großskalige Verfügbarkeit)

Während sowohl HT-Ko-Elektrolyse als auch die Reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion (RWGS) spätestens in 2030 kommerziell einsatzbereit sein sollten, wird dies für die Thermochemie erst bis 2040 erwartet.

■ Quantitative Kriterien 2, 3, 5, 6

Vergleiche der Energieeffizienz (K2) sind nicht möglich, weil einerseits elektrische und andererseits Solar-to-Fuel-Wirkungsgrade angegeben sind. Kostenseitig (K3) wird kein Unterschied zwischen HT-Ko-Elektrolyse und Thermochemie gesehen (für die RWGS liegen keine Daten vor). Beim Wasserbedarf (K5) und beim Flächenbedarf (K6) sind wiederum keine Vergleiche zwischen den Technologien möglich. Teilweise fehlen entsprechenden Daten, insbesondere konnte aber die Energiebereitstellung nicht einheitlich berücksichtigt werden. Zudem beziehen sich einzelne Daten der RWGS nur auf die Erzeugung von CO anstelle von Syngas.

■ Semi-quantitative Kriterien 4, 7, 8, 9

Für HT-Ko-Elektrolyse und Thermochemie werden sehr gute industriepolitische Chancen (K4) gesehen, während diese bei der RWGS als mittel eingeschätzt werden. Die gleiche Einschätzung ergibt sich beim Bedarf kritischer Stoffe (K7). Umgekehrt

schneiden HT-Ko-Elektrolyse und Thermochemie bei der Flexibilität (K8) im Gegensatz zu RWGS schlecht ab. Allerdings beschreibt die Skaleneinschätzung von K8 nur den Stand der Technologien in 2020, so dass erhebliche zukünftige Verbesserungspotenziale der Flexibilität von HT-Ko-Elektrolyse und Thermochemie hier nicht abgebildet sind. Eine Gefahr von Pfadabhängigkeiten und Carbon-Lock-In-Effekten (K9) wird bei keiner der Technologien gesehen.

3.6 Technologiegruppe 6: Syntheseprozesse

Diese Gruppe beinhaltet die folgenden Technologien:

- Ammoniak-Synthese
- Methanisierung
- Methanolsynthese
- Fischer-Tropsch-Synthese + Raffination
- Direkte DME-Synthese

Für konventionelle Synthesen werden in der Regel Großreaktoren genutzt, deren Kapazitäten zumeist von 3.000 bis 10.000 Tonnen Produkt pro Tag (1.095–3.650 kt/a) reichen (Niklaß et al. 2016), die oftmals Lebensdauern von über 50 Jahren haben und die dementsprechend starke Lock-In-Effekte mit sich bringen. Die Instandhaltung und Modernisierung erfolgt zumeist inkrementell, weshalb bestehende Anlagen selten am Stück ausgetauscht werden und der Übergang zu einem grundsätzlich anderen Produktionsverfahren innerhalb der bestehenden Großanlage damit erschwert ist. In Deutschland kommt hier noch die hohe Integration innerhalb von Chemieparcs hinzu, wohingegen dies in der MENA-Region weniger gegeben ist. Wasserstoff-basierte Synthesen sind, zumindest bislang, nur in deutlich kleineren Einheiten verfügbar. In diesen Fällen dürfte es auch weiterhin möglich sein, eher modular vorzugehen, so dass es weniger erforderlich erscheint, Großreaktoren einzusetzen. „Forschungsbedarf besteht – unabhängig von der EE-Synthesegasherkunft – bezüglich der Validierung in einem industriellen Umfeld (z. B. Leistungsgrößen, Lebensdauer, Betriebsflexibilität)“ (Niklaß et al. 2016, S. 18).

3.6.1 Ammoniak-Synthese

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Ammoniak ist die am zweitmeisten produzierte synthetische Chemikalie. Über 80 % des weltweit produzierten Ammoniaks wird derzeit in Düngemitteln für die Nahrungsmittelproduktion verwendet. Darüber hinaus wird Ammoniak für die Herstellung von anderen wichtigen Ausgangsstoffen der Chemie- und Pharmaindustrie – wie Salpetersäure und Acrylnitril – angewandt (Bazzanella und Ausfelder 2017). In den Diskussionen über die Gestaltung zukünftiger Energiesysteme, die vollständig auf erneuerbaren Energiequellen basieren, wird Ammoniak – und allgemeiner gesagt stickstoffbasierten Kraftstoffen – ein relevantes Potenzial zugeschrieben, insbesondere als chemische Speicher von regenerativ erzeugtem Wasserstoff. Diese Potenziale hängen insbesondere mit drei Merkmalen von Ammoniak als Energieträger zusammen: (a) Die Bruttoenergiedichte von flüssigem Ammoniak beträgt 11,5 MJ/L und ist damit höher als die 8,491 MJ/L von flüssigem Wasserstoff und die 4,5 MJ/L von komprimiertem H₂ bei 690 bar und 15 °C (Lan und Tao 2014). (b) Stickstoff ist im Überfluss in der Atmosphäre verfügbar, dies könnte die großtechnische Produktion von erneuerbarem Ammoniak einfacher machen als die Produktion von CO₂-basierten Energieträgern. (c) Darüber hinaus hat Ammoniak im Vergleich zu Brennstoffen auf CO₂-Basis den geringsten Energiebedarf für die Trennung der Ausgangsstoffe (Grinberg Dana et al. 2016). Außerdem kann Ammoniak direkt als Brennstoff eingesetzt werden. Allerdings sind bei dieser Art von Anwendung nicht nur Wirkungsgradeinbußen zu erwarten – verglichen mit der Verbrennung von herkömmlichen Brennstoffen, sondern es ist

auch mit einer Zunahme problematischer NO_x -Emissionen zu rechnen. (Okafor et al. 2019) Es sei hier allerdings darauf hingewiesen, dass Ammoniak im Rahmen von MENA-Fuels nur bezüglich der Deckung einer zukünftigen industriellen Nachfrage, nicht aber als Kraftstoff oder Energiespeicher berücksichtigt wird.

Heute wird Ammoniak fast ausschließlich in Großanlagen (bis zu 3.300 Tonnen pro Tag) im Haber-Bosch-Verfahren hergestellt. Erdgas ist der am häufigsten verwendete Ausgangsstoff in diesen Industrieanlagen (siehe Abb. 3-41). Die wichtigsten Schritte des Prozesses sind: (i) Nach der Entschwefelung wird das Erdgas mit Prozessdampf im Primärreformer gemischt, in dem etwa 60 % des Erdgases in Synthesegas umgewandelt werden. Dieser Schritt ist stark endotherm. (ii) Im zweiten Reformer wird dem Gemisch Luft zugeführt und ein Teil des Reaktionsgases verbrannt. Hauptbestandteile des erzeugten Gases sind Stickstoff (aus der zugeführten Luft), Wasserstoff, Kohlendioxid (CO_2) und Kohlenmonoxid (CO). (iii) Im Wassergas-Shift-Reaktor – und unter Zufuhr von Wasser – wird die CO -Fraktion des Gases in CO_2 und zusätzlichen Wasserstoff umgewandelt. (iv) Die eigentliche Ammoniaksynthese erfolgt durch die Reaktion von Wasserstoff mit Stickstoff an einem Eisenkatalysator. Der gesamte Prozess ist ein Netto-Dampfüberschussprozess von etwa $4,3 \text{ GJ/t NH}_3$. Der konventionelle Prozess zeichnet sich daher durch einen hohen Grad an Wäreintegration aus.

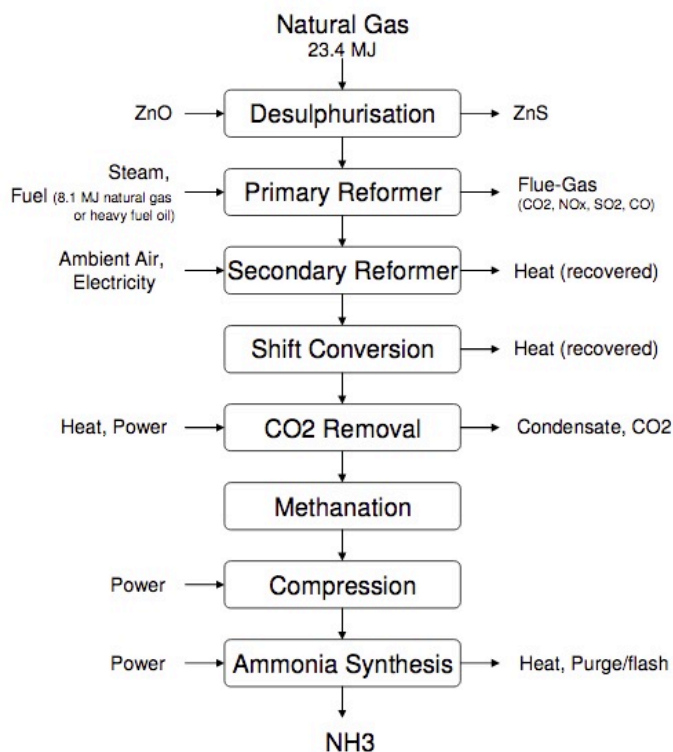


Abb. 3-41 Schematische Darstellung des Haber-Bosch-Verfahrens zur Herstellung von Ammoniak mit Angabe von Inputs und Zwischenprodukten

Quelle: EFMA (2000)

Die Ammoniaksynthese auf der Grundlage von erneuerbarem Strom würde bedeuten, dass sowohl der Wasserstoff als auch der Stickstoff getrennt produziert werden –

beispielsweise Wasserstoff durch Elektrolyse und Stickstoff durch Luftzerlegung. Während die Verbrennung von Methan (im Primärreformer) vermieden wird, wäre zusätzliche Energie erforderlich, um das Gemisch auf den für die Synthese erforderlichen Druck (150–350 bar) und die Temperaturbedingungen (350–550 °C) zu bringen. Zusätzlich ist ein letzter Trennungsschritt erforderlich, um Ammoniak aus nicht umgewandeltem Wasserstoff und Stickstoff nach dem Synthesereaktor zu entfernen und diese Produkte in die Synthesereaktion wieder einzuführen (siehe Abb. 3-42). Die einzelnen Technologien, die in einem solchen Prozess eingesetzt werden können, sind prinzipiell verfügbar, die Integration des Gesamtprozesses hat jedoch noch nicht das kommerzielle Stadium erreicht (Bazzanella und Ausfelder 2017). Zusätzlich werden auch Konzepte erforscht, die auf eine direkte Produktion von Ammoniak unter normalen atmosphärischen Bedingungen abzielen, d. h. ohne die getrennte Produktion von Wasserstoff und Stickstoff und ohne den Bedarf an Hochdruck und hohen Temperaturen (McEnaney et al. 2017; Montoya et al. 2015). Allerdings befinden sich solche Konzepte noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium.

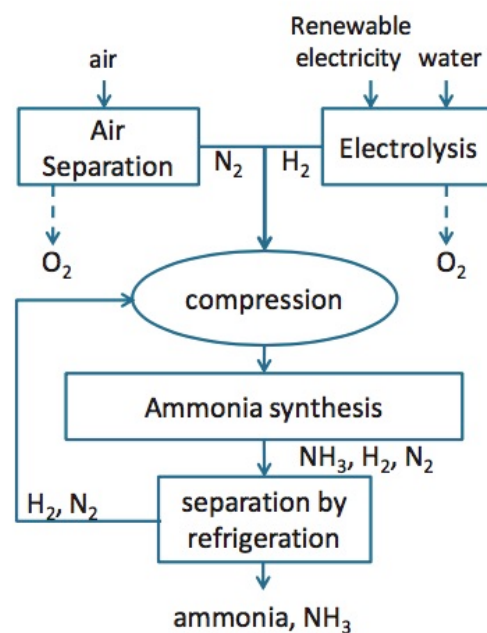


Abb. 3-42 Schematische Darstellung eines rein auf erneuerbarem Strom basierenden Verfahrens der Ammoniaksynthese

Quelle: Bazzanella und Ausfelder (2017)

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Wie bereits in der Technologiebeschreibung dargestellt, ist die Ammoniakproduktion auf der Basis erneuerbarer Energien noch nicht kommerziell verfügbar. Das Interesse an der Entwicklung solcher Konzepte hat jedoch in den letzten fünf Jahren stark zugenommen. Diese Tendenz zeigt sich an der starken Zunahme an Veröffentlichungen zu diesem Thema (siehe Abb. 3-43), an der Lancierung von spezifischen Forschungs- und Entwicklungsprojekten (z. B. das Projekt CAMPFIRE (INP 2019) oder die Partnerschaft von Fraunhofer IMWS mit der Firma OCP in Marokko (IMWS 2019)) sowie an der Einrichtung und Konsolidierung von internationalen Konferenzen, die sich

ausschließlich diesem Thema widmen. Interessanterweise ist die etablierte Industrie (d. h. die großen Ammoniakproduzenten sowie die Hersteller von Ammoniakanlagen) besonders aktiv in diesen Entwicklungen. In diesem Zusammenhang berichtet Brown (2018) über die Vielfalt der technologischen Konzepte, die von großen etablierten Unternehmen während der Konferenz *Power to Ammonia* (2018) vorgestellt wurden. Beispielsweise bietet *thyssenkrupp* ein Modularskonzept an, das bei einer elektrischen Leistung von 20 MW eine Produktion von 50 Tonnen pro Tag erreichen soll. Während die bestehenden Konzepte höchstens TRL 8 aufweisen, scheint die kommerzielle Anwendung einiger bereits fortgeschrittener Konzepte in den nächsten 5 bis 10 Jahren möglich zu sein. Daher wird für die weitere Analyse angenommen, dass die großskalige kommerzielle Anwendung von völlig auf erneuerbaren Energien basierenden Ammoniaksynthesenanlagen ab 2030 möglich sein wird.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Die Ammoniaksynthese ist eine exotherme Reaktion, die 91,6 kJ/mol freisetzt (Hermann et al. 2014). Dennoch ist für die zusätzlichen Teilprozesse, die Bestandteil einer Power-to-Ammoniak-Anlage sind, Energiezufuhr erforderlich. Der tatsächliche Energiebedarf des Gesamtprozesses hängt stark von der thermischen Integration ab, die innerhalb des Prozesses erreicht werden kann. So untersuchen Cinti et al. (2017) beispielsweise die Kopplung der Ammoniaksynthese an Hochtemperatur- sowie an Niedertemperatur-Elektrolyseure. Für den ersten Fall (mit einem Hochtemperatur-Festoxid-Elektrolyseur, SOEC) wird der Gesamtenergiebedarf des Prozesses auf etwa 30 GJ_{el}/t NH₃ geschätzt. Im Falle des Niedertemperatur-Elektrolyseurs steigt der Energiebedarf auf 51,3 GJ_{el}/t NH₃. Vergleichbare Schätzungen finden sich auch in einer von der DECHEMA veröffentlichten Studie, in der ein allgemeiner Strombedarf von 45,1 GJ_{el}/t NH₃ angenommen wird (Bazzanella und Ausfelder 2017). Für die weitere Analyse werden Höchstwerte der genannten Studien als durchschnittlicher Energiebedarf der ersten Anlagen zur Ammoniakgewinnung angenommen. Diese Zahl beinhaltet den Energiebedarf des gesamten Prozesses, d. h. auch die Energie für die Herstellung von Wasserstoff, die Luftzerlegung und weitere Kompressions- und Separationsstufen. Darüber hinaus wird eine Verbesserung der Energieeffizienz angenommen, sodass der Energiebedarf auf 30 GJ_{el}/t NH₃ im Jahr 2050 reduziert wird (vgl. Tab. 3-79).

Tab. 3-79 Angenommene Fortschreibung des Energiebedarfs von auf erneuerbarem Strom basierender Ammoniaksynthese

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--|------|------|------|------|
| Energiebedarf [GJ _{el} /t NH ₃] | 51 | 44 | 37 | 30 |

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Wie oben erwähnt befindet sich die rein auf erneuerbarem Strom basierte Ammoniaksynthese derzeit noch in der Entwicklung und die Informationen über die Produktionskosten sind sehr begrenzt. Die öffentlich verfügbaren Einschätzungen beziehen sich auf rein analytische bzw. modell-basierte Berechnungen. Maßgebend für die erzielbaren spezifischen Kosten ist der Strompreis. Beispielsweise schätzen für den Fall eines Prozesses mit integrierter SOEC Zhang et al. (2020) die spezifischen Kosten

zwischen 544 und 666 USD/t NH₃ ein (490–600 EUR/t NH₃), bei einem Strompreis von 73 USD/MWh (65,8 EUR/MWh). Wird der Strompreis auf 35 USD/MWh gesetzt, sinken die niedrigsten erzielbaren Produktionskosten auf 281 USD/t NH₃ (253 EUR/t NH₃). Zu einem ähnlichen Ergebnis – allerdings mit höherem Kostenniveau – kommen Bazzanella und Ausfelder (2017). Dort sind spezifische Kosten von 735 bis 800 EUR/t NH₃ bei Strompreisen von 50 EUR/MWh angegeben. Wird ein Strompreis von 10 EUR/MWh angenommen, wären demnach Produktionskosten von 255 bis 380 EUR/t NH₃ realisierbar. Produktionskosten von Ammoniak in konventionellen Anlagen in Europa werden auf etwa 350 EUR/t NH₃ geschätzt. So scheint die Konkurrenzfähigkeit von erneuerbar basierter Ammoniakproduktion vielversprechend zu sein, wenn sehr niedrige Strompreise gewährleistet werden können. Unter Betrachtung der niedrigen Stromgestehungskosten, die durch erneuerbare Stromtechnologien in der MENA-Region erzielbar sind (siehe Kapitel 3.1) und basierend auf den oben genannten Kosteneinschätzungen durch Bazzanella und Ausfelder (2017) wird für die weiteren Analysen angenommen, dass spezifische Kosten von 380 EUR/t NH₃ in Ammoniaksynthese-Anlagen in der MENA-Region möglich sind. Darüber hinaus werden weitere Kostensenkung auf 250 EUR/t NH₃ im Jahr 2050 angenommen (vgl. Tab. 3-80).

Tab. 3-80 Angenommene Fortschreibung der spezifischen Produktionskosten von auf erneuerbarem Strom basierender Ammoniaksynthese bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|------|------|------|------|
| Spezifische Produktionskosten [EUR ₂₀₁₅ /t NH ₃] | 380 | 354 | 302 | 250 |

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Große deutsche Industrieunternehmen – wie *BASF* und *thyssenkrupp* – spielen eine wichtige Rolle in der weltweiten Ammoniak-Industrie. Im Fall *thyssenkrupp* wird aktiv die Entwicklung von auf erneuerbaren Energien basierender Ammoniaksynthese gefördert. Im Jahr 2018 wurde das Konzept von *thyssenkrupp* „Grüne Ammoniak-Kleinanlagen“ auf der bereits genannten Konferenz „Power to Ammonia“ präsentiert (Brown 2018). Die Aufstellung der deutschen Industrie in diesem Feld wird daher als wettbewerbsfähig eingeschätzt (vgl. Tab. 3-81)

Tab. 3-81 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich erneuerbar-basierter Ammoniaksynthese

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|--|--|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis Dezember 2019 angewendet: "ammonia synthesis" OR "Green Ammonia") AND (EXCLUDE (DOCTYPE,"ch").

Wie in anderen technologischen Feldern ist auch hier eine starke Zunahme der Anzahl referierter Publikationen erkennbar. Allerdings scheint der Anstieg des weltweiten F&E-Interesses an der erneuerbaren Ammoniaksynthese relativ spät begonnen zu haben. Erst zwischen 2016 und 2017 erfolgte eine Verdoppelung der referierten Publikationen. Anders als in anderen Feldern folgt Deutschland dieser Tendenz nicht. Gemessen an der Zahl der referierten Publikationen sind in den letzten 10 Jahren die Forschungsaktivitäten in diesem Technologiefeld in Deutschland relativ niedrig geblieben. Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 100 Artikeln pro Jahr, davon 4 pro Jahr (4 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 30 %, während die Publikationen unter deutscher Beteiligung unterdurchschnittlich mit 18 % pro Jahr zunahmen. Aufgrund der niedrigen absoluten Zahlen ist insbesondere der deutsche Trend mit großer statistischer Unsicherheit behaftet.

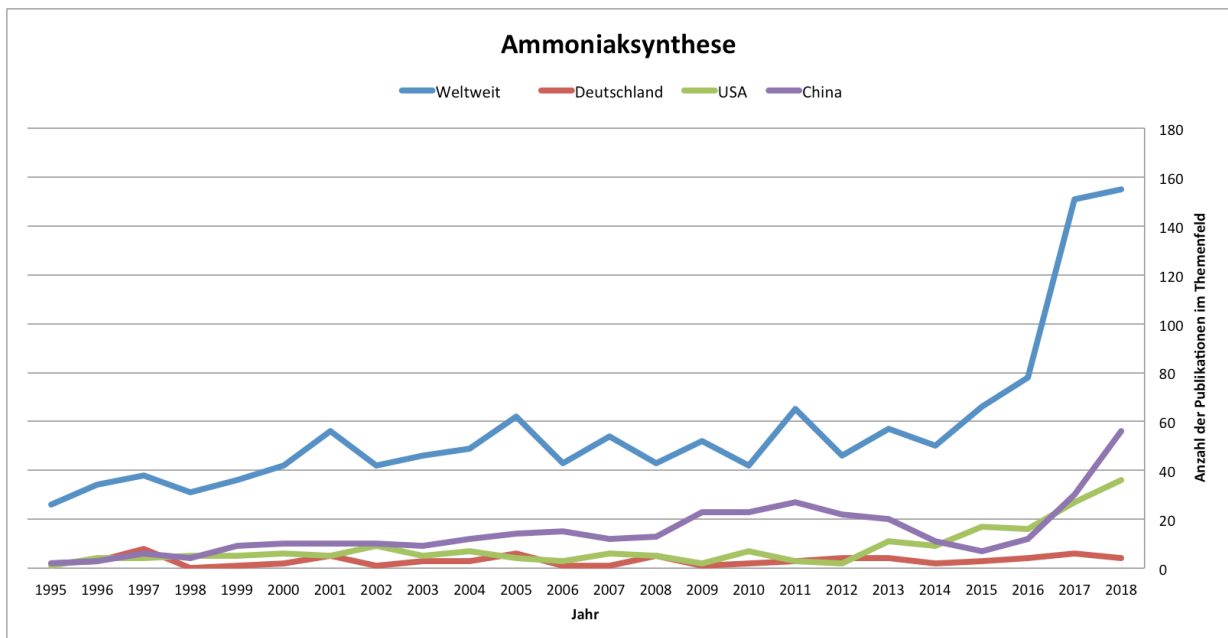


Abb. 3-43 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld erneuerbar-basierte Ammoniaksyntheseverfahren

Ungeachtet der niedrigen deutschen Publikationszahlen wurden allerdings kürzlich weitere Forschungsaktivitäten in diesem Technologiefeld aufgenommen, beispielsweise das Projekt CAMPFIRE, das in 2019 unter der Koordination des Leibniz-Instituts für Plasmaforschung und Technologie (INP) startete (INP 2019). Auch die neuerlich verstärkte Partnerschaft von Fraunhofer IMWS mit der Firma OCP in Marokko (IMWS 2019) könnte ein Anzeichen für neue Impulse in der deutschen Forschungslandschaft sein.

Unter Betrachtung der wichtigen Rolle großer deutscher Unternehmen in der internationalen Ammoniakindustrie und der neuesten Impulse in der Forschung wird das Kriterium *Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen* mit der Wertung 3 auf einer Skala von 1 bis 5 versehen.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Die eigentliche Ammoniaksynthese benötigt kein Wasser. Betrachtet man den gesamten Prozess, ist Wasser – neben elektrischem Strom – jedoch einer der wichtigsten Inputs für die Produktion des notwendigen Wasserstoffs. Für die weiteren Analysen wird allerdings dieser Wasserbedarf auf die jeweilige Wasserstoffproduktionstechnologie angerechnet. Wenngleich weitere Wasserbedarfe für Nebenfunktionen (z. B. Wärmetauscher) denkbar sind, werden diese Mengen als vernachlässigbar eingeschätzt.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Präzise Aussagen zum Flächenbedarf von Ammoniaksyntheseanlagen konnten in der untersuchten Literatur nicht gefunden werden. Allgemein lässt sich vermuten, dass der Flächenanteil für die Ammoniaksynthese selbst sehr niedrig ausfallen würde. Dies ist insbesondere zu erwarten, wenn man von einer auf erneuerbaren Energien basierenden Energiebereitstellung ausgeht, die vermutlich einen sehr großen Anteil des gesamten Flächenbedarfs von einzelnen PtX-Projekten ausmachen wird.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Rohstoffen

Nach Wissensstand der Autoren sind keine kritischen Rohstoffe für die Produktion bzw. den Betrieb von Ammoniaksyntheseanlagen notwendig.

Ammoniak selbst ist ein Gefahrstoff, der stark toxisch bei Inhalation sowie ätzend bei Hautkontakt wirkt und zudem entzündbar ist. Die betrachteten Kraftstoffe selbst sind allerdings nicht Gegenstand der hier vorgenommenen Bewertung. Weitere mit dem Betrieb der Ammoniaksynthese verbundene Gefahrstoffe sind den Autoren dieser Studie nicht bekannt.

Der allgemeine Bedarf an kritischen Stoffen der Ammoniaksynthese wird zusammenfassend mit der Wertung „1“ auf der Skala von 1 bis 5 versehen.

Kriterium 8: Flexibilität

Wie allgemein bei konventionellen thermochemischen Verfahren sind stabile Bedingungen eine wichtige Voraussetzung für den Betrieb von Ammoniaksyntheseanlagen. Das Abfedern fluktuierender Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen über Anpassungen der Ammoniaksynthesereaktion selbst erscheint eingeschränkt. Denkbar sind Strategien, in denen die Zwischenspeicherung der Eingangsstoffe (Wasserstoff und Stickstoff) berücksichtigt wird, sodass ein kontinuierlicher Betrieb – eventuell Teillastbetrieb – der Synthesereaktion gewährleistet werden kann. Jedenfalls ist anzunehmen, dass eine Flexibilisierung des Betriebs der Ammoniaksynthese mit signifikanten Anpassungen der konventionellen Konzepte und mit zusätzlichem Kapitalaufwand verbunden wäre. Auf dieser Basis wird der Flexibilitätsgrad der Ammoniaksynthese auf 3 eingeschätzt (vgl. Tab. 3-82).

Tab. 3-82 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Steuerbarkeit von auf erneuerbarem Strom basierender Ammoniaksynthese

| Steuerbarkeit | Bedeutung |
|---------------|---|
| 1 | technisch nicht möglich |
| 2 | |
| 3 | möglich, erfordert signifikante Anpassungen der heute angewandten technischen Konzepte |
| 4 | |
| 5 | laufende Anpassung von Betriebszuständen gehört zu heute angewandten Konzepten |

Das oben genannte Modular-konzept der auf erneuerbaren Energien basierten Ammoniakanlagen von *thyssenkrupp* (vgl. Diskussion zum Kriterium 1) lässt vermuten, dass die modulare Skalierbarkeit von kommerziellen Projekten realisierbar ist. Zu erwarten sind allerdings Investitionen in relativ großen Schritten. Beispielweise bietet *thyssenkrupp* Anlagen mit elektrischen Leistungen von 50 und 120 MW an (Brown 2018). Daher wird die Skalierbarkeit als eingeschränkt möglich bewertet, d. h. auf Stufe 4 der in Tab. 3-83 beschriebenen Bewertungsskala.

Auf Basis der beschriebenen Steuerbarkeit und modularen Skalierbarkeit der Ammoniaksynthese wird die gesamte Flexibilität dieses Technologiefeldes mit dem Wert 3 gekennzeichnet.

Tab. 3-83 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der modularen Skalierbarkeit von Syntheseprozessen

| Modulare Skalierbarkeit | Bedeutung |
|-------------------------|--|
| 1 | technisch nicht sinnvoll |
| 2 | |
| 3 | möglich, mit signifikanter Erhöhung der spezifischen Investitionskosten |
| 4 | |
| 5 | Modularität gehört zu den Charakteristiken heute angewandter Konzepte |

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Investitionen in die Ammoniaksynthese in der MENA-Region würden die entsprechenden Länder in die Lage versetzen, nicht nur Anteil am Aufbau nationaler oder internationaler PtX-Wertschöpfungsketten zu haben, sondern auch an der weltweiten Produktion synthetischer Düngemittel zu partizipieren. Dies bedeutet einerseits, dass solche Investitionen ökonomisch sinnvollen Einsatz finden könnten, auch unter einem Szenario, in dem kein internationaler PtX-Markt konsolidiert würde.

Andererseits ist die weltweite Ammoniakproduktion schon heute mit gravierenden ökologischen Herausforderungen verbunden (intensive Nutzung von Düngemitteln in der Nahrungsmittelproduktion und kritischen Umweltbelastungen wie Überdüngung, Eutrophierung und Freisetzung von NO₂-Emissionen). Demnach steht die Nutzung von Ammoniak in direktem Bezug zu wichtigen Nachhaltigkeitsherausforderungen, die allerdings den Betrachtungsbereich dieser Studie überschreitet.

Um dennoch den möglichen Beitrag der Ammoniaksynthese trotz nicht nachhaltiger Wirtschaftspraktiken zu berücksichtigen, wird der Lock-in-Effekt von Investitionen in Ammoniaksynthese mit 4 auf einer Skala von 1-5 eingeschätzt (Tab. 3-84).

Tab. 3-84 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Lock-in-Effekte von Syntheseprozessen

| Lock-in-Effekt | Bedeutung |
|-----------------------|---|
| 1 | Installierte Anlagen können für andere Sektoren (jenseits von PtX) genutzt werden, die nicht mit weltweit anerkannten Nachhaltigkeitsrisiken in Verbindung stehen. |
| 2 | |
| 3 | Installierte Anlagen können für andere Sektoren (jenseits von PtX) genutzt werden, die allerdings mit signifikanten weltweit anerkannten Nachhaltigkeitsrisiken in Verbindung stehen. |
| 4 | |
| 5 | Die Umrüstung der installierten Anlagen ist technisch, ökonomisch und/oder ökologisch nicht sinnvoll. |

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-85 Ammoniak-Synthese: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 6: Syntheseprozesse | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | |
|---------------------------------------|---|---|--|------------------|------|------|------|-------------------------------|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Ammoniak-Synthese | | | | | Quellenangabe |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | x | | | |
| | | TRL | | 8 | 9 | 9 | 9 | Eigene Einschätzung |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | GJ(el)/t NH ₃ | 51 | 44 | 37 | 30 | Bazzanella und Ausfelder 2017 |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output (ggfs. abweichend, siehe Einheitenspalte) | €/t NH ₃ | 380 | 354 | 302 | 250 | Bazzanella und Ausfelder 2017 |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | wettbewerbsfähig | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 4 / 100 | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | 18 | | | | |
| | | %/Jahr (Welt) | 30 | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch (negative Werte: Wasser entsteht als Nebenprodukt) | | kein Bedarf | | | | |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | | gering (n. a.) | | | | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 1 | 1 | 1 | 1 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 4 | | | | Eigene Einschätzung |

3.6.2 Methanisierung

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Methanisierungsprozesse zielen darauf ab, Methan aus Wasserstoff und Kohlenoxiden zu erzeugen. Methanisierungsanlagen nach dem Festbettreaktorkonzept werden bereits in kommerziellen Vergasungsanlagen eingesetzt, wo die Methanisierung zur Konditionierung der Synthesegase genutzt wird. Die meisten derzeit in Betrieb befindlichen Vergasungsanlagen verwenden Kohle als Hauptrohstoff. Dabei wird das Synthesegas aus der Kohlevergasung, das insbesondere aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff besteht, katalytisch zu einem methanreichen Produktgas umgewandelt.

Das Interesse an der Anwendung von Methanisierungstechnologien im Rahmen von Strategien zur Herstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien ist in den letzten Dekaden gestiegen. Die meisten der erforschten und entwickelten Methanisierungskonzepte basieren auf dem Einsatz von Katalysatoren und lassen sich in drei Kategorien einteilen: Festbett-, Wirbelschicht- und Drei-Phasen-Reaktoren (Schmidt et al. 2018). Darüber hinaus werden auch Konzepte erforscht, in denen die Reduktion von Kohlendioxid mit Wasserstoff zu Methan durch Mikroorganismen erreicht wird: die sogenannte biologische Methanisierung. Kretzschmar (2018) nimmt hierbei eine Marktreife der Anlagen ab 2030 an, betrachtet die biologische Methanisierung aber eher als geeignet für kleinere Anlagengrößen im einstelligen MW-Bereich. Da in MENA-Fuels große Produktionsmengen betrachtet werden, wird in diesem Kapitel ausschließlich die katalytische Methanisierung berücksichtigt, die aufgrund höherer Effizienz bzw. kleinerer Reaktoren eher als geeignet für große Anlagenkonzepte betrachtet wird (ebenda).

In der BMWi-Förderinitiative „Energiewende im Verkehr“ wird der Methanisierungsprozess im Projekt *MethQuest* erforscht.

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Methanisierungsanlagen auf fossiler Basis, basierend auf dem Festbettreaktorkonzept, werden schon kommerziell und in großen Skalen eingesetzt. In der letzten Dekade ist insbesondere in China in großskalige Kohlevergasungsprojekte investiert worden. So berichtete Ding et al. (2013) über 30 in Planung und in Betrieb befindliche Kohlevergasungsprojekte in China. Einige davon fokussieren auf die Herstellung von synthetischem Erdgas (SNG), wie beispielweise die *Qinghua Yili SNG Plant*. Die Anlage war mit einer Leistung von 1925 MW_{SNG} im Jahr 2015 die weltweit größte Kohlevergasungsanlage, die ausschließlich auf SNG-Produktion basierte. (Wang 2017)

Konzepte für eine rein auf erneuerbaren Energien basierende Methansynthese befinden sich noch in der Entwicklung. Bailera et al. (2017) bieten eine Übersicht solcher Projekte weltweit. Viele sind noch in frühen Entwicklungsstadien. Nur einige Festbettreaktor-Projekte sind bereits nahezu marktreife Technologien und im Demonstrationsbetrieb. In Deutschland werden insbesondere in zwei Projekten marktnahe Erfahrungen mit der Herstellung und Netzeinspeisung von synthetischem Erdgas gesammelt: das Projekt „Audi e-gas“ mit einer elektrischen Nennleistung von 6 MW (und einer Produktion von 300 Nm³/h; Chiuta et al. 2016) und eine Anlage in Falkenhagen

im Rahmen des Forschungsprojekts STORE&GO mit einer Leistung von 1 MW⁷ (und einer Produktion von 1.400 m³/Tag; van Leeuwen und Zauner 2018).

Bei der Methansynthese, die rein auf regenerativen Energiequellen basiert, ergeben sich besondere Herausforderung bei der Reaktionsführung. Vor allem der fluktuierende Strombezug stellt eine ungewohnte Aufgabenstellung dar, verglichen mit den konventionellen – an Kohlevergasung gekoppelten – Anlagen, da instationäre Betriebsvorgänge die Temperierung der Synthesereaktoren erschweren und sich dies wiederum in niedrigeren Methankonzentrationen im produzierten Gas widerspiegelt. (Schmidt et al. 2018)

Für die weitere Analyse im Rahmen von MENA-Fuels wird für die (rein auf erneuerbaren Energien basierte) Methanisierungstechnologie TRL 8 angenommen. Darüber hinaus wird angenommen, dass die Erfahrungen aus den laufenden Demonstrationsprojekten zusammen mit den Erfahrungen aus kommerziellen (kohle-basierten) Großanlagen eine relativ schnelle Skalierung der demonstrierten Konzepte ermöglichen. Unter diesen Annahmen sollte die Realisierung einer ersten mittelgroßen Methanisierungsanlage (etwa 50 MW_{SNG}) in Ländern der MENA-Region ab dem Jahr 2025 technisch realisierbar sein. Allerdings wird die finanzielle Machbarkeit von solchen mittelgroßen Anlagen wahrscheinlich stark davon abhängen, dass gezielte Förderinstrumente verfügbar gemacht werden können. Eine großskalige Umsetzung wird daher erst ab dem Jahr 2030 angenommen.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Die katalytische Methanisierung ist eine hochexotherme Reaktion. Die Energieeffizienz des Methanierungsreaktors wird definiert als der Energiegehalt des Produktgases zum Energiegehalt des Wasserstoffs (der als Einsatzstoff für den Methanisierungsprozess gilt). Daher sollten für die Berechnung die Brennwerte von Wasserstoff und Methan verwendet werden, die jeweils 141,8 bzw. 55,5 MJ/kg betragen. Nach der Standardliteratur kann die Effizienz der Methanisierungsreaktoren zwischen 70 und 85 % liegen (van Leeuwen und Zauner 2018).

Für die weitere Analyse wird angenommen, dass Methanisierungsanlagen in der MENA-Region ab 2025 gebaut werden können, die eine Energieeffizienz von 70 % erreichen. Mit steigenden Erfahrungen und Anlagengrößen können leichte Effizienzsteigerungen erwartet werden, so dass bis zum Jahr 2050 hier von einer Steigerung auf etwa 85 % ausgegangen wird, was dem oberen von van Leeuwen und Zauner (2018) berichteten Wert entspricht (vgl. Tab. 3-86).

⁷ Die Anlage in Falkenhagen hat einen 2-MW-Elektrolyseur, aber die Methanierungsanlage hat nur eine Kapazität für Wasserstoff von 1 MW_{el}-Äquivalent.

Tab. 3-86 Angenommene Fortschreibung der Umwandlungseffizienz von Methanisierungsanlagen bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------------|------|------|------|------|
| Umwandlungseffizienz [%] | 70 | 75 | 80 | 85 |

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Informationen über die Kosten von (rein auf erneuerbaren Energien basierten) Methanisierungsreaktoren sind sehr begrenzt. Auch bei großen kommerziellen Anlagen auf Basis der Kohlevergasung werden Informationen über Investitionskosten von den Herstellern oder Projektentwicklern vertraulich behandelt. Aus diesem Grund sind die Angaben zu den Investitionskosten für Methanisierungsanlagen mit großer Unsicherheit behaftet. Grond et al. (2013) geben auf der Grundlage mehrerer Quellen Einschätzungen für die Investitionskosten von (auf Erneuerbaren basierten) Methanisierungsanlagen in Abhängigkeit von ihrer Nennleistung. Danach sinken die Kosten mit zunehmender Kapazität und liegen bei ca. 1.500 EUR/kW_{CH₄}, 1.000 EUR/kW_{CH₄} und 750 EUR/kW_{CH₄} für Größen von jeweils 1 MW_{CH₄}, 3 MW_{CH₄} und 6 MW_{CH₄}. Van der Leeuwen und Zauner (2018) legen Kostenschätzungen aus zwei Pilotanlagen im Rahmen des Projekts STORE&GO vor: eine 0,2-MW_{el}-Anlage in Troia (Italien) und die bereits erwähnte 1-MW_{el}-Anlage in Falkenhagen. Die spezifischen Kosten für die Methanisierungsreaktoren werden jeweils auf 7.900 EUR/kW_{CH₄} und 3.000 EUR/kW_{CH₄} geschätzt.

Ein Vergleich mit den Investitionskosten von großskaligen kommerziellen Methanisierungsanlagen sollte Hinweise darauf geben, wie sich die Investitionskosten von (rein auf erneuerbaren Energien basierten) Methanisierungskonzepten zukünftig entwickeln könnten. Liu et al (2017) bewerteten die techno-ökonomische Machbarkeit eines großen SNG-Prozesses auf Basis der Kohlevergasung. Sie betrachteten eine Anlage nach dem Lurgi-Vergaser-Konzept (eines der ausgereiftesten Konzepte für Großanwendungen) mit einer Nennleistung von ca. 5000 MW_{SNG}. Die Gesamtinvestitionskosten einer solchen Vergasungsanlage werden auf 3,85 Milliarden USD geschätzt. Wird der Kostenanteil des Methanisierungsreaktors zwischen 20 % und 30 % angenommen (Chandel und Williams 2009), lägen die spezifischen Investitionskosten der Methanisierungsanlage zwischen 155 und 233 USD/kW_{SNG}.

Betrachtet man die starke Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten von der Anlagengröße und nimmt man die Anlage in Falkenhagen als Referenz, können Investitionskosten von etwa 1.500 EUR/kW_{SNG} angenommen werden, welche für die Realisierung der ersten mittelgroßen (etwa 50 MW) Methanisierungsanlagen in der MENA-Region anzusetzen wären. Darüber hinaus und unter der Annahme eines wachsenden Markts für mittelgroße Methanisierungsanlagen ab etwa dem Jahr 2025 lässt sich eine starke Reduktion der spezifischen Investitionskosten bis zum Jahr 2050 annehmen. Es könnten so Werte erreicht werden, die nah an den Kosten der heutigen kommerziellen Anlagen liegen würden.

Aussagen zu spezifischen Produktionskosten der katalytischen Methanisierung lassen sich aus den verwendeten Quellen nicht ableiten. In Tab. 3-87 werden deshalb nur die getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Investitionskosten entsprechend der

zuvor genannten Literaturwerte dargestellt. Ein Vergleich mit Erzeugungskosten anderer Technologien ist auf dieser Grundlage allerdings nicht möglich.

Tab. 3-87 Angenommene Fortschreibung der spezifischen Investitionskosten von Methanisierungsanlagen bis 2050

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--|------|------|------|------|
| Spezifische Investitionskosten [EUR ₂₀₁₅ /kW _{SNG}] | 1500 | 600 | 350 | 200 |

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Große deutsche Industrieunternehmen wie *thyssenkrupp*, *Siemens* und *MAN* sind an Demonstrations- und Pilotprojekten von auf Erneuerbaren basierten Methanisierungskonzepten beteiligt. Daher wird die internationale Aufstellung der deutschen Industrie allgemein als „wettbewerbsfähig“ eingestuft (vgl. Tab. 3-88).

Tab. 3-88 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich katalytischer Methanisierungsverfahren

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|--|--|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Im Rahmen der Publikationsanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis Dezember 2019 angewandt: Methanation OR "Substitute Natural Gas" OR (SNG AND Methan) AND NOT (bio* OR shale OR coal)) AND (EXCLUDE (DOCTYPE,"ch")).

Die Ergebnisse der Publikationsanalyse sind für den Zeitraum 1995–2018 in Abb. 3-44 dargestellt. Die Zahl der Publikationen mit Verweis auf deutsche Institute hat sich von 2009 bis 2018 fast verdreifacht (von 11 auf 29 Publikationen im Jahr). Das ist eine höhere Dynamik als die Entwicklung der weltweiten Publikationen, die im selben Zeitraum von 150 auf 308 gestiegen sind. Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 247 Artikeln pro Jahr, davon 23 pro Jahr (9 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 10 %, während auch die Publikationen unter deutscher Beteiligung mit 8 % pro Jahr zunahmen.

Gemessen an der Zahl und Entwicklung der referierten Publikationen behält die deutsche Forschung eine sichtbare Präsenz innerhalb der weltweiten wissenschaftlichen Aktivitäten in diesem Themenfeld.

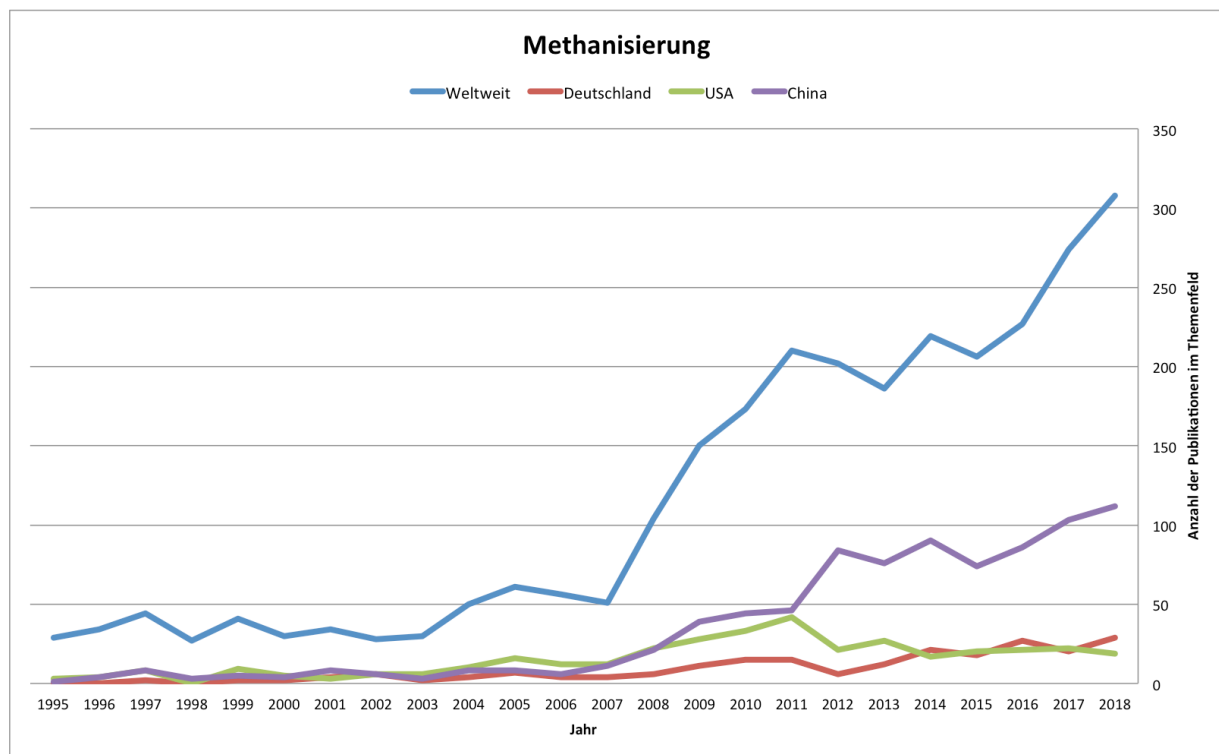
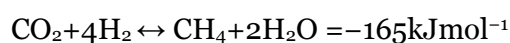


Abb. 3-44 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Methanisierungsprozesse

Unter Betrachtung der Beteiligung großer deutscher Unternehmen in der Entwicklung von erneuerbar-basierten Methanisierungskonzepten und der gestiegenen Aktivitäten von Forschungsinstituten in diesem Technologiefeld wird das Kriterium „Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen“ mit der Wertung 5 auf einer Skala von 1 bis 5 versehen.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Neben Methan wird durch den Methanisierungsprozess auch Wasser erzeugt. Die CO_2 -Methanisierung wird durch die folgende stöchiometrische Gleichung beschrieben:



Unter idealen Bedingungen würden also pro Mol Methan 2 Mol Wasser produziert. Die tatsächliche Produktion von Wasser variiert. Verschiedene Prozessparameter wie das Katalysatormaterial, die Temperatur und die Eingangsmischung beeinflussen die tatsächliche Wasserproduktion (Swalus et al. 2012). Es gibt jedoch nur wenige Informationen über die tatsächliche Wasserproduktion von Methanisierungskonzepten, die schon heute näher an der kommerziellen Entwicklung liegen. Für die weitere Analyse wird das stöchiometrische Verhältnis – was in Masseneinheiten etwa bei 2,25 liegt – als durchschnittlicher Wasserbedarf von katalytischen Methanisierungstechnologien angenommen. Da es sich bei der Methanisierung um Wasserproduktion und nicht um Wasserbedarf handelt, werden negative Werte angegeben (vgl. Tab. 3-89).

Tab. 3-89 Angenommene Fortschreibung des Wasserbedarfs von Methanisierungsanlagen

| | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|-------|-------|-------|-------|
| Wasserbedarf [gr _{Wasser} /gr _{SNG}] | -2,25 | -2,25 | -2,25 | -2,25 |

Kriterium 6: Flächenbedarf

Präzise Aussagen zum Flächenbedarf von Methanisierungsanlagen konnten in der untersuchten Literatur nicht gefunden werden. Allgemein kann angenommen werden, dass der Flächenanteil für die Installation der Methanisierungsanlage selbst vergleichsweise niedrig ausfallen würde. Dies ist insbesondere zu erwarten, wenn man von einer rein auf erneuerbaren Energien basierten Energiebereitstellung ausgeht, die vermutlich einen sehr großen Anteil des Flächenbedarfs von einzelnen PtX-Projekten ausmachen würde.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Nach (Schmidt et al. 2018) besteht kein Bedarf an kritischen Rostoffen für die Produktion katalytischer Methanisierungstechnologien.

Nach Wissensstand der Autoren sind des Weiteren auch keine Gefahrstoffe für den Betrieb von Methanisierungsanlagen erforderlich.

Auf einer Skala von 1 (kein) bis 5 (sehr viel) wird der allgemeine Bedarf an kritischen Stoffen für katalytische Methanisierungstechnologien daher mit der Wertung „1“ versehen.

Kriterium 8: Flexibilität

Wie oben erwähnt ist die Wärmekontrolle eine zentrale Herausforderung bei der technischen Umsetzung von Methanisierungsverfahren. Zwei Strategien in der Konzipierung des Verfahrens sind denkbar für das Abfedern von fluktuierender Energiebereitstellung: einerseits die Berücksichtigung von Standby-Betriebsmodi, d. h. Betriebszuständen, die auf die Temperaturhaltung der Reaktoren abzielen; andererseits die Zwischenlagerung (Speicherung) der Eingangsstoffe Wasserstoff und Kohlendioxid. Insbesondere die Berücksichtigung des Wasserstoffspeichers als Teil der gesamten PtX-Produktionsanlagen könnte Alternativen bieten, um kontinuierliche Betriebszustände der Methanisierungsverfahren zu gewährleisten. Allerdings sind solche Strategien noch kein Bestandteil der heute kommerziell bekannten Konzepte und müssten (weiter)entwickelt werden. Auf dieser Basis wird die Steuerbarkeit von Methanisierungstechnologien auf 3 eingeschätzt (vgl. Tab. 3-90).

Tab. 3-90 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Steuerbarkeit von Syntheseprozessen

| Steuerbarkeit | Bedeutung |
|---------------|---|
| 1 | technisch nicht möglich |
| 2 | |
| 3 | möglich, erfordert signifikante Anpassungen der heute angewandten technischen Konzepte |
| 4 | |
| 5 | laufende Anpassung von Betriebszuständen gehört zu heute angewandten Konzepten |

Allgemein scheint ein kleinteiliger modularer Aufbau von Methanisierungsanlagen eine technisch machbare Alternative zu sein, z. B. indem zusätzliche Methanisierungsreaktoren installiert und parallel betrieben werden. Wie oben erwähnt sind die spezifischen Investitionskosten stark von der Größe der Anlagen abhängig, d. h. ein zu kleinteiliger modularer Aufbau (z. B. in Schritten von mehreren MW) wäre ökonomisch nicht sinnvoll. An Einzelstandorten sind daher zukünftig eher Anlagen mindestens im zweistelligen MW-Bereich zu erwarten. Basierend auf dieser Vermutung wird die modulare Skalierbarkeit als hoch bewertet, d. h. auf Stufe 5 der in Tab. 3-91 beschriebenen Bewertungsskala.

Tab. 3-91 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der modularen Skalierbarkeit von Syntheseprozessen

| Modulare Skalierbarkeit | Bedeutung |
|-------------------------|--|
| 1 | technisch nicht sinnvoll |
| 2 | |
| 3 | möglich, mit signifikanter Erhöhung der spezifischen Erzeugungskosten |
| 4 | |
| 5 | Modularität gehört zu den Charakteristiken heute angewandter Konzepte |

Auf Basis der beschriebenen Steuerbarkeit und modularen Skalierbarkeit der katalytischen Methanisierung wird die gesamte Flexibilität dieses Technologiefeldes mit dem Wert 4 gekennzeichnet.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Investitionen in (rein auf erneuerbaren Energien basierende) Methanisierungskapazitäten in der MENA-Region würden die entsprechenden Länder zum einen in die Lage versetzen, einen Anteil am Aufbau nationaler oder internationaler PtX-Wertschöpfungsketten zu leisten. Zum anderen würden sie sich damit auch an der weltweiten Produktion von Methan beteiligen können. Methan als Hauptbestandteil von Erdgas dient heute als Heizgas und als wichtiger Ausgangsstoff für verschiedene technische Synthesen in der chemischen Industrie. Dies bedeutet, dass Investitionen in erneuerbar basierte Methanisierung ökonomischen sinnvollen Einsatz finden können, selbst wenn der Aufbau eines internationalen PtX-Marktes zukünftig nicht gelingen wird. Deswegen wird der Lock-in-Effekt von Investitionen in diesem Technologiefeld als niedrig – d. h. Stufe 1 – bewertet (vgl. Tab. 3-92).

Tab. 3-92 Bewertungsskala für die semi-quantitative Bewertung der Lock-in-Effekte von Syntheseprozessen

| Lock-in-Effekt | Bedeutung |
|----------------|---|
| 1 | Installierte Anlagen können für andere Sektoren (jenseits von PtX) genutzt werden, die nicht mit weltweit anerkannten Nachhaltigkeitsrisiken in Verbindung stehen. |
| 2 | |
| 3 | Installierte Anlagen können für andere Sektoren (jenseits von PtX) genutzt angewandt werden, die allerdings mit weltweit anerkannten Nachhaltigkeitsrisiken in Verbindung stehen. |
| 4 | |
| 5 | Die „Umfunktionierung“ der installierten Anlagen ist technisch, ökonomisch und/oder ökologisch nicht sinnvoll. |

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-93 Methanisierung: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 6: Syntheseprozesse | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | |
|---------------------------------------|---|---|--|----------------|------------------|-------|-------|--|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Methanisierung | | | | | |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | Quellenangabe |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | x | | | Schmidt et al. 2018; van Leeuwen und Zauner 2018 |
| | | TRL | | 8 | 9 | 9 | 9 | |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | % | 70 | 75 | 80 | 85 | van Leeuwen und Zauner 2018 |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output (ggfs. abweichend, siehe Einheitenspalte) | €/kW SNG Spezifische Investitionskosten | 1500 | 600 | 350 | 200 | van Leeuwen und Zauner 2018; Lui et al. 2016 |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 5 | wettbewerbsfähig | | | Eigene Einschätzung |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 23 / 247 | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | 8 | | | | |
| | | %/Jahr (Welt) | 10 | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch (negative Werte: Wasser entsteht als Nebenprodukt) | t H2O / t SNG | -2,25 | -2,25 | -2,25 | -2,25 | Swalus et al. 2012 |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | | gering (n. a.) | | | | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 1 | 1 | 1 | 1 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 4 | | | | Eigene Einschätzung |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Eigene Einschätzung |

3.6.3 Methanolsynthese

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Vorab sei darauf hingewiesen, dass die Methanolsynthese zumeist effizienzsteigernd mit weiteren Prozessschritten wie u. a. mit einer Wasserstoff-Elektrolyse kombiniert werden kann, um Wärmequellen und -senken optimal zu verbinden. So ist in Kombination mit Hochtemperatur- bzw. Niedertemperatur-Elektrolyse der Energiebedarf zwischen den einzelnen Komponenten (Elektrolyse und Methanolsynthese) verändert gegenüber deren Einzelbetrieb, da Prozesswärme direkt weiter genutzt werden kann und Reaktanten schon hinsichtlich Temperatur und Druck günstiger vorliegen können. Im Verbund können die Technologien daher ein anderes Effizienzoptimum erreichen, als dies bei der Einzelbetrachtung erkennbar wird (Niklaß et al. 2016, S. 32–34). Die folgende Betrachtung beschränkt sich jedoch – wie bei den anderen Technologieberichten – auf die Bewertung der jeweiligen Einzeltechnologie.

Methanol (MeOH) wird konventionell aus Synthesegas (Syngas) hergestellt, das im Wesentlichen aus der Reformierung bzw. Teiloxidation einer beliebigen fossilen Kohlenstoffquelle gewonnen wird (bei Erdgas als Quelle handelt es sich entsprechend um eine vorangestellte Dampfmethanreformierung, bei Nutzung von Kohle um Kohlevergasung). Nach der erfolgreichen Produktion wird das Syngas als kostengünstiger Rohstoff für die Herstellung von höherwertigem MeOH eingesetzt, wobei „im Gegensatz zur Fischer-Tropsch-Synthese die Methanolsynthese sowohl mit CO als auch direkt mit CO₂ durchgeführt werden“ kann (Niklaß et al. 2016, S. 33). Im industriellen Maßstab (siehe Abb. 3-45) wird gereinigtes Synthesegas, das üblicherweise in einem molekularen Verhältnis von 1:2–2,5 aus Wasserstoff (H₂) und Kohlenmonoxid (CO) besteht, für die heterogen katalysierte, exotherme Reaktion bei einem Druck von 210 bis 350 bar verwendet. Die Methanolsynthese erfolgt über Hydrierreaktionen (d. h. Anlagerung von Wasserstoffatomen) aus CO und CO₂.

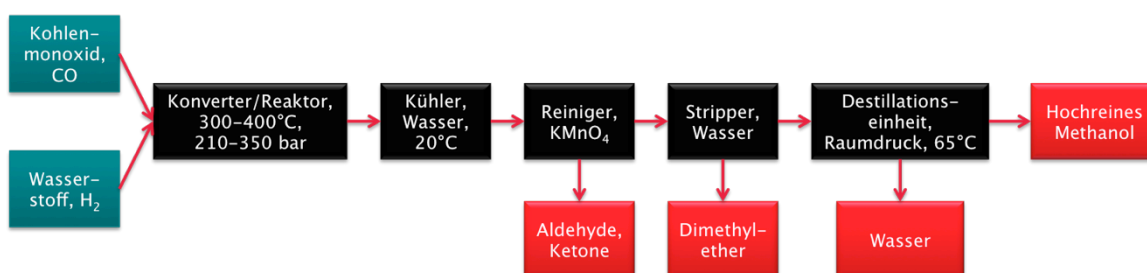


Abb. 3-45 Typische industrielle Einheit zur Methanolproduktion aus Synthesegas

Quelle: Galadima und Muraza (2015)

Für die auf Syngas aufbauende Reaktion werden in der Industrie verschiedene Katalysatorsysteme eingesetzt (Klier 1982; Rostrup-Nielsen 2000; Wender 1996). Üblich sind Mischoxidsysteme aus Aluminiumoxid, Magnesiumoxid und anderen Übergangsmetalloxiden. In manchen Anlagen erfolgt die Synthese auch bei vergleichsweise moderaten Temperaturen (200–290 °C) und einem Druck von nur 50–125 bar über entsprechende Katalysatoren (Cu-Zn-Aloxide).

MeOH-Großanlagen mit einer jährlichen Produktionskapazität von über 1.000 kt werden weltweit auf Basis der Technologien Coal-to-Liquid (CtL, hauptsächlich in China) oder Gas-to-Liquid (GtL, hauptsächlich im Nahen Osten) betrieben. Zu den wichtigsten chemischen Derivaten des Methanols gehören Formaldehyd (FA), Olefine, Methylamine und Methylacrylat (Galadima und Muraza 2015; Ouda et al. 2019).

Die Nutzung von CO₂ als Feedstock stellt die wesentliche Neuerung gegenüber dem klassischen Verfahren dar, welches Syngas nutzt, das aus fossilen Ausgangsstoffen wie Erdgas oder Kohle erzeugt wird (Álvarez et al. 2017). Um klassisches CO/H₂-Synthesegas zu erhalten, muss dabei in einem „Reverse Water Gas Shift (RWGS)“-Reaktor (siehe Kapitel 3.5.3) zunächst CO₂ durch Wasserstoff zu CO reduziert werden. Allerdings ist auch ein direkter Methanolsynthesepfad aus CO₂ in Entwicklung, der ohne einen RWGS-Reaktor auskommt (Bazzanella und Ausfelder 2017). Unter geeigneten Reaktionsbedingungen kann das Gemisch aus H₂ und CO₂ bei Temperaturen im Bereich von 300–400 °C in den Reaktor eingespeist werden. Die exotherme Natur der Reaktion bewirkt, dass ein entsprechend hoher Druck benötigt wird, um das Gleichgewicht zur Methanolbildung hin zu verschieben. Es wird hierbei thermische Energie freigesetzt. Unter den Synthesebedingungen müssen die Ausgangsprodukte, die aus gasförmigem Methanol in einer Mischung mit 2–5 % Carbonylverunreinigungen wie Aldehyden, Ketonen und Dimethylether (Galadima und Muraza 2015) bestehen, bei einem Druck zwischen 210 und 280 bar kondensiert werden. Hierzu muss das flüssige Methanol schonend druckentlastet und ausreichend gereinigt werden. Da bei der Methanolbildung zudem Wasser entsteht, muss unter Energieeinsatz das Methanol durch Destillation von diesem getrennt und das Wasser aufbereitet werden.

Bazzanella und Ausfelder (2017) stellen eine CO₂-Gesamtbilanz für die Methanolsynthese zu heutigen Bedingungen auf. Der Feedstock in Höhe von 1,373 t CO₂/t Methanol wird dabei als negative Emission (resultierend als „Nebenprodukt“ z. B. aus Biomasse oder durch Abscheidung aus der Atmosphäre) bilanziert. Dieser muss um den Carbon Footprint der zugehörigen CO₂-Versorgung (also der benötigten Infrastruktur zur Bereitstellung des CO₂) reduziert werden, der hier mit 0,58 t CO₂/t Methanol angesetzt wird, wodurch sich die Menge des vermiedenen CO₂ auf 0,79 t CO₂/t Methanol reduziert. Zudem müssen prozessbedingte THG-Emissionen berücksichtigt werden, die bei 0,123 t CO_{2-eq}/t Methanol liegen (0,106 t für die Wasserstoffelektrolyse mit dem aktuellen Strommix und 0,017 t für die restliche benötigte Prozessenergie, in der auch der im Vergleich zur Dampfmethanreformation (Steam Methane Reforming, SMR) fehlende Dampfüberschuss durch die separate Erzeugung von Dampf berücksichtigt ist), so dass sich ein Gesamtfußabdruck des kohlenstoffarmen Methanolprozesses in Höhe von -0,67 t CO₂/t Methanol ergibt. Berücksichtigt man, dass der konventionelle (erdgasbasierte) Prozess 0,85 t CO₂/t Methanol erzeugen würde, werden durch den kohlenstoffarmen Methanolprozess insgesamt 1,52 t CO₂/t Methanol vermieden.

Bisher existieren nur Anlagen oder Pläne für eine Methanolsynthese weit unter einem groß-industriellen Maßstab:

Der Hafen Rotterdam hat ein Projekt mit dem Titel „Waste to Chemistry“ mit den Industriepartnern Air Liquide, Nouryon (ehemals AkzoNobel Specialty Chemicals) und Enerkem unterzeichnet. Das kanadische Unternehmen Enerkem hat eine Technologie entwickelt, mit der gemischte Siedlungsabfälle in Synthesegas umgewandelt und

anschließend eine MeOH-Synthese durchgeführt werden kann. Das Konsortium hat das Ziel, 220 kt Methanol pro Jahr zu produzieren. (Enerkem 2019; Waste to Chemicals Rotterdam 2019)

Carbon Recycling International (CRI) aus Island hat eine Anlage gebaut, die mit erneuerbarer Energie Wasserstoff produziert und diesen mit geothermisch erhitztem CO₂ reagieren lässt. Die „George-Olah-Anlage“ ist mit einer Produktionskapazität von ca. 5 kt pro Jahr die weltgrößte im Einsatz befindliche CO₂-Methanolanlage. Die CO₂-Emissionen können im Vergleich zu fossilem MeOH um 90 % reduziert werden. (Galadima und Muraza 2015; Ouda et al. 2019)

BSE engineering aus Deutschland bietet Anlagen zur MeOH-Produktion mit vorangestellter Elektrolyse namens „FlexMethanol“ mit einer elektrischen Leistungsaufnahme von 10 und 20 MW und bei kontinuierlichem Volllastbetrieb einer jährlichen Methanolproduktion von 8,2 bzw. 16,4 kt an, welche mit den Partnern BASF, Aker-Solutions, InfraServ Knapsack und Sulzer entwickelt wurden und bis auf 100 MW skalierbar sein sollen. Die modular aufgebauten Anlagen können an verschiedenen Industriestandorten mit CO₂-Abtrennung eingesetzt werden. (bse engineering 2019)

In Deutschland entwickelt das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderte Projekt Carbon2Chem® Verfahrenswege und Anlagenkonzepte, um Stahlwerksgase in Chemikalien, z. B. MeOH oder Ammoniak, umzuwandeln. Stahlwerksgase sind reich an CO₂, CO und H₂, werden in einem integrierten Hüttenwerk bisher jedoch zur Strom- und Wärmeerzeugung mittels eines Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerks eingesetzt. (thyssenkrupp 2019)

In der BMWi-Förderinitiative „Energiewende im Verkehr“ wird die Methanol-Synthese in den Projekten *MEEMO* und *SynLink* erforscht.

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Der TRL konventioneller Methanolsynthesen liegt bei 7–9 (Álvarez et al. 2017; Bazzanella und Ausfelder 2017; Galadima und Muraza 2015; Niklaß et al. 2016). Entsprechende Anlagen sind in diversen Größen kommerziell verfügbar, dennoch besteht weiterer Entwicklungsbedarf hinsichtlich Effizienzsteigerungen, der Treibhausgasneutralität dienlicher Elektrifizierung, dem Auffangen von Abgasen und der Flexibilisierung (Niklaß et al. 2016 S. 17). Diese Entwicklungsschritte werden bis 2030 weitgehend geleistet sein, so dass bis dahin von einer kommerziellen Verfügbarkeit auch des CO₂-basierten Gesamtsystems ausgegangen werden kann.

Derzeit ist die CO₂-basierte Methanolroute unter Nutzung der Niedertemperaturelektrolyse in der Komponentenentwicklung technologisch fortgeschritten. Bei der Entwicklung muss jedoch noch an der geschlossenen Umsetzung der Gesamtroute von der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zur Weiterverarbeitung des Methanols zum Beispiel zu Kerosin gearbeitet werden. Eine Weiterentwicklung der Routen mittels Hochtemperatur- bzw. Ko-Elektrolyse erscheint hinsichtlich der Gesamtenergieeffizienz vielversprechend, befindet sich allerdings noch in einem früheren Entwicklungsstadium. (Niklaß et al. 2016 S. 14) Der TRL wird daher für 2020 auf 7–9 eingeschätzt. Es wird erwartet, dass dieser bis zum Jahr 2030 schließlich auf TRL 9 steigt und dann auch die großskalige kommerzielle Verfügbarkeit erreicht sein wird.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Die Methanolsynthese aus Wasserstoff und CO₂ benötigt nach Bergins et al. (2019 S. 44) bei einer optimal ausgelasteten 100-kt/a-Syntheseanlage mit 8.500 Volllaststunden pro Jahr ca. 200 kWh elektrischer Energie pro Tonne produziertem Methanol, vorwiegend zur Erzeugung des zur Reaktion benötigten hohen Drucks. Hinzu kommen darüber hinaus noch ca. 85 kWh elektrischer Energie für die Aufbereitung des aus der abschließenden Destillation anfallenden Wassers. Dabei ist die Methanolsynthese selbst eine stark exotherme Reaktion, bei der entsprechend viel thermische Energie freigesetzt wird. Die freiwerdende Energiemenge ist abhängig davon, ob CO₂ oder CO als Kohlenstoffquelle verwendet wird. Die Hydrierung von Kohlenmonoxid ($\text{CO} + 2 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH}$ mit einer molaren Reaktionsenthalpie von $\Delta H^\circ = -90.8 \text{ kJ/mol}$) setzt ca. doppelt so viel Wärme pro Einheit Methanol frei wie die Hydrierung von CO₂ ($\text{CO}_2 + 3 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$ mit einer molaren Reaktionsenthalpie von $\Delta H^\circ = -49.5 \text{ kJ/mol}$). (Bazzanella und Ausfelder 2017 S. 62).

Die Energieeffizienz eines Anlagenverbunds mit Methanolsyntheseanlage hängt entsprechend vom Feedstock und von der Nutzbarkeit der Wärme für andere Anwendungen, z. B. die Abscheidung von CO₂ aus der Luft, ab. Bazzanella und Ausfelder (2017) geben für eine Tonne Methanol einen Wasserstoffbedarf von 0,189 t (sowie 1,373 t CO₂) und einen zusätzlichen elektrischen Energiebedarf von 1,4–2 MWh an, während Bergins et al. (2019) durch höheren Wasserstoffeinsatz von lediglich 200 kWh elektrischer Energie pro Tonne Methanol ausgehen. Sie geben gleichzeitig als theoretisches Optimum eine Energieeffizienz von nahezu 90 % an. BSE engineering (2019) gibt für deren aktuellen Anlagen mit integrierter Wasserstoffherzeugung abhängig von der eingesetzten Elektrolysetechnik eine elektrische Effizienz von 55–74 % an.

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Ouda et al. (2019, S. 393) gehen von Investitionskosten für die Methanolsyntheseanlagen von 810 € pro Tonne Jahresproduktionskapazität aus, wozu nochmals 10 % für Instandhaltung und Versicherung hinzukommen, d. h. insgesamt ca. 900 €/t Jahreskapazität. Außerdem sind u. a. noch (Lohn-)Kosten für den Betrieb zu berücksichtigen.

Bazzanella und Ausfelder (2017, S. 66) geben für die Methanolsynthese Kosten von 50 bis 150 € pro Tonne an, sofern die Kosten für den Wasserstoff nicht einbezogen werden. Hierbei lassen sie die Stromkosten von 10 bis 50 €/MWh und die jährlichen Volllaststunden von 3.000 bis 7.000 Stunden variieren. Inklusive der Wasserstoffkosten beziffern sie die Methanolproduktionskosten auf 280 bis 826 €/t, mit einem mittleren Wert von 536 €/t (bei 30 €/MWh Strombezug und 5.000 Volllaststunden/Jahr). Demgegenüber gehen Bushuyev et al. (2018) von deutlich geringeren Gesamtkosten im Bereich von ca. 240 € pro Tonne Methanol aus, wobei allerdings ein recht geringer Strompreis von ca. 16 €/MWh zugrunde gelegt wird und keine Aussage über die Auslastung der Anlage getroffen wird. Für die Ist-Situation werden daher die zuvor genannten Bandbreiten aus Bazzanella und Ausfelder (2017, S. 66) übernommen. Eine Aussage zur Fortschreibung der Kosten ist derzeit nicht möglich.

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Die Zahl der Publikationen und Entwicklungsaktivitäten im Bereich der Methanolsynthese ist moderat, aber dennoch lassen sich statistisch ansatzweise belastbare Schlüsse aus der Publikationsanalyse ziehen.

So scheint der deutsche Anteil an den weltweiten Publikationen geringer zu werden, und vor allem China erscheint als wichtigster und weiter aufstrebender Akteur in der Forschung zu dieser Technologie. Unter Berücksichtigung der wenigen bekannten deutschen Entwicklungsprojekte wird die Zukunftsprognose der internationalen Aufstellung daher eher pessimistisch mit „nur eingeschränkt konkurrenzfähig“ angegeben (vgl. Tab. 3-94).

Tab. 3-94 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Methanolsynthese

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input checked="" type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |
-

Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis einschließlich 20. Dezember 2019 angewendet: (*"Methanol Synthesis" AND (CO OR CO₂ OR "carbon*oxide" OR H OR hydrogen)*) OR (*"Methanol Synthese" OR "Methanol*Synthese"*) AND (*CO OR CO₂ OR "carbon*oxide" OR H₂ OR hydrogen OR "Kohlen*oxid" OR Wasserstoff*) OR (*PTL-MeOH*).

Dabei wurden insgesamt 2.483 Publikationen gefunden, von denen 1.988 in den Jahren von 1995 bis 2019 veröffentlicht wurden. In diesem Zeitraum erschienen insgesamt 178 Publikationen unter Beteiligung deutscher Autoren sowie 254 unter US-amerikanischer und 607 unter chinesischer Beteiligung. Abb. 3-46 zeigt die Ergebnisse der Publikationsanalyse für den Zeitraum 1995–2018.

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 116 Artikeln pro Jahr, davon 14 pro Jahr (12 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 7 %, während die Publikationen unter deutscher Beteiligung unterdurchschnittlich mit lediglich 4 % pro Jahr zulegten. Aufgrund der geringen Anzahl von unter 20 Publikationen pro Jahr ist diese länderspezifische Auswertung allerdings mit einer großen Unsicherheit behaftet. Die USA verzeichneten im selben Zeitraum sogar einen jährlichen Rückgang um ca. 2 %, während China eine Steigerungsrate von ca. 10 % pro Jahr aufweist.

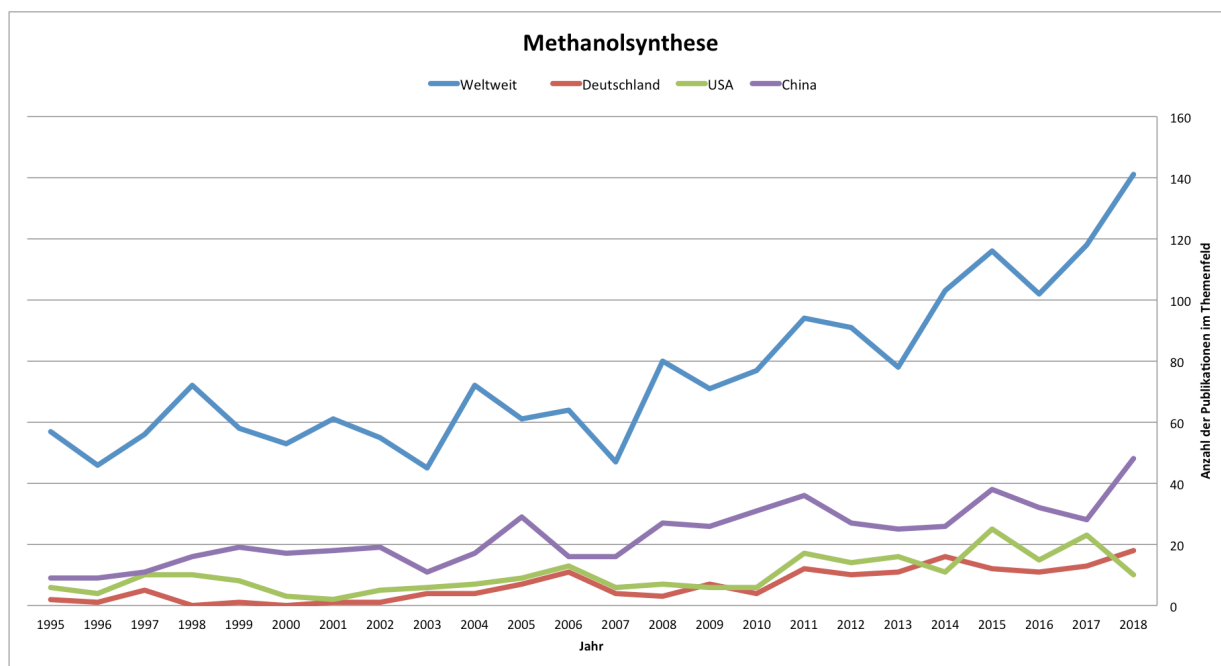


Abb. 3-46 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Methanolsynthese

Insgesamt werden die industriepolitischen Chancen für die Methanolsynthese daher als niedrig (Stufe „2“ auf einer Skala von 1 bis 5) bewertet.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Die Methanolsynthese selbst liefert H_2O als ein Nebenprodukt, läuft also unter Wasserabgabe ab (Niklaß et al. 2016). Die Wassermenge ist abhängig von der Wahl des Kohlenstofffeedstocks (CO oder CO_2). Kohlenmonoxid lässt kein Wasser entstehen, während bei Nutzung von Kohlendioxid im Idealfall eines vollständigen Stoffumsatzes und ohne Annahme von Verlusten pro eingesetzten Molekül CO_2 ein Molekül $MeOH$ und ein Molekül Wasser gebildet wird – somit entstehen in diesem Fall pro Tonne Methanol 0,56 t Wasser. Dieses Wasser kann wiederum einen Teil des Wasserbedarfs der Wasserstoffelektrolyse decken (ebenso wie das aus der Niedertemperatur-DAC von CO_2 entstehende Wasser).

Kriterium 6: Flächenbedarf

Über den Flächenbedarf dieser Syntheseanlagen liegen keine Erkenntnisse vor. Der konkrete Flächenbedarf kann jedoch wie bei vielen Chemieanlagen in begrenztem Umfang an die örtlichen Gegebenheiten angepasst werden, was jedoch zu Kostensteigerungen führen kann.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Kritische Stoffe können potenziell in den Katalysatormaterialien zum Einsatz kommen, jedoch ist hierbei die Entwicklung noch nicht abgeschlossen und unterschiedliche Materialkombinationen erscheinen denkbar. Typischerweise werden kommerzielle Katalysatoren für die Methanolsynthese ($Cu-ZnO-Al_2O_3$) durch eine Kopräzipitation hergestellt und enthalten üblicherweise etwa 50–70 Mol-% CuO , 20–50 % ZnO und 5–20 % Al_2O_3 . (Álvarez et al. 2017)

Auch palladiumhaltige Katalysatoren mit Oxiden oder anderen Materialien als Träger wurden als gute Kandidaten für die Methanolsynthese aus Syngas und verwandte Prozesse identifiziert (Álvarez et al. 2017; Matsumura et al. 2001; Shen et al. 2001; Sudhakar und Vannice 1985), wobei auch hier die Robustheit hinsichtlich Deaktivierungsrisiken gesteigert werden muss (Oyola-Rivera et al. 2015) und auch kupferhaltige Gefüge vielversprechend erscheinen (Chu et al. 2013).

Somit lässt sich die Kritikalität hinsichtlich des Rohstoffbedarfs nicht abschließend beurteilen. Es erscheint aber plausibel, dass abhängig von der Kritikalitätsbewertung wiederum ein Trade-off hinsichtlich Selektivität, Energieeffizienz oder Lebensdauer der eingesetzten Katalysatoren und damit deren ökonomischer Attraktivität möglich ist. Der Bedarf an Katalysatormaterialien ist zudem abhängig von deren Lebensdauer sowie Möglichkeiten zur Rückgewinnung und Reaktivierung. Sofern es möglich ist, im Wesentlichen ohne Materialverlust die benötigten Stoffe im Kreis zu führen, dürfte die Kritikalität der Bedarfsseite gering sein. Dies hängt allerdings wiederum von den künftigen Entwicklungen der Katalysatoren ab. Von den zuvor identifizierten möglichen Katalysatormaterialien für die Methanolsynthese zählt nur Palladium zu der von der EU-Kommission definierten Gruppe kritischer Rohstoffe. Da prinzipiell aber Alternativen auf Basis von weniger kritischem Kupfer, Zink oder Aluminium bestehen, wird die Anzahl kritischer Rohstoffe über den gesamten Betrachtungszeitraum auf 0–1 eingeschätzt.

Gefahrstoffe werden bei der Herstellung nicht verwendet.

Der Bedarf an kritischen Stoffen wird daher insgesamt als relativ gering angesehen und deshalb für den gesamten Zeitraum mit „2“ auf der Skala von 1 bis 5 bewertet.

Kriterium 8: Flexibilität

Hinsichtlich der Flexibilisierung der Reaktorfahrweise hat es in den letzten Jahren Fortschritte gegeben. Niklaß et al. (2016) betonen, dass speziell bezüglich Flexibilität und Teillastbetrieb von Methanolsyntheseanlagen noch erheblicher Forschungsbedarf bestünde. Weiter schreiben sie, dass die stark exotherme katalytische Reaktion der Methanolsynthese eine erhöhte Gefahr von lokalen Überhitzungen („Hot-Spots“) im Synthesereaktor mit sich bringe. Dies sei ebenfalls ein bei der Fischer-Tropsch-Synthese bestehendes Risiko, die diesbezüglich aber empfindlicher als die Methanolsynthese sei. Zudem könne ein stabiler Betriebszustand („Steady-State“) bereits innerhalb von drei Stunden erreicht werden. Dabei ließe sich aus dem Warmstart („Hot Stand-by“) ein stabiler Betriebszustand weitaus schneller erreichen als bei der FT-Synthese. Sie schreiben weiter: „Allgemein ist der Umsatz zu Methanol temperatur-, druck- und kompositionsabhängig, weswegen veränderte Eingangsparameter abzufangen sind. Eine Erhöhung der Temperatur durch einen höheren Eingangsstrom kann beispielsweise Deaktivierung und Zerstörung des Katalysators zur Folge haben.“ (Niklaß et al. 2016 S. 36)

Die von BSE engineering (2019) beschriebenen verfügbaren Kompaktanlagen mit einer maximalen Jahreskapazität von 8,2 bzw. 16,4 kt Methanol bei stetiger Volllast können dagegen mittlerweile innerhalb von 15 Sekunden zwischen 10 und 120 % Lastbetrieb variiert werden. Bergins et al. (2019) stellen allerdings dar, dass eine ökonomisch tragfähige Methanolsyntheseanlage (in ihrer Betrachtung stets in direkter

Verbindung mit den entsprechenden Elektrolyseuren und Anlagen zur CO₂-Bereitstellung) mindestens eine Jahreskapazität von 50 kt Methanol aufweisen muss. Dies schränkt die Flexibilität und Skalierbarkeit der Anlagen ein. Wird eine flexible Fahrweise der Anlage angenommen, verringert sich die Anzahl der Volllaststunden deutlich, was die ökonomische Tragfähigkeit gefährdet (siehe auch Ouda et al. 2019).

Aufgrund der technischen Fortschritte, aber unter Berücksichtigung der ökonomischen Nachteile eines flexiblen Teillastbetriebs wird die Technologie daher mit einem Flexibilitätsgrad von „3“ auf der Skala von 1 bis 5 bewertet.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Die Anlagen zur Methanolsynthese weisen die in der chemischen Industrie üblichen Lebensdauern und Investitionszyklen von mindestens 20–30 Jahren auf. Aufgrund der vielseitigen Verwendbarkeit von Methanol sowohl in der direkten Kraftstoffnutzung als auch als Ausgangsstoff für diverse weiterführende Syntheserouten sowohl zur Kraftstoffproduktion (Methanol-to-Gasoline/ -Kerosene/ -DME/ -OME) als auch zur Erzeugung von Basischemikalien (Methanol-to-Olefine) erscheint die Gefahr einer Pfadabhängigkeit gering. Sie wird daher hier mit „1“ auf der Skala von 1 bis 5 bewertet.

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-95 Methanolsynthese: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 6: Syntheseprozesse | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | |
|---------------------------------------|---|---|--|--|-------|-------|--------|--|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Methanolsynthese | | | | | Quellenangabe |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | x | | | |
| | | TRL | | 7 bis 9 | 9 | 9 | 9 | Bazzanella und Ausfelder 2017 Niklaß et al. (2016); Ouda et al., 2019 |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | % | 74 | n. a. | n. a. | < 90 % | Bergins et al. 2019 BSE engineering (2019) |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output (ggfs. abweichend, siehe Einheitenspalte) | €/t MeOH | 50-150 (ohne H2), 280-826 (mit H2) | n. a. | n. a. | n. a. | Bazzanella und Ausfelder 2017 und Bushuyev et al., 2018; Ouda et al. 2019 |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 2 | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | nur eingeschränkt konkurrenzfähig | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 14 / 116 | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | 4 | | | | |
| | | %/Jahr (Welt) | 7 | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch (negative Werte: Wasser entsteht als Nebenprodukt) | t H2O / t MeOH | 0 (Feedstock CO), min -0,56 (Feedstock CO2) | n. a. | n. a. | n. a. | Niklaß et al. 2016 |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 2 | 2 | 2 | 2 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0-1 | 0-1 | 0-1 | 0-1 | Chu et al. 2013; Álvarez et al. 2017 |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Niklaß et al. 2016; Ouda et al. 2019 |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Eigene Einschätzung |

3.6.4 Fischer-Tropsch-Synthese + Raffination

Die Übergänge zwischen den Technologiegruppen „Synthese“ und „Aufbereitung“ sind teils fließend. Dies trifft insbesondere auf die Fischer-Tropsch-Synthese (nachfolgend FT-Synthese) zu, die hier der Kategorie „Synthese“ zugeordnet ist.

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Die FT-Synthese ist ein Verfahren zur CO-Polymerisation und Hydrierung, d. h. aus den Ausgangsstoffen Kohlenmonoxid und Wasserstoff (Synthesegas) werden langkettige Kohlenwasserstoffe erzeugt. Die Hauptprodukte sind neben dem Syntheseöl (auch als „Syn crude“ bezeichnet) und einem je nach Prozessparametern unterschiedlich hohen Anteil an Wachsen sauerstoffhaltige Verbindungen und Wasser.

Als Ausgangsstoff kann eine Vielzahl von Synthesegaszusammensetzungen verwendet werden. Für kobaltbasierte Katalysatoren liegt das optimale $H_2:CO$ -Verhältnis bei etwa 1,8 bis 2,1.⁸ Katalysatoren auf Eisenbasis können aufgrund der intrinsischen Wasser-Gas-Shift-Reaktionsaktivität des Eisenkatalysators niedrigere Verhältnisse⁹ tolerieren. Im Prinzip reagieren ein CO-Molekül und zwei H_2 -Moleküle zu einem Wassermolekül (H_2O) und einer CH_2 -Gruppe. Aus den CH_2 -Gruppen entstehen zunehmend länger werdende Kohlenwasserstoffketten. Das Synthesegas kann wiederum mittels RWGS oder Wasserstoff-Ko-Elektrolyse erzeugt werden. Die FT-Synthese produziert ein breites Spektrum sauerstoffhaltiger Verbindungen, darunter Alkohole und aliphatische Kohlenwasserstoffe mit Kohlenstoffzahlen von C_1-C_3 (Gase) bis C_{35+} (feste Wachse). Für synthetische Kraftstoffe sind die gewünschten Produkte olefinische Kohlenwasserstoffe im C_5-C_{10} -Bereich.

Bei den FT-Prozessen unterscheidet man zwischen Niedertemperatur-FT (LTFT, 200–240 °C) und Hochtemperatur-FT (HTFT, 300–350 °C). Bei der LTFT-Technologie werden Suspensions- und Mehrrohren-Festbett-Reaktoren, bei der HTFT-Technologie Wirbelschichtreaktoren (entweder mit Festbett oder zirkulierendem Bett) verwendet.

Die HTFT-Synthese wird eingesetzt, um ungesättigte Kohlenwasserstoffe mit niedrigem Molekulargewicht (hauptsächlich von C2- bis C7-Alkenen, angefangen bei Ethen) herzustellen. Generell besteht dabei jedoch ein Trade-Off zwischen der Vermeidung verstärkter Methanbildung und festen Bestandteilen (Wachsen) mit langen Kohlenstoffketten und -mehrfachringen. *Höhere Temperaturen* führen zu schnelleren Reaktionen und höheren Umwandlungsraten, begünstigen aber tendenziell auch die Methanproduktion. Eine *Erhöhung des Drucks*, wie bei der LTFT-Synthese notwendig, führt ebenfalls zu den erwünschten höheren Umwandlungsraten und begünstigt zugleich die Bildung langkettiger flüssiger Alkane, was bis zu einer gewissen Kettenlänge zumeist erwünscht ist. Die sehr langkettigen Kohlenwasserstoffe sind jedoch Wachse, die bei Raumtemperatur fest sind. Daher kann es zur Herstellung von flüssigen Kraftstoffen für den Verkehrssektor notwendig sein, anschließend einen Teil, namentlich

⁸ Bei einem molaren bzw. Volumen-Mischungsverhältnis von $H_2:CO = 2:1$ besteht ein Massenverhältnis von $H_2:CO=1:7$.

⁹ Diese Reaktivität kann für solches Synthesegas wichtig sein, das aus Kohle oder Biomasse gewonnen wird, da hier zumeist relativ niedrige $H_2:CO$ -Verhältnisse (< 1) vorliegen.

die wachsförmigen Fischer-Tropsch-Produkte, (im Hydrocracker) zu spalten, was besonders bei der LTFT-Synthese der Fall ist.¹⁰ Typische Drücke der FT-Synthese reichen von einer bis über hundert Atmosphären. Noch höhere Drücke wären für die Reaktionskinetik günstig, können aber zur Deaktivierung des Katalysators durch Koksbildung führen und gehen mit zumeist als unökonomisch hoch erachteten Kosten für die Hochdrucktechnik einher. (Basu 2018; Speight 2019)

Bevor das Syntheseöl („Syncrude“) genutzt werden kann, muss es noch weiter aufbereitet werden, was in der Regel durch Rektifikation (ein komplexeres Destillationsverfahren) und Weiterbehandlung der nicht direkt nutzbaren Fraktionen im etablierten Hydrocracker erfolgen kann – wobei das Hydrocracken wiederum einen signifikanten Wasserstoffbedarf von bis zu 45 kg H₂ pro Tonne der nicht direkt nutzbaren Fraktion des Syntheseöls aufweist. (Fasihi et al. 2016; de Klerk 2014)

Da die FT-Synthese bei Temperaturen zwischen 200 und 340°C abläuft (siehe oben), lässt sich die Abwärme für im Gesamtpfad relevante weitere Prozesse nutzen, wie z. B. für die Hochtemperatur-Elektrolyse zur Wasserstoffbereitstellung und bei Wärmeströmen geringerer Temperatur für Prozessschritte in der CO₂-Abtrennung (Niedertemperatur-DAC). Ebenso kann diese Wärme für Weiterverarbeitungsschritte der Syntheseprodukte genutzt werden, wie z. B. bei der Destillation zur Gewinnung von Kerosin aus dem FT-Syntheseprodukt. (Niklaß et al. 2016)

Im Gegensatz zu Methanol oder Ethanol, die dem Benzin beigemischt werden, um den CO₂-Fußabdruck der jeweiligen Kraftstoffe zu reduzieren, bzw. nach Motor-Umrüstung auch zu 100 % eingesetzt werden können, handelt es sich bei den entsprechenden synthetischen Kraftstoffen um Drop-in-Kraftstoffe, welche nahezu die gleiche chemische Zusammensetzung wie fossile Kraftstoffe haben und diese ohne Motorumrüstung vollständig ersetzen könnten. Allerdings haben Kerosine aus der Fischer-Tropsch-Synthese in der Regel einen geringeren Anteil an Aromaten als Kerosin aus Rohöl, wodurch eine nachträgliche Aromatenanreicherung notwendig wird. Zudem ist die Schmierfähigkeit des synthetischen Kerosins deutlich geringer als bei Rohölprodukten. (Bazzanella und Ausfelder 2017; Niklaß et al. 2016) Nach Auffassung des Industriebeirats von MENA-Fuels ist eine Hauptschwierigkeit, dass es für die CO₂-basierte Synthese noch keine voll entwickelten Katalysatoren gibt, hier bestehe noch Entwicklungsbedarf (Auer und Ganzer 2020). Daneben werden auch das Co-Processing bei Kerosin und die Logistik bei dezentraler Produktion als weitere noch zu lösende Herausforderungen genannt (Böltken 2020).

Das Start-Up Sunfire betreibt in Dresden die weltweit erste Power-to-Liquid-Pilotanlage „Fuel 1“. Mit dem kombinierten Betrieb einer Dampf-Elektrolyse, die unter Überdruck einen elektrischen Wirkungsgrad von deutlich über 90 % (für 10 kW_{el}) erreicht, einer RWGS-Anlage zur CO₂-Umwandlung und der FT-Synthese kann die Anlage aus CO₂, Wasser und erneuerbarer Energie Kohlenwasserstoffe mit einem Gesamtwirkungsgrad von bis zu 65 % (hinsichtlich des Heizwertes (LHV) von H₂ zur elektrischen

¹⁰ Um die Bildung von langen Kohlenstoffketten zu vermeiden, haben einige Forscher vorgeschlagen, Zeolithe oder andere Katalysatorsubstrate mit Poren fester Größe zu verwenden, welche die Bildung von Kohlenwasserstoffen länger als eine bestimmte charakteristische Größe einschränken können (typischerweise auf $n < 10$).

Leistung) erzeugen. Seit April 2015 erzeugt die Anlage synthetischen Diesel aus „e-Crude“, einem FT-Rohprodukt mit einer Kapazität von ca. einem Barrel pro Tag (ca. 160 Liter). (Bazzanella und Ausfelder 2017; von Olshausen und Hauptmeier 2019) Das CO₂ wird dabei klimaneutral mittels Abscheidung aus der Luft gewonnen.

Innerhalb des vom BMBF geförderten Kopernikus-Projekts Power-to-X hat die Firma Ineratec 2020 zusammen mit ihren Partnern Climeworks, Sunfire und KIT in einer kompakten „containerbasierten Versuchsanlage ... erstmals alle vier benötigten chemischen Prozessschritte zu einem kontinuierlichen Verfahren mit maximaler Kohlendioxidausnutzung und besonders hoher Energieeffizienz“ integriert (Ineratec 2020). Diese Schritte beinhalten die Abscheidung von CO₂ aus der Umgebungsluft, die gleichzeitige elektrolytische Spaltung von CO₂ und Wasserdampf zu CO und H₂ (Ko-Elektrolyse), die eigentliche FT-Synthese mittels eines mikrostrukturierten Reaktors und der Weiterverwendung der entstehenden Prozesswärme sowie das Hydrocracken zur Optimierung der finalen Kraftstoffe Benzin, Kerosin und Diesel. Mit dieser Versuchsanlage können derzeit 10 l Kraftstoff pro Tag produziert werden; geplant ist die Hochskalierung auf eine Leistung von 200 l/Tag, bevor eine vorindustrielle Demonstrationsanlage mit 1.500–2.000 l/Tag errichtet werden soll.

In der BMWi-Förderinitiative „Energiewende im Verkehr“ wird die FT-Synthese in den Projekten *PlasmaFuel*, *PowerFuel* und *SynLink* erforscht.

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Fossil betriebene FT-Reaktoren sind seit den 1950er Jahren im Einsatz und es existieren diverse Reaktor-Designs. Bazzanella und Ausfelder (2017) geben für eine *integrierte* FT-Synthesanlage inklusive Elektrolyseuren einen TRL von 5 bis 7 an. Einige der Komponenten sind schon sehr weitgehend entwickelt, jedoch existiert noch keine kommerzielle Anlage von industrieller Größe. Es erscheint plausibel, dass bei intensiver Entwicklungstätigkeit kommerzielle Anlagen industrieller Größe bis 2030 zur Verfügung stehen können.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Für eine Tonne Syncrude werden 290 kg Wasserstoff (mit einem Heizwert von 33,3 kWh/kg) benötigt. Der Syngas-Bedarf für eine Tonne Syncrude bzw. 12,6 MWh Kraftstoff als Output aus dem Hydrocracker beträgt nach Fasihi et al. (2016) 2,34 t (2,05 t CO mit 5,7 MWh Heizwert, 0,29 t H₂ mit 9,5 MWh Heizwert, d. h. insgesamt 15,2 MWh), wobei über den Gesamtprozess hinweg laut Fasihi et al. (2016) 4,24 MWh und laut Bazzanella und Ausfelder (2017) 2,9 MWh Abwärme anfällt. Dies genüge letzteren zufolge für die Versorgung der Verdampfungsanlage für das im Sunfire-Gesamtprozess benötigte Wasser, wenn eine effiziente Wärmerückgewinnung in der Prozesskonfiguration gewährleistet sei. Das Hydrocracking der nicht direkt nutzbaren Syntheseöl-Fraktion erfordert weiteren Wasserstoff (siehe oben). Insgesamt könne der Prozess hinsichtlich der eingesetzten Energie in Form von Strom, Wärme und chemischer Energie im Verhältnis zur chemischen Energie der Produkte mit einer Energieeffizienz von 65 % ablaufen, wobei die Energieeffizienz der Wasserstoffelektrolyse nicht berücksichtigt wurde.

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Aus den Angaben von Bazzanella und Ausfelder (2017) lassen sich FT-Prozesskosten von ca. 500 € pro Tonne synthetischen Diesels ableiten. Unter Einbeziehung der Wasserstoffkosten für die benötigten 286 kg H₂ mit 3–4,5 € pro kg gehen sie von 1,2–1,5 €/l bzw. 1.400–1.700 € pro Tonne Produkt aus.

Fasihi et al. (2016) beschreiben die Kosten für eine Gesamtanlage inklusive einer CO₂-Abtrennungsanlage für Abgase, einer RWGS-Anlage, einer FT-Syntheseeinheit und einem Hydrocracker mit 32,11 € pro MW_{th} Produktionsleistung. Der Capex wird von ihnen auf ca. 440.000 € pro Tonne Produkt geschätzt, bei einer Ausbeute von 60 % Diesel, 25 % Flugtreibstoff und 15 % Naphtha. Für den Opex setzen sie jährlich 3 % des Capex an, bei einer angenommenen Lebensdauer von 30 Jahren.

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Die Zahl der Publikationen und Entwicklungsaktivitäten im Bereich der Fischer-Tropsch-Synthese ist sehr umfassend. Dies liegt unter anderem daran, dass diese Technologie schon lange insbesondere in China und in Südafrika zur Herstellung von Kraftstoffen auf Kohlebasis verwendet wird, aber auch am schon länger bestehenden Interesse an einer Nutzung der FT-Synthese für die Erzeugung weitgehend klimaneutraler Kraftstoffe (mit langjährigen Demoprojekten zur Herstellung von Biotreibstoffen). Entsprechend sind sehr viele Publikationen verfügbar – die Herausforderung besteht hier eher darin, mit dieser Synthese verbundene, aber nicht für die auf erneuerbaren Quellen beruhende Kraftstoffproduktion relevante Publikationen herauszufiltern.

Der deutsche Anteil an den weltweiten Publikationen ist vergleichsweise gering, scheint allerdings zu steigen, jedoch nicht im gleichen Maße wie dies für China gilt, das auch hier als wichtigster und weiter aufstrebender Akteur in der Forschung zu dieser Technologie in Erscheinung tritt. Dementsprechend und aufgrund der wenigen bekannten deutschen Entwicklungsprojekte wird die Zukunftsprognose der internationalen Aufstellung eher pessimistisch mit „nur eingeschränkt konkurrenzfähig“ angegeben (vgl. Tab. 3-96).

Tab. 3-96 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Fischer-Tropsch-Synthese

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input checked="" type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis einschließlich 20. Dezember 2019 angewendet: ((*Fischer*Tropsch*) OR ("*Fischer Tropsch*") AND NOT (*Asphalt* OR *construction* OR *rubber* OR *biomass* OR *odorants* OR *photosynthesis* OR *photosynthese* OR *sunlight** OR *microelectromechanical* OR *Baustoff**)). Der Ausschluss diverser Begriffe wie „Asphalt“ oder „Photosynthese“ erfolgte, um offensichtlich nicht relevante

Publikationen aus der umfangreichen Ergebnisliste auszuschließen, die jeweils stichprobenhaft kontrolliert wurde.

Dabei wurden schließlich insgesamt 10.991 gefundene Publikationen einbezogen, von denen 9.403 in den Jahren von 1995 bis 2019 veröffentlicht wurden. In diesem Zeitraum erschienen insgesamt 541 Publikationen unter Beteiligung deutscher Autoren sowie insgesamt 2.190 unter US-amerikanischer und 1.665 unter chinesischer Beteiligung. Abb. 3-47 zeigt die Ergebnisse der Publikationsanalyse für den Zeitraum 1995–2018.

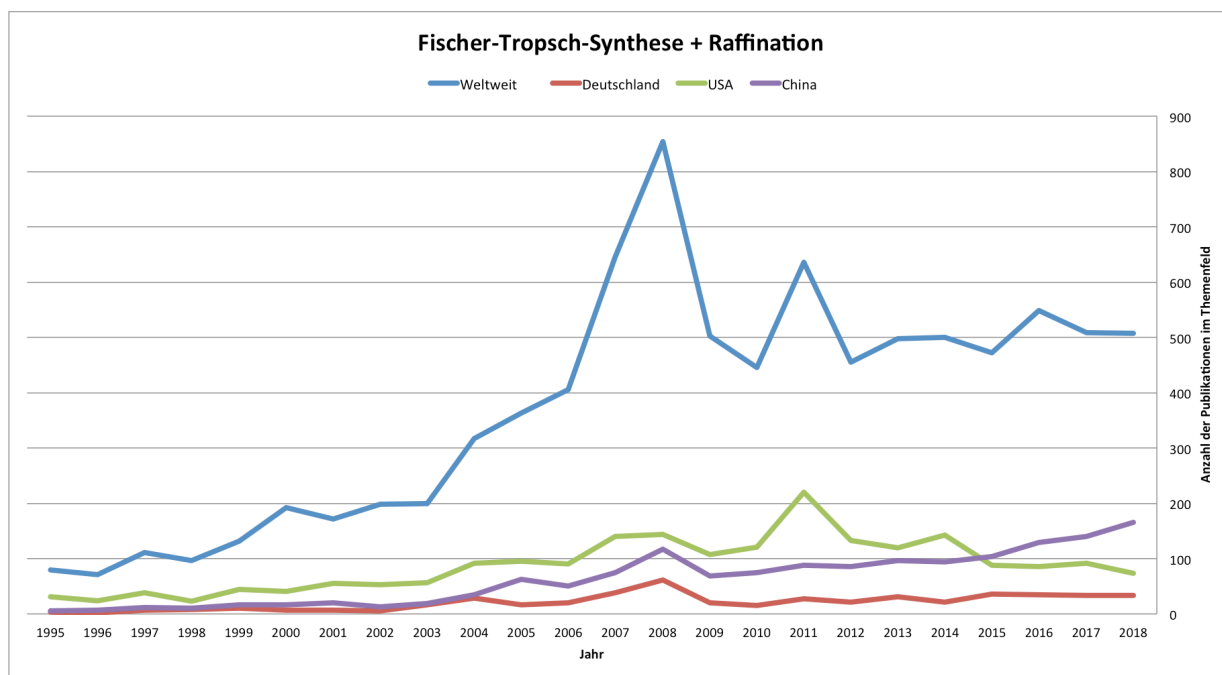


Abb. 3-47 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Fischer-Tropsch-Synthese

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 507 Artikeln pro Jahr, davon 32 pro Jahr (6 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 1 %, während die Publikationen unter deutscher Beteiligung überdurchschnittlich mit 7 % pro Jahr zulegten, was beides allerdings durch starke jährliche Schwankungen mit einer recht großen Unsicherheit belegt ist. Die USA verzeichneten im selben Zeitraum sogar einen jährlichen Rückgang um ca. 14 %, während China eine Steigerungsrate von ca. 14 % pro Jahr verzeichnen konnte.

Insgesamt werden die industriepolitischen Chancen für die FT-Synthese daher als niedrig (Stufe „2“ auf einer Skala von 1 bis 5) bewertet.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Die FT-Synthese setzt Wasser frei. Pro produzierter Tonne Syncrude in Form langkettiger Kohlenwasserstoffe entstehen fast 1,3 t Wasser. Umgebende Prozesse wie Destillation und Hydrocracking und die Wasserstoffelektrolyse haben dagegen deutlichen Wasserbedarf. Diese Bedarfe sind stark abhängig vom Anteil der mittels Hydrocracken zu behandelnden Fraktion des Syntheseöls, hierzu liegen allerdings keine Angaben vor.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Es liegen keine Erkenntnisse über die übliche Ausdehnung derartiger Syntheseanlagen vor; der konkrete Flächenbedarf kann jedoch wie bei vielen Chemieanlagen in begrenztem Umfang an die örtlichen Gegebenheiten angepasst werden, was ggf. aber zu Kostensteigerungen führen kann.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Üblicherweise werden für die FT-Synthese Eisen- und Kupfer-Katalysatoren eingesetzt; bei den benötigten Mengen kann aber davon ausgegangen werden, dass hier keine Kritikalität vorliegt. Darüber hinaus kommt in den Katalysatoren auch Kobalt zum Einsatz; dieses wird bei ordnungsgemäßem Prozessablauf vollständig rezykliert und gelangt nicht in die Umwelt (Böltken 2020). In den Katalysatoren für das Hydrocracken können bei schwefelfreien Edukten platin- und palladiumhaltige Materialkombinationen eingesetzt werden; bei schwefelhaltigen Edukten kommen Kombinationen aus Kobalt und Molybdän, Nickel und Molybdän, oder auch Nickel und Wolfram zum Einsatz. Gefahrstoffe werden nicht verwendet. Der Bedarf an kritischen Stoffen wird daher insgesamt mit „3“ auf der Skala von 1 bis 5 eingeschätzt.

Kriterium 8: Flexibilität

Niklaß et al. (2016) betonen, dass speziell bezüglich Flexibilität und Teillastbetrieb von FT-Syntheseanlagen noch erheblicher Forschungsbedarf bestünde. Gerade dieser Syntheseschritt in der PtL-Produktionskette weist eine erhebliche Trägheit auf. Bis ein stabiler Betriebspunkt erreicht ist, kann das Anfahren bis zu 100 Stunden dauern. Schon kleine Veränderungen der Reaktionsparameter wie etwa das H₂/CO-Verhältnis, Temperatur oder Druck verändern die Selektivität und Ausbeute erheblich. Die stark exothermen katalytischen Reaktionen können während des Anfahrens zu lokalen Überhitzungen führen, sogenannten Hot-Spots. Diese können zum Sintern und zur Zerstörung des Katalysators führen. Dagegen ist das Anhalten des Synthesereaktors in einen heißen Haltebetrieb relativ problemlos innerhalb weniger Minuten möglich, allerdings ist auch aus diesem Haltebetrieb die Reaktivierung des Prozesses aufwändig. Auch während des weiteren Betriebs reagiert der Prozess auf Laständerungen empfindlich, was sich in einer veränderten Produktzusammensetzung auswirkt.

Für die Aufbereitung mittels Hydrocracker und Rektifikationskolonnen ist zu beachten, dass Hydrocracker zwar flexibel eingestellt werden können, jedoch empfindlich auf die Zusammensetzung des Ausgangsgemisches reagieren. Dies kann laut Niklaß et al. (2016) durch eine Zwischenlagerung der Syntheseprodukte in einer integrierten Anlage (FT-Syncrude und Methanol) abgepuffert und die Ansprüche an die Flexibilitäten können im Bereich der Produktaufbereitung verringert werden. Auf diese Weise können die Aufbereitungsanlagen kontinuierlich in einer stabil eingestellten Betriebsweise gehalten werden.

Aufgrund der Trägheit und der langen Einschwingzeit der Reaktoren wird die Technologie daher mit einem Flexibilitätsgrad von „1“ auf der Skala von 1 bis 5 bewertet.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Die Anlagen zur FT-Synthese weisen die in der chemischen Industrie üblichen Lebensdauern und Investitionszyklen von mindestens 20–30 Jahren auf. Sie sind aufgrund

ihrer breiten Produktverteilung im Wesentlichen nur zur Kraftstoffherstellung nutzbar und können keine Basischemikalien zur Verfügung stellen. Die Raffination des nicht direkt nutzbaren Anteils des Syntheseöls kann in bestehenden Hydrocrackern erfolgen (ggf. als Drop-in), was deren Wirtschaftlichkeit potenziell verlängern kann. Eine gewisse Gefahr von Carbon-Lock-In-Effekten besteht insofern, dass für den fossilen Betrieb entwickelte Kraftstoffketten unter im Vergleich zur direkten Nutzung von Elektrizität oder Wasserstoff großen Umwandlungsverlusten weiter in Betrieb gehalten werden, anstatt Antriebssysteme tiefgreifender zu verändern. Bei der Verbrennung der mittels FT erzeugten Kraftstoffe werden gegenüber Wasserstoff, Methan oder Methanol vergleichsweise große Mengen CO₂ emittiert.

Die FT-Synthese und Raffination wird daher hier mit “3” auf der Skala von 1 bis 5 bewertet.

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-97 Fischer-Tropsch-Synthese + Raffination: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 6: Syntheseprozesse | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | |
|---------------------------------------|---|---|--|--|-------|-------|-------|--|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Fischer-Tropsch-Synthese + Raffination | | | | | Quellenangabe |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | x | | | von Olshausen und Hauptmeier 2019 |
| | | TRL | | 5 bis 7 | 9 | 9 | 9 | Bazzanella und Ausfelder 2017 Niklaß et al. (2016); von Olshausen & Hauptmeier, 2019 |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | % | 65 | n. a. | n. a. | n. a. | Bazzanella und Ausfelder 2017 Fasihi et al 2016 |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output (ggfs. abweichend, siehe Einheitenspalte) | €/t synth. Diesel | 500 (ohne H2), 1.400-1.700 (mit H2) | n. a. | n. a. | n. a. | Bazzanella und Ausfelder 2017 Fasihi et al. (2016a) |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 2 | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | nur eingeschränkt konkurrenzfähig | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 32 / 507 | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | 7 | | | | |
| | | %/Jahr (Welt) | 1 | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch (negative Werte: Wasser entsteht als Nebenprodukt) | t H2O / t Syncrude | - 1,3 | n. a. | n. a. | n. a. | Fasihi et al. 2016 |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 3 | 3 | 3 | 3 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung; Böltken 2020b |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 1 | | | | Niklaß et al. 2016 |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung |

3.6.5 Direkte DME-Synthese

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Dimethylether (DME) kann als sauberer, hocheffizienter Kraftstoff mit reduzierter NO_x -, SO_x - und Feinstaubbelastung verwendet werden. Er kann zudem bei niedrigen Temperaturen effizient zu Wasserstoff reformiert werden, um etwa als langzeitstabiler Energieträger für Brennstoffzellen zu fungieren. Ebenso können aus DME Olefine und langkettige OME erzeugt werden (Tian et al. 2015). Auch kann der Diesel-Ersatzkraftstoff bei Bedarf in der Stromerzeugung, zum Beispiel in Dieselgeneratoren, eingesetzt werden, wie es RWE am Kohlekraftwerk Niederaußem ab Frühjahr 2020 in einem angepassten Dieselaggregat plant. (Stahl 2019)

DME weist keine großen Probleme mit der Toxizität, der Produktion, der Infrastruktur und dem Transport auf, wie es bei verschiedenen anderen Kraftstoffen der Fall ist (Semelsberger et al. 2006). DME scheint hinsichtlich seiner Absorptions- und chemischen Eigenschaften das globale Klima nur relativ geringfügig zu beeinflussen. Eine kurze atmosphärische Lebensdauer und das Fehlen von signifikanten Absorptionsbanden im relevanten Spektralbereich ergeben zusammen einen kleinen GWP-Wert (Global Warming Potential). Sofern global keine deutlich größeren Emissionen auftreten als dies bei z. B. Benzin durch Verdampfen der Fall ist (ein nicht als realistisch anzusehender Fall), dürfte DME nicht wesentlich zur globalen Erwärmung beitragen. Die Lebensdauer von DME beträgt in der Atmosphäre ca. 5 Tage, entsprechend würde wenig DME in die Stratosphäre transportiert werden und hätte daher wenig Einfluss auf die stratosphärische Ozonschicht, sofern Reaktionen seiner Abbauprodukte das Ozon beeinflussen könnten. Good et al. (1998) geben entsprechend niedrigere GWP-Werte für DME relativ zu CO_2 an: $\text{GWP}_{20} = 1,2$ (für 20-jährigen Zeithorizont), $\text{GWP}_{100} = 0,3$ (für 100-jährigen Zeithorizont), $\text{GWP}_{500} = 0,1$ (für 500-jährigen Zeithorizont).

Derzeit gibt es mehrere Wettbewerber von DME, die auf dem amerikanischen Kraftstoffmarkt eingeführt wurden, darunter komprimiertes Erdgas (CNG), Flüssigerdgas (LNG), Methanol, synthetischer Diesel und Wasserstoff. Hinsichtlich diverser Kriterien für alternative Kraftstoffe (Klimaauswirkung, Energieeffizienz, Effizienz der Landnutzung, Kraftstoff-Potenzial, notwendige Fahrzeug-Anpassung, Treibstoffkosten, Kraftstoff-Infrastruktur) sehen Akteure aus dem Kraftstoffbereich DME für den Lkw-Einsatz als attraktiv an.

DME wird aus Methanol synthetisiert, welches wiederum in der gleichen Anlage aus Synthesegas erzeugt wird. Somit kombiniert die direkte DME-Synthese mehrere Prozessschritte, welche andernfalls separat voneinander ablaufen würden.

Im industriellen Maßstab wird gereinigtes Synthesegas, welches üblicherweise in einem molekularen Verhältnis von 1:2–2,5 aus Wasserstoff (H_2) und Kohlenmonoxid (CO) besteht, für die heterogen katalysierte, exotherme Reaktion bei einem Druck von 210 bis 350 bar verwendet. Die Methanolsynthese erfolgt über Hydrierreaktionen aus CO und CO_2 , gekoppelt durch die Wasser-Gas-Shift-Reaktion (WGS) (siehe u. a. Kapitel 3.5.3 zur RWGS). Die Nutzung von CO_2 als Feedstock stellt die wesentliche Neuerung gegenüber dem klassischen Verfahren dar, welches Syngas nutzt, das aus fossilem Ausgangsstoffen wie Erdgas erzeugt wird (Álvarez et al. 2017).

Die Methanolsynthese aus dem im Feedstock-Gas enthaltenen CO_2 und H_2 und die DME-Synthese aus Methanol können bei ähnlichen Temperaturen ablaufen und werden beide durch erhöhte Drücke begünstigt. Zudem begünstigt die Weiterreaktion des zunächst aus CO_2 und H_2 gebildeten MeOH zu DME aufgrund des Reaktionsgleichgewichts thermodynamisch die Bildung weiteren MeOHs. Dabei ist eine Kombination aus möglichst geringer Temperatur und möglichst hohem Druck für das Gleichgewicht vorteilhaft. Zugleich muss die Temperatur allerdings so hoch sein, dass die Reaktion mit hinreichender Geschwindigkeit abläuft, um einen entsprechend hohen Durchsatz zu erreichen.

Gegenüber dem „klassischen“ Pfad auf Basis von H_2 und CO ist auch ein direkter Methanolsynthesepfad aus CO_2 in Entwicklung, der ohne RWGS-Reaktor auskommt, in welchem üblicherweise CO_2 durch Wasserstoff zu CO reduziert wird, um klassisches CO/H_2 -Synthesegas für die Methanolsynthese zu erhalten (Bazzanella und Ausfelder 2017). Der neuartige direkte Ansatz der DME-Synthese aus CO_2 , d. h. über die In-situ-Umwandlung von Methanol zu DME, ist aufgrund der geringeren thermodynamischen Begrenzung bei der CO_2 -Hydrierung im Vergleich zur Methanolsynthese vorteilhaft (Álvarez et al. 2017). Diese direkte Synthese von DME aus CO_2 soll ein CO_2 -Reduktionspotential von 0,125 t CO_2 /t DME gegenüber dem heutigen Stand der Technik mit einer Methanol-Zwischenstufe ermöglichen, was einer Reduktion von 30 % entspricht (Bazzanella und Ausfelder 2017).

Bei der direkten Dimethylether-Synthese wird das hierzu aus H_2 und je nach Reaktordesign CO und/oder CO_2 bestehende Gasgemisch zunächst über einen metallischen Katalysator auf Kupferbasis in Methanol umgewandelt. Gleichzeitig wird Methanol zu DME dehydratisiert, was auf festen acidischen Katalysatoren (wie γ -Aluminiumoxid und Zeolithe oder $\text{Cu}/\text{ZnO}/\text{AlO}$) abläuft. Somit finden die Methanolsynthese und die Methanol-Dehydratisierungsreaktionen in einem einzigen Reaktor in Gegenwart von bifunktionellen/Hybridkatalysatoren statt, was zu einer Steigerung der Synthesegas-konversion zu DME führt. Insgesamt finden damit drei verschiedene Reaktionen, Methanolsynthese (über CO und CO_2), Wasser-Gas-Shift-Reaktion und Methanol-Dehydratisierung (zur Bildung von DME) an den beiden Katalysatoren statt. (Gogate 2018; Katircioğlu und Çelik 2019)

Álvarez et al. (2017) stellen verschiedene gebräuchliche Reaktoren und Katalysatoranordnungen dar. Die gemeinsamen Aspekte in den verschiedenen Ausführungen sind die effiziente und wirtschaftliche Abfuhr der Reaktionswärme und gleichzeitig das Gleichgewicht der Reaktion bei niedrigerer Temperatur, um einen hohen Umsatz pro Durchgang zu gewährleisten. Dabei erfolgt in allen Ausführungen die Umwandlung lediglich in moderatem Umfang pro Durchgang. Um angemessene Methanolausbeuten zu erzielen, ist eine Rezirkulation von nicht umgesetzten Gasen und von durch RWGS produziertem CO erforderlich.

Das direkte DME-Syntheseverfahren bietet ein einfaches Reaktordesign, das zu einer höheren CO -Umwandlung und niedrigeren DME-Produktionskosten im Vergleich zur DME-Herstellung über den Methanol-Dehydratisierungsprozess führt (Katircioğlu und Çelik 2019). Aktuelle Entwicklungen zur Steigerung der Energieeffizienz sind zwar noch bei geringeren TRL als schon weiter entwickelte Prozesse, bieten diesen gegenüber allerdings Einsparpotenziale von über 20 % (Peter et al. 2019).

Theoretisch dürften eine nahezu vollständige CO₂-Umsetzung und volle Selektivität zu Methanol unterhalb von 170 °C bei 100 bar oder unterhalb von 230 °C bei 200 bar beim stöchiometrischen Verhältnis von CO₂- und H₂-Zufuhr möglich sein. Um dies zu erreichen, sind jedoch aktivere Katalysatoren erforderlich.

Obwohl viele Katalysatormaterialien mit unterschiedlichen Zusammensetzungen für die Methanolsynthese aus CO₂ als grundsätzlich geeignet hinsichtlich Reaktivität und Selektivität befunden wurden, bleiben Kuper-Zinkoxid-(Cu-ZnO)-Katalysatoren aufgrund ihrer hohen Aktivität und hohen Produktselektivität neben wirtschaftlichen Vorteilen die am meisten untersuchten Systeme. Allerdings erscheinen daneben unter anderem auch palladiumhaltige Systeme (Pd) vielversprechend. (Álvarez et al. 2017)

Die direkte DME-Erzeugung mit fossilem Feedstock und Synthesegas ist weit fortgeschritten, für die CO₂-basierte Route besteht dagegen noch Entwicklungsbedarf. Das Joint-Venture „Fuel DME Production Co. Ltd.“ der neun Unternehmen Mitsubishi Gas Chemical, ITOCHU, JAPEX, Taiyo Oil, Total Di-Methyl Japan, Toyota Tsusho, JGC, Mitsubishi Heavy Industries und Mitsubishi Chemical produziert jährlich 80.000 Tonnen DME (mögliche Erweiterung auf bis zu 100.000 Tonnen) mit Erdgas als Ausgangsmaterial zur Syngasproduktion. Die DME-Produktionsanlage wurde in der Niigata-Fabrik von Mitsubishi Gas Chemical in Hokkaido/Japan errichtet und nahm den Betrieb im August 2008 auf. Der technologische Scale-up zur kommerziellen Anlage ist damit erfolgt, nachdem im Jahr 2001 ein Projekt mit einer Pilotanlage (5 t DME/Tag) erfolgreich abgeschlossen wurde und 2002 der Bau einer Demonstrationsanlage mit einer Kapazität von 100 t DME/Tag (Ogawa et al. 2003) begann. Die Technologie wird nun gemeinsam von vier Unternehmen (Toyota Tsusho, INPEX, JAPEX und Total) übernommen (Japan DME Association 2020).

Unter dem Titel „ALIGN-CCUS“ hat der RWE-Konzern 2017 mit der DME-Produktion aus CO₂ und Wasserstoff in einer Forschungsanlage am Braunkohlekraftwerk Niederaußem begonnen. Das CO₂ stammt in diesem Fall aus den Abgasen des Braunkohlekraftwerks, der Wasserstoff aus einem mit Kohlestrom betriebenen Elektrolyseur. Die Synthesanlage wurde von Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe entwickelt. (Stahl 2019)

Das LPMeOH-Demonstrationsprojekt (Liquid-Phase Methanol) im Eastmans Coal-to-Chemicals-Komplex in Kingsport, Tennessee/USA, das auf einem BCSR-Reaktor (Bubble Column Slurry Reactor) basiert, weist die bisher größte Produktionskapazität auf; die Reaktorhauptleitung hat einen Durchmesser von 2,2 m und ist 21 m hoch, die Kapazität beträgt 260 Tonnen DME/Tag, bei Prozessbedingungen von 70 bar und 315 °C. In diesem Reaktor könne laut Gogate (2018) auch das direkte DME-Verfahren ausgeführt werden, entsprechend sei dies die erste Umsetzung der direkten DME-Synthese in kommerzieller Größe.

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Ein TRL von zumindest 6 erscheint für die direkte DME-Synthese plausibel, einzelne Publikationen beschreiben aber auch deutlich höhere Reifegrade bis 9. Álvarez et al. (2017) erachten die CO₂-Hydrierung zu Methanol und DME über heterogene Katalysatoren als technologisch ausgereift, allerdings bezieht sich diese Aussage lediglich auf die Reaktion und nicht deren großtechnische Umsetzung. Die Technologie könne bei

derzeitigem TRL wirtschaftlich attraktiv und weiter verbreitet werden, wenn andere Einschränkungen wie hohe Energiekosten für die CO₂-Abscheidung, die H₂-Produktion und der hohe Carbon Footprint des Gesamtprozesses weiter abgemildert würden. Allerdings seien noch größere Entwicklungsschritte hinsichtlich der Effizienz zu erwarten. Insofern kann eine großskalige Verfügbarkeit mit TRL 9 bis zum Jahr 2030 angenommen werden, auch wenn die Effizienz auch danach weiter gesteigert werden dürfte.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Zu diesem Kriterium konnten außer dem Hinweis auf die höhere Effizienz gegenüber der zweistufigen Synthese (Álvarez et al. 2017; Bazzanella und Ausfelder 2017; Ogawa et al. 2003) keine klaren Aussagen gefunden werden.

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Zu diesem Kriterium konnte nur der Hinweis auf die kompaktere Bauweise und entsprechende Capex-Kosteneffizienz der direkten DME-Synthese gegenüber der zweistufigen Synthese gefunden werden (Álvarez et al. 2017; Zhu et al. 2019).

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Die Zahl der Publikationen und Entwicklungsaktivitäten im Bereich der direkten DME-Synthese ist sehr begrenzt, was aufgrund des Neuheitsgrads und der geringen technologischen Reife nicht verwunderlich ist.

Der deutsche Anteil an den weltweiten Publikationen der letzten Jahre ist zwar vergleichsweise groß, es zeichnet sich jedoch kein klarer Trend hinsichtlich der jährlichen Steigerungsraten ab und gerade in den letzten drei Jahren scheint Deutschland hier hinter China deutlich zurückgefallen zu sein. Dementsprechend und angesichts der wenigen bekannten deutschen Entwicklungsprojekte wird die Zukunftsprognose der internationalen Aufstellung eher pessimistisch mit „nur eingeschränkt konkurrenzfähig“ angegeben (vgl. Tab. 3-98).

Tab. 3-98 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der direkten DME-Synthese

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input checked="" type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis einschließlich 20. Dezember 2019 angewendet: (*"dimethyl ether"* OR *"Dimethyl oxide"* OR *"wood ether"* OR *"R-E170"* OR *demeon* OR *"Dymel A"* OR *Mether* OR *"Methyl ether"* OR *Methoxymethane* OR *DME*) AND (*direct pre/3 synthesis*) OR (*direct pre/3 catalysis*)). Da für DME diverse Bezeichnungen im industriellen Kontext geläufig sind, wurden diese möglichst umfassend mit einbezogen.

Dabei wurden schließlich insgesamt 381 gefundene Publikationen einbezogen, von denen 370 in den Jahren von 1995 bis 2019 veröffentlicht wurden. In diesem Zeitraum

erschieden insgesamt 34 Publikationen unter Beteiligung deutscher Autoren sowie insgesamt 12 unter US-amerikanischer und 112 unter chinesischer Beteiligung. Auffällig ist hierbei allerdings auch der starke Rückgang chinesischer Publikationen seit 2011. Zu diesem Zeitpunkt erschienen über die Hälfte aller weltweiten Publikationen zur direkten DME-Synthese unter chinesischer Beteiligung. Abb. 3-48 zeigt die Ergebnisse der Publikationsanalyse für den Zeitraum 1995–2018.

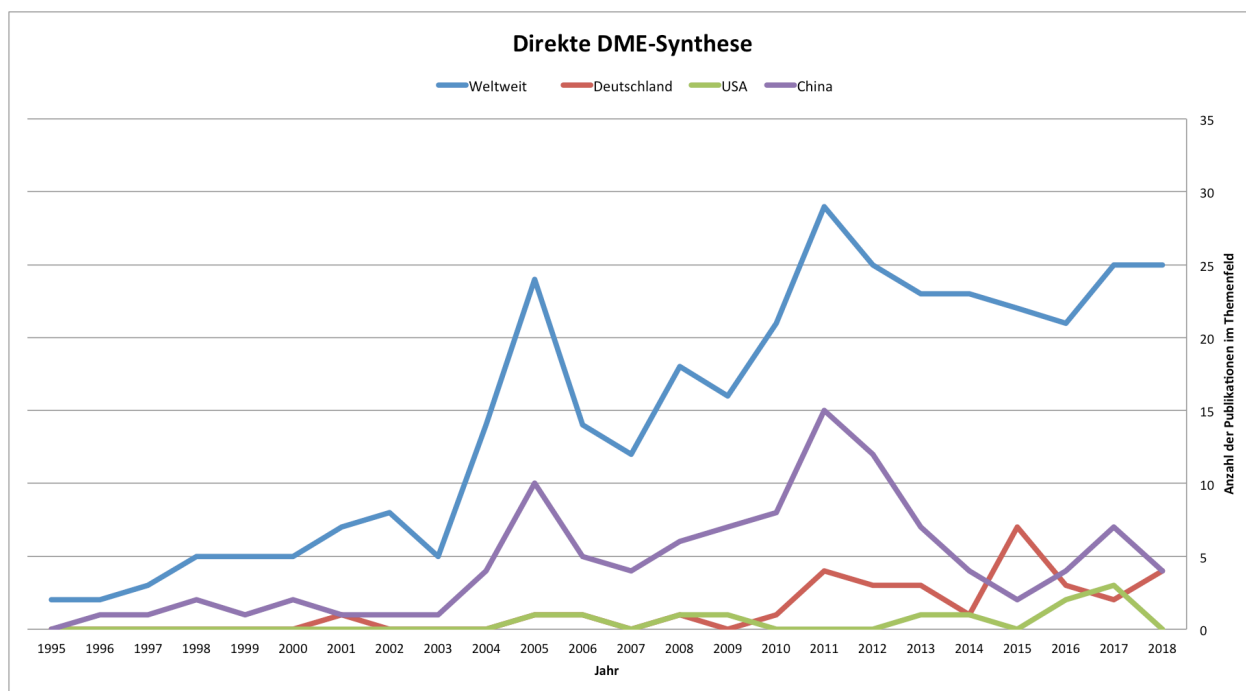


Abb. 3-48 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld direkte DME-Synthese

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 23 Artikeln pro Jahr, davon 3 pro Jahr (15 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 3 %, während die Publikationen unter deutscher Beteiligung ebenso mit 3 % pro Jahr zulegten. Die USA verzeichneten im selben Zeitraum eine jährliche Steigerung um ca. 8 % gegenüber China mit ca. 12 % pro Jahr. Im Gegensatz zum weltweiten Trendverlauf sind die nationalen Publikationsbeteiligungen starken Schwankungen unterworfen und weisen lediglich sehr geringe Publikationszahlen pro Jahr auf, weshalb sie allesamt mit sehr großen statistischen Unsicherheiten versehen sind.

Insgesamt werden die industriepolitischen Chancen für die direkte DME-Synthese daher als niedrig (Stufe „2“ auf einer Skala von 1 bis 5) bewertet.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Bei vollständiger Umsetzung allen Kohlenstoffs zu DME wird pro DME-Molekül ein Molekül Wasser erzeugt. Damit werden pro Tonne DME 390 Liter (bzw. kg) Wasser produziert (Álvarez et al. 2017). Dies erfolgt allerdings nur bei optimaler Prozesskontrolle und der Rückumwandlung alles produzierten CO₂ zu CO und anschließend zu DME.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Es liegen keine Erkenntnisse über die übliche Ausdehnung derartiger Synthesenanlagen vor. Der konkrete Flächenbedarf kann jedoch wie bei vielen Chemieanlagen in begrenztem Umfang an die örtlichen Gegebenheiten angepasst werden, was jedoch zu Kostensteigerungen führen kann.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Die aktuell als bevorzugt erscheinenden Katalysatoren weisen keine kritischen Rohstoffe auf (Álvarez et al. 2017; Katircioğlu und Çelik 2019). Gefahrstoffe werden nicht verwendet. Der Bedarf an kritischen Stoffen wird daher insgesamt mit „1“ auf der Skala von 1 bis 5 eingeschätzt.

Kriterium 8: Flexibilität

Zur einer möglichen flexiblen Fahrweise und zur Teillastfähigkeit liegen keine Erkenntnisse vor. Es dürfte aber davon auszugehen sein, dass die direkte DME-Synthese aufgrund ihrer größeren Gesamtkomplexität im Vergleich zur Methanolsynthese eine geringere oder bestenfalls gleichwertige Flexibilität aufweist. Deswegen wird die Technologie konservativ mit einem Flexibilitätsgrad von „2“ auf der Skala von 1 bis 5 bewertet.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Die Anlagen zur direkten DME-Synthese weisen die in der chemischen Industrie üblichen Lebensdauern und Investitionszyklen von mindestens 20–30 Jahren auf. Die Gefahr eines Carbon-Lock-Ins erscheint relativ gering, da DME vielseitig eingesetzt werden kann und wie weiter oben geschrieben Vorteile gegenüber anderen Kraftstoffen aufweist. Daneben kann DME auch zu Herstellung von Grundstoffchemikalien wie Olefinen dienen (Tian et al. 2015). Allerdings bleibt zu prüfen, ob die DME-Synthese im großtechnischen Maßstab tatsächlich das theoretisch mögliche Level einer vollständigen CO₂-Umsetzung erreicht. Ansonsten ist mit dem Aufbau der entsprechenden Anlagen und Infrastruktur stets ein Rest-Level an CO₂-Emissionen verbunden. Die Gefahr von Pfadabhängigkeiten wird daher hier mit „2“ auf der Skala von 1 bis 5 bewertet.

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-99 Direkte DME-Synthese: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 6: Syntheseprozesse | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | |
|---------------------------------------|---|---|--|--|-------|-------|-------|---|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Direkte DME-Synthese | | | | | Quellenangabe |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | x | | | |
| | | TRL | | 6 bis 9 | 9 | 9 | 9 | Bazzanella und Ausfelder 2017 Álvarez et al. (2017); Gogate (2018) |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | | effizienter als der zweistufige Prozess (Methanolsynthese plus MeOH-to-Olefine, MtOME) | n. a. | n. a. | n. a. | Álvarez et al. 2017 Bazzanella & Ausfelder 2017; Ogawa et al., 2003 |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output (ggfs. abweichend, siehe Einheitenspalte) | | Eher günstiger als der zweistufige Prozess | n. a. | n. a. | n. a. | Álvarez et al. 2017 Zhu et al., 2019 |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 2 | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | nur eingeschränkt konkurrenzfähig | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 3 / 23 | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | 3 | | | | |
| | | %/Jahr (Welt) | 3 | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch (negative Werte: Wasser entsteht als Nebenprodukt) | t H2O / t DME | feedstockabhängig, Optimum - 0,39 | n. a. | n. a. | n. a. | Álvarez et al. 2017 |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 1 | 1 | 1 | 1 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Álvarez et al. 2017; Katircioğlu und Çelik 2019 |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 2 | | | | Eigene Einschätzung |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 2 | | | | Eigene Einschätzung |

3.6.6 Zusammenführung Technologiegruppe 6

Abb. 3-49 führt wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben die Bewertungsergebnisse für die Technologiegruppe Syntheseprozesse zusammen und nimmt eine vergleichende Einschätzung der betrachteten Technologien vor.

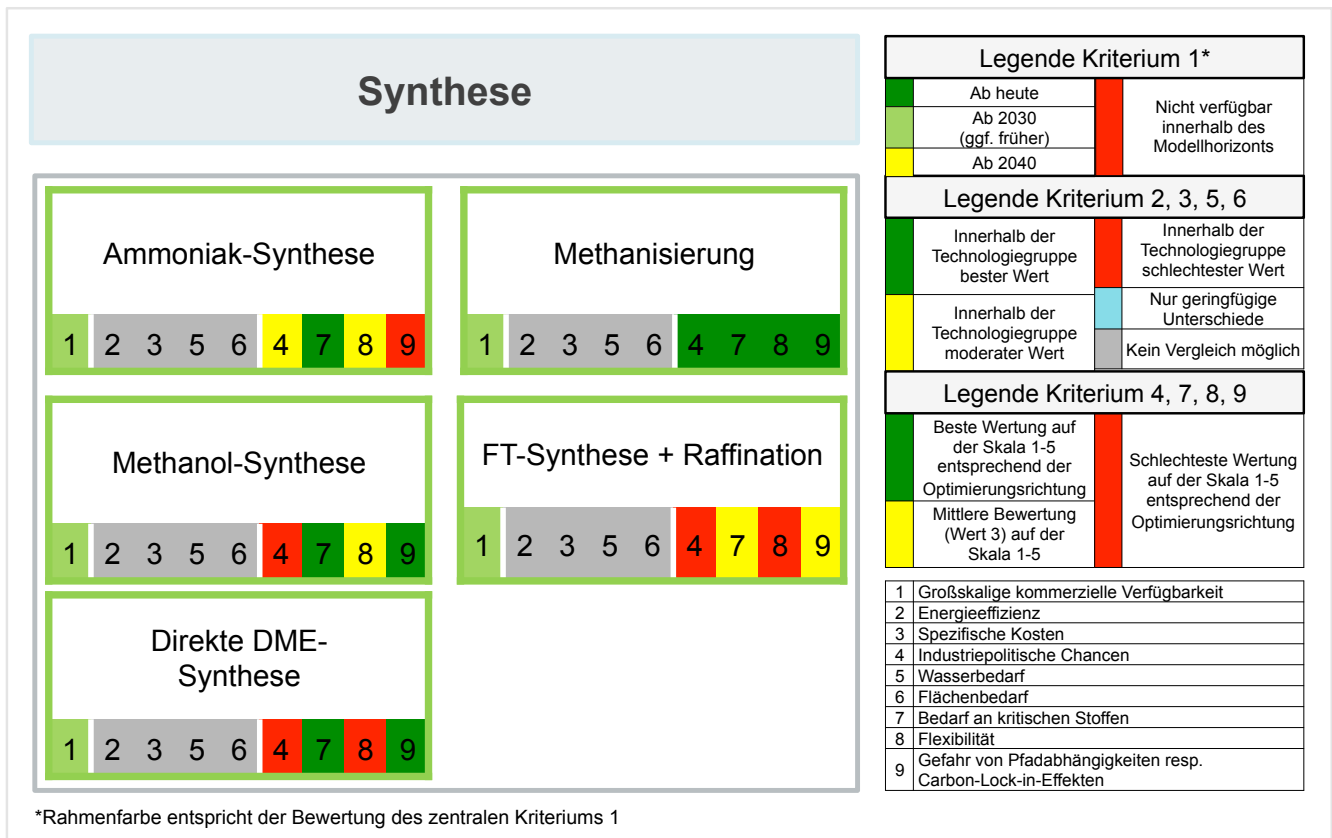


Abb. 3-49 Vergleichende Bewertung innerhalb der Technologiegruppe 6: Syntheseprozesse

■ Kriterium 1 (Großskalige Verfügbarkeit)

Für alle Technologien wird erwartet, dass sie spätestens in 2030 kommerziell einsatzbereit sein werden.

■ Quantitative Kriterien 2, 3, 5, 6

Für diese Kriterien sind vergleichende Aussagen nicht sinnvoll möglich, weil die Prozesse verschiedene Produkte mit unterschiedlichen Einsatzzwecken bereitstellen und zudem verschiedene Datenlücken bestehen.

■ Semi-quantitative Kriterien 4, 7, 8, 9

Die industriepolitischen Chancen (K₄) werden für die Methanisierung als sehr gut, für die Ammoniak-Synthese als mittel und für Methanol-, FT- und Direkte DME-Synthese als nur eingeschränkt gegeben gesehen. Der Bedarf an kritischen Stoffen (K₇) wird als weitgehend unproblematisch angesehen. Hinsichtlich der Flexibilität (K₈) schneidet nur die Methanisierung sehr gut ab, gefolgt von Ammoniak- und Methanol-Synthese im Mittelfeld und FT- sowie Direkter DME-Synthese an letzter Stelle. Eine Gefahr von Pfadabhängigkeiten und Carbon-Lock-In-Effekten (K₉) wird nur bei der Ammoniak- und der FT-Synthese gesehen.

3.7 Technologiegruppe 7: Aufbereitungsprozesse

Diese Gruppe beinhaltet die folgenden Technologien:

- LOHC-Kopplung
- Methanol-to-Gasoline
- Methanol-to-Kerosene
- Methanol-to-OME
- Methanol-to-DME

3.7.1 LOHC-Kopplung

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Aufgrund seiner chemisch-physikalischen Eigenschaften gilt vor allem der Aufbau einer geeigneten Logistik als zentrales Hemmnis für eine umfassende Integration von Wasserstoff in das Energiesystem. So verfügt das Gas nur über eine geringe volumetrische Energiedichte, was entweder sehr große Tanks oder eine entsprechend starke Kompression (~ 700 bar) erfordert. Dabei diffundiert Wasserstoff wegen seiner geringen Molekülgröße gut durch eine Vielzahl von Materialien, was entsprechend hohe werkstoffliche Anforderungen bei Speicherung und Transport mit sich bringt. Auch eine Verflüssigung ist angesichts des niedrigen Siedepunkts von -253 °C nur mit erheblichen energetischen Aufwänden realisierbar (Leinweber et al. 2016; NOW GmbH 2016). Ein daher zunehmend diskutierter Ansatz für die Speicherung und den Transport großer Mengen Wasserstoff ist dessen chemische Bindung in flüssigen organischen Trägersubstanzen (engl. Liquid Organic Hydrogen Carrier, LOHC).

Als Trägersubstanzen wurden in der Vergangenheit verschiedene Chemikalien wie N-Ethylcarbazol, Toluol, Amminboran oder Ameisensäure in Erwägung gezogen, doch scheint sich Dibenzyltoluol (kommerziell vertrieben als Marlotherm SH ©) derzeit als vielversprechender Kandidat herauszukristallisieren (Dürr et al. 2017). Unabhängig von der Trägersubstanz erfolgt die Aufnahme des Wasserstoffs in Gegenwart eines Katalysators bei Drücken von 30 bis 50 bar und Temperaturen von ca. 150 bis 200 °C (exotherme Reaktion). Das hydrierte LOHC besitzt daraufhin ähnliche chemisch-physikalische Eigenschaften wie Dieselkraftstoff und kann entsprechend gelagert und transportiert werden (Wuppertal Institut 2017). Zur Entladung und damit Auskopplung des Wasserstoffs am Zielort erfolgt die Dehydrierung unter Wärmezufuhr (endotherme Reaktion), wonach das Trägermaterial für eine erneute Kopplung zur Verfügung steht. Auf diese Weise ermöglicht das Konzept die langfristige Speicherung von Wasserstoff bei hohen volumetrischen Energiedichten sowie den verlustfreien Transport unter Nutzung der vorhandenen Infrastruktur für flüssige Kraftstoffe.

Die Hydrogenious LOHC Technologies GmbH, eine Ausgründung der Universität Erlangen-Nürnberg, bietet Systeme zum kommerziellen Einsatz des Verfahrens an und hat bereits erste Anlagen in die USA verkauft. Das Unternehmen hat sowohl containerbasierte Systeme (C-Serie, standardisiert) für den mittelgroßen Einsatzbereich als auch Skid-montierte Anlagen (S-Serie, individuell anpassbar) für großindustrielle Anwendungszwecke im Portfolio. Aufgrund der Datenverfügbarkeit wird im Folgenden das größte Standardexemplar der C-Serie als Referenzsystem gewählt. Die Hydrierungseinheit (StorageBOX 120) benötigt eine Fläche von knapp 2 m², fasst 11 kg H₂/h und bereitet dieses zu 240 l LOHC/h auf. Die exotherme Reaktion setzt

währenddessen 100 kW_{th} bei Temperaturen von 200 bis 300 °C frei und erfolgt bei 30–50 bar. Die Dehydrierungseinheit (ReleaseBOX 120) benötigt eine Fläche von 3,7 m², setzt die zuvor gespeicherten 11 kg H₂/h wieder frei und stellt 240 l LOHC/h für eine erneute Verwendung zur Verfügung. Die endotherme Reaktion hat einen Wärmebedarf von 130 kW_{th} bei ca. 300 °C. Je nach Anwendungszweck können Aufbereitungsverfahren nachgeschaltet werden, um die standardmäßige Reinheit von 99,99 % zu erhöhen oder den Wasserstoff von atmosphärischen Druckverhältnissen auf 10, 50 oder 100 bar zu verdichten (Hydrogenious GmbH 2019).

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Pieper (2019) setzt die technologische Reife von LOHC gleich mit jener anderer Transporttechnologien von H₂, namentlich auf Basis von Metallhydriden, mit Hilfe von Adsorptionsmaterialien oder via Verflüssigung, und kommt dabei zu einem sehr niedrigen TRL von 4 bis 6. Mariko et al. (2018) bewerten LOHC mit einem TRL von 6 bis 7. Müller (2019) sieht die Technologie mit Verweis auf große Demonstrationsprojekte sowie die beiden kommerziellen Anbieter Hydrogenious Technologies (Deutschland) und Chiyoda Corporation (Japan) bereits bei TRL 8. Insbesondere Hydrogenious Technologies haben ihr containerbasiertes System bereits an mindestens einen kommerziellen (US-)Anbieter verkauft und operieren demnach bereits mit einem Produkt. Für den heutigen Stand der Technik wird daher der Einschätzung von Müller (2019) gefolgt und ein TRL 8 angenommen. Bis zu einer großskaligen Marktreife und der Integration in eine komplexe PtF-Wertschöpfungskette dürfte dennoch weiterhin Vorlaufzeit benötigt werden, so dass ein TRL 9 erst für das Jahr 2030 gesehen wird.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Bei der exothermen Hydrierung mit der StorageBOX 120 von Hydrogenious Technologies werden 100 kWh_{th} (= 360 MJ_{th}) für die Kopplung von 11 kg H₂ auf einem Temperaturniveau von 200 bis 300 °C freigesetzt. Für die endotherme Auskopplung derselben Menge Wasserstoffs hingegen werden 130 kWh_{th} (= 468 MJ_{th}) bei rund 300 °C benötigt. Rechnerisch bräuchte man damit für die Entkopplung von 1 t Wasserstoff 42.545 MJ thermische Energie. Netto ergeben sich somit für den Transport insgesamt Energieverluste von 2.727 kWh_{th} (= 9.818 MJ_{th}) pro t Wasserstoff, wenngleich dies ein theoretischer Wert ist, da beide Prozesse an unterschiedlichen Orten stattfinden dürften.

Falls dieser Wärmebedarf direkt via Wasserstoffbrenner gedeckt werden soll, fiel dafür etwa ein Drittel des gespeicherten H₂ an (Mariko et al. 2018). Sollte die Möglichkeit der Abwärmeintegration zur Verfügung stehen, würde dies die Effizienz des Systems deutlich erhöhen. Niermann et al. (2019b) sehen die Effizienz des LOHC-Vorgangs auf Basis von Dibenzyltoluol bei rund 61 % für den Fall der Wärmebereitstellung via H₂-Brenner.

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Niermann et al. (2019b) modellieren in einer umfassenden techno-ökonomischen Analyse die Systemkosten für den großskaligen Transport von elektrolytischem H₂ via LOHC von der MENA-Region nach Deutschland. Betrachtet man hiervon lediglich die Kosten für die Trägersubstanz (Dibenzyltoluol) sowie deren Hydrierung und Dehydrierung (via H₂-Brenner), belaufen sich diese auf 30.637.000 € für eine Jahresmenge

in Höhe von 18.250 t Wasserstoff und somit – rein rechnerisch – auf rund 1.680 €/t H₂. Inwieweit sich diese Kosten durch zukünftige Entwicklungen beeinflussen lassen, ist aufgrund des frühen Technologiestadiums ungewiss.

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Das bereits in den vorangegangenen Abschnitten zitierte Unternehmen *Hydrogenious Technologies* ist eine Ausgründung der Universität Erlangen-Nürnberg, welche bereits erste Schritte auf dem US-amerikanischen Markt gefasst hat und nach eigenen Angaben weitere Aktivitäten in China plant. Zu den Investoren des jungen Unternehmens zählen AP-Ventures, Royal Vopak, Mitsubishi Corporation und Covestro. Neben Hydrogenious ist mit *H₂-Industries* ein weiteres deutsches Unternehmen im Bereich der LOHC-Technologie am Markt tätig. Auch mit Blick auf die wissenschaftlichen Publikationen, an denen Deutschland einen Anteil von über 50 % hält (siehe unten), wird der deutschen Industrie eine Technologieführerschaft attestiert.

Tab. 3-100 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich LOHC

| Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich? | |
|--|---|
| <input checked="" type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis Dezember 2019 angewendet: ((LOHC AND (H₂OR Hydrogen OR Wasserstoff)) OR ("Liquid Organic Hydrogen Carrier") OR ("Organic Hydrogen Carrier")) AND (EXCLUDE (DOCTYPE,"ch")). Für die Suche nach explizit deutschen Publikationen wurde die Zeile „AND (LIMIT-TO (AFFIL-COUNTRY,"Germany")“ ergänzt.

Das Ergebnis der Literatursauswertung zu LOHC ist in Abb. 3-50 dargestellt. Die Publikationsanalyse ergab 204 Artikel von 1995 bis Dezember 2019, wovon 114 Publikationen auf Deutschland entfallen (Anteil von 52 %), 8 den USA entstammen und 34 auf chinesische Institutionen zurückzuführen sind.

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 26 Artikeln pro Jahr, davon 15 pro Jahr (58 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 25 %, während die Publikationen unter deutscher Beteiligung mit 16 % pro Jahr zunahmen.

Insgesamt werden die industriepolitischen Chancen als sehr hoch eingestuft (Wertung „5“ auf einer Skala von 1 bis 5).

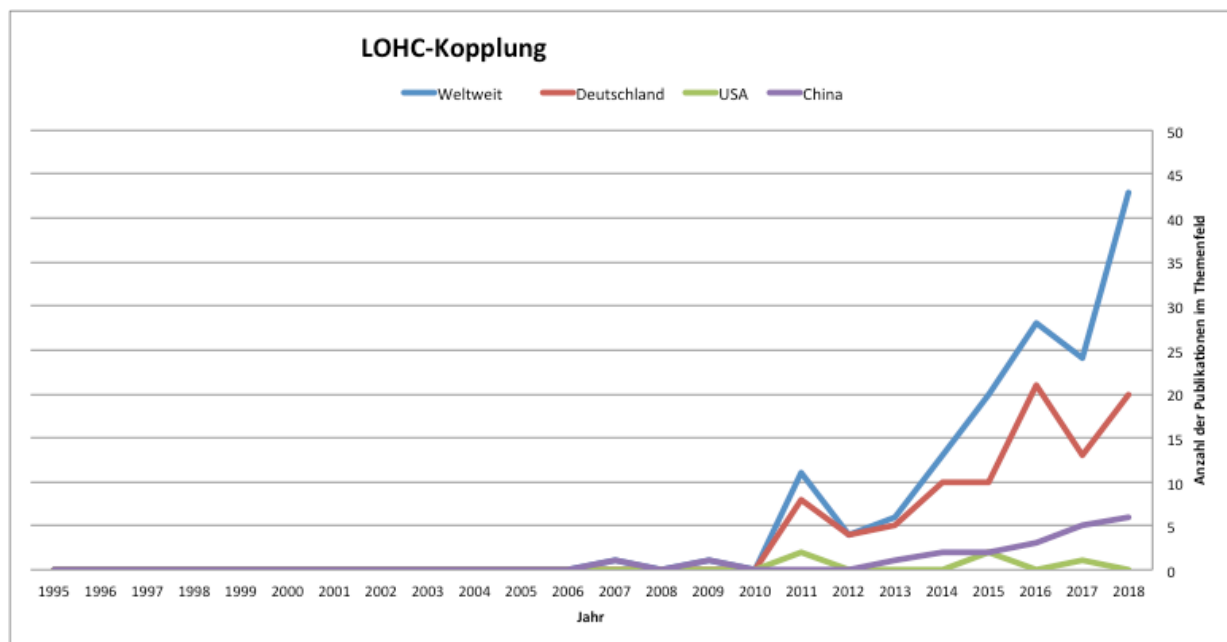


Abb. 3-50 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld LOHC

Kriterium 5: Wasserbedarf

Es liegen keine Kenntnisse zum Wasserbedarf in der Herstellung des Trägermaterials Dibenzyltoluol vor. Weder zur Kopplung selbst noch für die Dehydrierung werden – soweit bekannt – nennenswerte Mengen Wasser benötigt.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Die StorageBOX 120 von Hydrogenious ist ein Containersystem mit einer Grundfläche von 20 Quadratfuß (= 1,86 m²). Hiermit können 11 kg H₂/h an die Trägersubstanz gekoppelt werden. Innerhalb eines Jahres können damit bei kontinuierlichem Betrieb 96,36 t H₂ gekoppelt werden. Rechnerisch ergibt sich daraus ein Flächenbedarf von 0,019 m², um eine Tonne H₂ an die Trägersubstanz zu koppeln. Die ReleaseBOX 120 umfasst eine Grundfläche von 40 Quadratfuß (= 3,72 m²) und gibt entsprechend 11 kg H₂/h wieder ab. Innerhalb eines Jahres können bei kontinuierlichem Betrieb also wiederum 96,36 t H₂ entkoppelt werden (Hydrogenious GmbH 2019). Rechnerisch ergibt sich daraus ein Flächenbedarf in Höhe von 0,039 m²/t H₂, welches von der Trägersubstanz entkoppelt werden soll. Der rechnerische Gesamtflächenbedarf beider Systeme, um eine Tonne H₂ zu koppeln und wieder zu lösen, beträgt somit 0,058 m² (wenngleich beide Vorgänge für den vorliegend unterstellten Zweck des Wasserstofftransports in der Praxis an unterschiedlichen Orten stattfinden dürften).

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Sowohl bei der Hydrierung als auch bei der Dehydrierung werden potentiell kritische Rohstoffe als Katalysatoren benötigt. Platin, Ruthenium, Rhodium, Nickel oder Kupfer kommen als Katalysatoren im Hydrierungsprozess zum Einsatz, für die Dehydrierung können Platin, Aluminium oder Kohlenstoff verwendet werden (Mariko et al. 2018). Niermann et al. (2019a) verweisen auf die Möglichkeit, Platin oder Ruthenium, getragen von Aluminiumoxid für die Hydrierung einzusetzen, und gehen für die

Dehydrierung von Palladium und Ruthenium als Katalysatoren aus, welche von Kohlenstoff unterstützt werden.

Das als Trägersubstanz verwendete Dibenzyltoluol wird in der GESTIS-Stoffdatenbank als Gefahrenstoff klassifiziert. Er gilt als gewässergefährdend (chronisch Kategorie 4) und tödlich bei Verschlucken und Eindringen in die Atemwege (Aspirationsgefahr Kategorie 1), ist ansonsten aber nicht-toxisch, kaum entzündlich und nicht-explosiv. Für die Kopplung von 11 kg H₂ werden 240 l Dibenzyltoluol benötigt, rechnerisch also 21.818 l Dibenzyltoluol für eine Tonne Wasserstoff (Hydrogenious GmbH 2019). Allerdings ist die Trägersubstanz nach einmaliger Nutzung nicht verbraucht, sondern kann häufig wiederverwendet werden, weshalb die Angabe lediglich der Indikation dient.

Der Bedarf an kritischen Stoffen wird daher insgesamt als „hoch“ eingeschätzt (Stufe „4“ auf der Skala von 1 bis 5).

Kriterium 8: Flexibilität

Die LOHC-Anlagen sind in einem hohen Maße teillastfähig (Reaktionszeit von fünf Minuten) und können problemlos in einem Lastbereich zwischen 50 % und 100 % agieren (Hydrogenious GmbH 2019; Niermann et al. 2019a). Insgesamt wird die LOHC-Technologie für den vorliegenden Anwendungszweck daher als sehr flexibel bewertet (Flexibilitätsgrad „5“ auf der Skala von 1 bis 5).

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in Effekten

Mithilfe der LOHC-Technologie kann die vorhandene bzw. bekannte Infrastruktur zum Transport flüssiger Kraftstoffe verwendet werden. Neu hinzu kommen Anlagen zur Hydrierung und Dehydrierung sowie die Bereitstellung chemischer Trägersubstanzen. Auch hierbei handelt es sich im Wesentlichen um bekannte Technologien, welche sich modular und flexibel anpassbar im Aufbau zeigen. Auf der übergeordneten Ebene zielt die LOHC-Technologie darauf ab, die Integration von (elektrolytisch erzeugtem) Wasserstoff in das Energiesystem voranzubringen und dadurch fossile Strukturen abzubauen.

Nicht zu vernachlässigen ist allerdings die Produktion des chemischen Trägermaterials, wenn dieses in großen Maßstäben eingesetzt werden soll. Das hier fokussierte Dibenzyltoluol ist ein Gemisch aus aromatischen Kohlenwasserstoffen und wird im Rahmen petrochemischer Prozesse gewonnen, wenngleich die Trägersubstanzen nicht unmittelbar verbraucht, sondern für eine Vielzahl von Kopplungs-Iterationen zur Verfügung stehen. Dennoch ergeben sich hierdurch Abhängigkeiten von gegenwärtigen fossilen Strukturen, die es zukünftig durch alternative Herstellungsrouten zu eliminieren gilt.

Für die LOHC-Technologie im engeren Sinne werden keine wesentlichen Pfadabhängigkeiten gesehen (wenngleich dies nicht für den Umstieg auf eine Wasserstoffwirtschaft im weiteren Sinne gilt). Allerdings zeichnen sich in Abhängigkeit vom verwendeten Trägermaterial und dessen Herstellungsverfahren durchaus Carbon Lock-in-Effekte ab, weshalb die Technologie auf der Skala von 1 bis 5 mit „2“ (geringe Pfadabhängigkeit) bewertet wird.

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-101 LOHC-Kopplung: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 7: Aufbereitungsprozesse | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | |
|--|---|---|--|---|-------|-------|-------|--|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | LOHC-Kopplung | | | | | Quellenangabe |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | x | | | |
| | | TRL | | 8 | 9 | 9 | 9 | u.a. Müller 2019 |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | MJ(th)/t H2 (Effizienz) | 42545 (61%) | n. a. | n. a. | n. a. | Hydrogenious 2019; Niermann et al. 2019 |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/t H2 | 1680 | n. a. | n. a. | n. a. | Niermann et al. 2019 |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 5 | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | Technologieführerschaft | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 15 / 26 | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | 16 | | | | |
| | | %/Jahr (Welt) | 25 | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | | keine nennenswerten Mengen | | | | |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | m ² /t (H ₂ , Jahr) | 0,058 | n. a. | n. a. | n. a. | Hydrogenious 2019 |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 4 | n. a. | n. a. | n. a. | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 7 (teilw. Gegeneinander substituierbar) | n. a. | n. a. | n. a. | Mariko et al. 2018; Niermann et al. 2019 |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 1 | n. a. | n. a. | n. a. | Hydrogenious 2019 |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 5 | | | | Hydrogenious 2019; Einschätzung WI |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 2 | | | | Eigene Einschätzung |

3.7.2 Methanol-to-Gasoline

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Die Prozesse Methanol-to-Gasoline (MtG) und (der hier nicht weiter betrachtete Prozess) Methanol-to-Olefine (MtO) sind zwei wegweisende technologische Entwicklungen im Bereich der Synfuels, die etwa 50 Jahre nach der Entwicklung des Fischer-Tropsch-Prozesses erstmals von der Firma Mobil Oil Corporation eingeführt wurden. Die Umwandlungen von Methanol zu Dimethylether (DME), Olefinen und langkettigen Kohlenwasserstoffen wie Benzin (Gasoline) und Kerosin lassen sich allesamt als zum gleichen Reaktionsschema gehörig beschreiben, wobei durch längeren Aufenthalt des Feedstocks im Reaktor nacheinander die Ausbeute von DME, Olefinen und Benzin/Kerosin maximiert werden kann. Aus Gründen der Prozesshandhabbarkeit, der Effizienz und Optimierung der Selektivität ist es jedoch vorzuziehen, einzelne Reaktionsschritte auseinanderzuziehen (z. B. in einer ersten Stufe mittels MtO ein Gemisch von Olefinen zu erzeugen und anschließend Benzin und weitere Destillate mittels MtOGD (Methanol-to-Olefine-to-Gasoline-and-Destillate) daraus zu synthetisieren) und nicht reagiertes Edukt sowie manche Produkte zurück in den Reaktor zu speisen. Insofern ist der MtO-Prozess ein vorzeitig unterbrochener und auf andere Parameter optimierter MtG-Prozess. (Gogate 2019)

Im Gegensatz zu anderen synthetischen Verfahren zur Benzinherstellung wird auf dem MtG-Weg Benzin mit kompatiblen Oktaneigenschaften hergestellt, das zudem frei von Verunreinigungen ist (Galadima und Muraza 2015).

Der konkrete Reaktionsmechanismus für die Herstellung von Paraffinen und anderen Kohlenwasserstoffprodukten aus Methanol ist in der Literatur noch umstritten (Galadima und Muraza 2015). Gogate (2019) beschreibt, dass im Gesamtmechanismus des MTG-Prozesses (Chang 1983; Chen und Reagan 1979; Derouane 1984) die meisten bisherigen experimentellen Studien jedoch eindeutig nachweisen konnten, dass Methanol zunächst auf dem sauren Katalysator HZSM-5 dehydriert und in eine Gleichgewichtsmischung aus Methanol, DME und Wasser umgewandelt wird. Anschließend wird dieses Gemisch in ein Gemisch aus Olefinen, Aliphaten und Aromaten bis zu C₁₀ unter Reaktionsbedingungen von 350 bis 400 °C und Atmosphärendruck weiter verarbeitet.

In Abb. 3-51 ist der Prozess schematisch dargestellt. Dabei wird eine von Methanol ausgehende Synthese in zwei Teilschritten durchgeführt. Im ersten Schritt wird mittels Katalyse auf einem in der Regel nicht-zeolithischen Katalysator wie etwa Aluminiumoxid im DME-Reaktor DME und Wasser im Gleichgewicht mit nicht umgesetztem Methanol gebildet. In dieser Stufe werden 15 % der im zweiten Schritt frei werdenden Wärme aufgenommen.

In der zweiten Stufe wird ein Zeolith-Katalysator wie H-ZSM-5 verwendet, um das Gemisch zusammen mit recyceltem Gas in Kohlenwasserstoffe im Benzinbereich und Wasser umzuwandeln. In dieser Olefinsynthese im MtG-Reaktor wird das Gemisch aus Methanol, Wasser und DME mittels Oligomerisierung und Hydrierung zu synthetischen, flüssigen Kraftstoffen umgesetzt. Unter den Bedingungen des MTG-Reaktors oligomerisieren leichte Olefine zu höheren Olefinen, die sich über verschiedene Reaktionswege zu Paraffinen, Naphthenen und methylierten Aromaten verbinden. Der

formselektive MTG-Katalysator begrenzt die Kohlenwasserstoff-Synthesereaktionen auf etwa C_{11} . Sowohl bei der DME-Synthese als auch bei der Olefinsynthese wird dabei Wasser gebildet, pro Methanolkemol entsteht ein Wassermolekül. Damit entstehen knapp 1,3 t Wasser pro Tonne synthetischen Kraftstoffs bzw. 0,56 t Wasser pro eingesetzter Tonne Methanol. Unter dem Namen „MtSynfuels“ wird das Verfahren unter anderen von der Firma Air Liquide angeboten. (ExxonMobil 2019; Galadima und Muraza 2015; Niklaß et al. 2016).

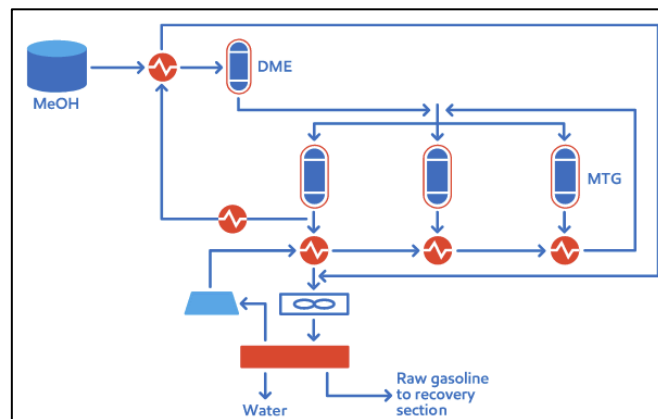


Abb. 3-51 Schematische Darstellung der Schritte innerhalb des MtG-Prozesses

Quelle: ExxonMobil (2019)

Der weitere Verarbeitungsprozess des Rohbenzins ist in Abb. 3-52 dargestellt. Dabei entstehen in einer von ExxonMobil (2019) verwendeten Anlage volumenteilig ca. 53 % Paraffine, 12 % Olefine, 9 % Naphthene, 26 % Aromaten und 0,3 % Benzol, was ein Kraftstoffgemisch mit einer Oktanzahl von 92 ergibt.

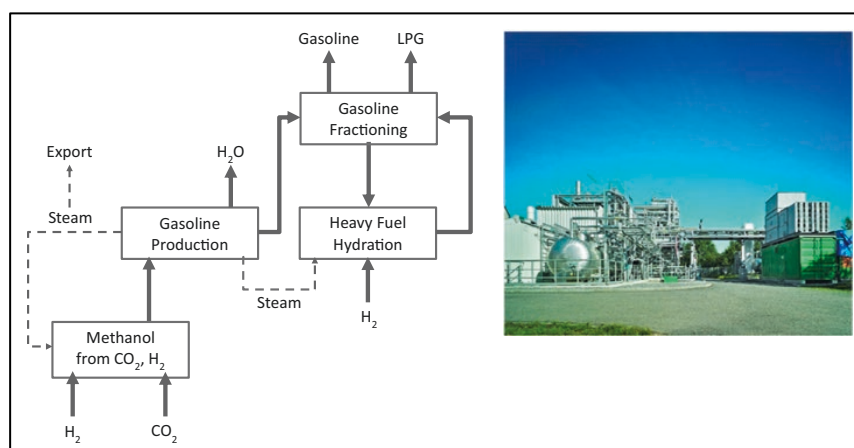


Abb. 3-52 Schematische Darstellung der Einbettung des MtG-Prozesses und Foto der Demonstrationsanlage in Freiberg

Quelle: Bergins et al. (2019)

Die Entwicklung idealer Katalysatormaterialien ist noch nicht abgeschlossen. Während anfangs nicht-zeolithische Katalysatoren mit Übergangsmetallen wie Kobalt und Rhenium und Wolframverbindungen aufgrund ihrer Fähigkeit, langkettige Kohlenwasserstoffe zu erzeugen, favorisiert wurden (Hayashi und Moffat 1983), wurden

später zeolithbasierte Katalysatoren wie H-ZSM-5 oder H-ZSM-22 aufgrund ihrer überlegenen Selektivität und Robustheit bevorzugt (Anderson und Klinowski 1990; Bjørgen et al. 2007; Choudhary et al. 2005; Rownaghi et al. 2011; Saxena et al. 2014; Svelle et al. 2006). Hierbei wurden auch erfolgreiche Tests mit sogenannten eindimensionalen Zeolithen wie H-EU-1 und H-ZSM-48 durchgeführt (Teketel et al. 2012), die wiederum andere optimale Reaktionsbedingungen für eine hohe Ausbeute linearer langkettiger Kohlenwasserstoffe aufweisen. Es ist deswegen eine entsprechende Anpassung der Reaktionsparameter bzw. Modifikation entweder bei den ein- oder bei den mehrporigen Systemen notwendig, um die Bildung von Aromaten oder eine hohe Selektivität gegenüber leichteren (C_1 bis C_3) Produkten zu vermeiden. Durch Modifikation der Katalysatormaterialien mittels Zugabe von Zinn- und Kupferoxid (Zaidi und Pant 2004) konnte die Selektivität für aromatische Kohlenwasserstoffe deutlich erhöht werden. Weitere Optimierungen (u. a. hinsichtlich der Acidität des Katalysatormaterials und der Verwendung hierarchischer Zeolithe mit einer Staffelung verschiedener Porengrößen) sind in der Entwicklung; neben erhöhter Selektivität und Robustheit werden eine möglichst geringe Rußbildung und reduzierte Reaktionstemperaturen (deutlich unterhalb von 400 °C) angestrebt (Galadima und Muraza 2015).

In verschiedenen Teilen der Welt werden kommerzielle MtG-Einheiten betrieben. Die New Zealand Synthetic Fuels Corporation, ein Joint Venture zwischen der neuseeländischen Regierung und ExxonMobil, hatte 1987 eine mit Erdgas betriebene Anlage in Neuseeland in kommerziellen Betrieb genommen, welche bis 1995 lief. Diese produzierte über den Zwischenschritt der Syngasproduktion 2.000 t Methanol pro Tag (14.500 barrel per day, bpd). Die MtG-Anlage nutzte eine Festbettkonfiguration, um Benzin mit ähnlichen Eigenschaften wie konventioneller Kraftstoff zu erzeugen. (ExxonMobil 2019; Galadima und Muraza 2015)

Der Betrieb der ersten Coal-to-Gasoline-Anlage mit der MtG-Technologie der 2. Generation wurde 2009 in China durch die Jincheng Antracite Mining Group (JAMG) aufgenommen. Diese für 340 t Benzin pro Tag (2.500 bpd) ausgelegte Anlage wurde 2009 in Betrieb genommen und demonstrierte erfolgreich das Arbeitskonzept. Nach zwei Jahren Betrieb vereinbarten JAMG und ExxonMobil, einen Vertrag für zwei weitere MtG-Anlagen zu je 1.700 t pro Tag (12.500 bpd) zu lizenzieren. Im März 2015 gaben ExxonMobil und die Sinopec Engineering Group (SEG) eine gemeinsame Technologieentwicklungsvereinbarung zur Weiterentwicklung einer Wirbelschicht-Technologie bekannt. Ziel ist die Entwicklung eines Wirbelschicht-MtG-Designs, das in Bau und Betrieb deutlich weniger Kosten verursacht und die Energieeffizienz gegenüber dem Festbett-Design verbessern soll (ExxonMobil 2019). Weitere Anlagen, die das benötigte Synthesegas aus der Gasifizierung von Steinkohle beziehen und den ExxonMobil-MtG-Prozess nutzen, sind in den letzten Jahren u. a. in Wyoming und West Virginia entstanden (Galadima und Muraza 2015).

In der BMWi-Förderinitiative „Energiewende im Verkehr“ wird die MtOME-Route im Projekt *C3Mobility* erforscht.

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Die Herstellung von emissionsarmem synthetischem Benzin ist mit einer Gesamteffizienz zwischen 50 und 60 % mit heutiger Technologie möglich. Auf diesem Stand besitzt MtG einen TRL von 9 und ist in großem Maßstab auf kommerzieller Basis

verfügbar (Bergins et al. 2019). Die Hürden bestehen laut Auer und Ganzer (2020) in den vorgelagerten Prozessschritten der Methanolherstellung.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Im industriellen Maßstab ist der MtG-Prozess, der bei vollständiger Umsetzung erreicht werden kann, exotherm mit einer Reaktionswärme von 483 kWh/t Methanol (Galadima und Muraza 2015; Yurchak 1988). Laut Bergins et al. (2019) lässt sich mit heutiger Technologie synthetisches Benzin mit einer Gesamteffizienz zwischen 50 und 60 % herstellen, die sich theoretisch bis 87 % steigern ließe.

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Aufgrund der nahen Verwandtschaft der verschiedenen von Methanol ausgehenden Synthesepfade werden hier die Kosten für OME zurate gezogen. Der schon umfassender etablierte MtG-Prozess sollte hierbei im Vergleich zu geringeren Kosten führen. Die Produktionskosten für die Herstellung von OME sind vergleichbar mit der Herstellung von Dieselkraftstoff. Laut Schmitz et al. (2016) belaufen sich die Produktionskosten für OME inklusive berücksichtigtem Capex auf ca. 200 €/t OME. Hierin sind die Kosten für Methanol nicht enthalten.

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Die Zahl der Publikationen und Entwicklungsaktivitäten im Bereich von MtG ist begrenzt, was aufgrund des relativen Neuheitsgrads nicht verwunderlich ist. Die vergleichsweise große technologische Reife ist in diesem Zusammenhang jedoch erstaunlich.

Der deutsche Anteil an den weltweiten Publikationen der letzten Jahre ist vergleichsweise gering, zudem zeichnet sich kein klarer Trend hinsichtlich der jährlichen Steigerungsraten ab, tendenziell scheinen diese eher zu stagnieren. Seit 2011 scheint Deutschland hier hinter den USA und China deutlich zurückgefallen zu sein, auch wenn die US-amerikanischen schon seit 2015 und die chinesischen Publikationen zuletzt in 2018 deutlich eingebrochen sind. Dementsprechend wird die Zukunftsprognose der internationalen Aufstellung eher pessimistisch mit „nur eingeschränkt konkurrenzfähig“ angegeben.

Tab. 3-102 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Methanol-to-Gasoline

| Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich? | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input checked="" type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis einschließlich 20. Dezember 2019 angewendet: ("Methanol-to-Gasoline" OR ("Methanol to gasoline") OR (MTG AND Gasoline) OR ("Methanol zu Benzin") OR ("Benzin aus Methanol") OR ("Methanol zu Kraftstoff") OR ("Methanol-zu-Kraftstoff") OR ("Methanol to fuel") OR (Methanol-to-fuel)).

Dabei wurden insgesamt 509 gefundene Publikationen einbezogen, von denen 327 in den Jahren von 1995 bis 2019 veröffentlicht wurden. In diesem Zeitraum erschienen insgesamt 28 Publikationen unter Beteiligung deutscher Autoren sowie insgesamt 71 unter US-amerikanischer und 85 unter chinesischer Beteiligung. Auffällig ist hierbei allerdings auch der starke Rückgang von Publikationen unter US-amerikanischer Beteiligung seit 2014 oder spätestens 2015 und der unter chinesischer Beteiligung in 2018, während die Gesamtzahl der Publikationen in 2018 nochmals deutlich anstieg und somit der überwiegende Teil in 2018 ohne Beteiligung dieser drei Länder publiziert wurde. Abb. 3-53 zeigt die Ergebnisse der Publikationsanalyse für den Zeitraum 1995–2018.

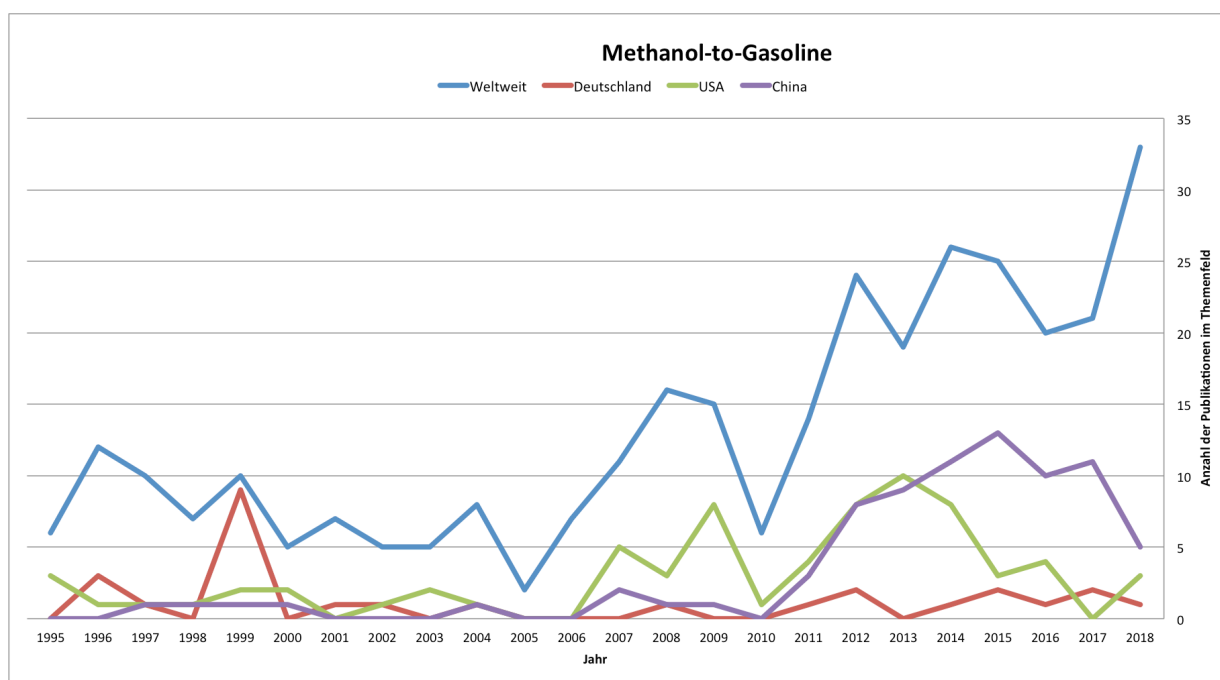


Abb. 3-53 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Methanol-to-Gasoline

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 25 Artikeln pro Jahr, davon nur etwa 1 pro Jahr (6 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 4 %, während die Publikationen unter deutscher Beteiligung mit 0 % pro Jahr stagnierten. Die USA verzeichneten im selben Zeitraum einen jährlichen Rückgang um 36 % gegenüber China mit ca. 14 % pro Jahr. Sowohl der weltweite Trendverlauf als auch die nationalen Verläufe sind durch die großen Schwankungen und geringen Gesamtzahlen mit großen statistischen Unsicherheiten behaftet.

Insgesamt werden die industriepolitischen Chancen für die Methanol-to-Gasoline-Synthese daher als niedrig (Stufe „2“ auf einer Skala von 1 bis 5) bewertet.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Sowohl bei der DME-Synthese als auch bei der Olefinsynthese, die zum gleichen Reaktionsschema gehören wie der hier betrachtete MtG-Prozess, wird Wasser gebildet. Pro Methanolkemol entsteht ein Wassermolekül. Damit entstehen knapp 1,3 t Wasser pro Tonne synthetischen Kraftstoffs bzw. 0,56 t Wasser pro eingesetzter Tonne

Methanol (abgeleitet von ExxonMobil 2019). Zumindest ein (nicht weiter spezifizierter) Anteil davon wird zur Dampferzeugung genutzt.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Über die übliche Ausdehnung derartiger Syntheseanlagen liegen keine Erkenntnisse vor. Der konkrete Flächenbedarf kann jedoch wie bei vielen Chemieanlagen in begrenztem Umfang an die örtlichen Gegebenheiten angepasst werden, was jedoch zu Kostensteigerungen führen kann.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Der MtG-Prozess kann ohne kritische Rohstoffe und ohne Gefahrstoffe betrieben werden. Der Bedarf an kritischen Stoffen wird daher insgesamt mit „1“ auf der Skala von 1 bis 5 eingeschätzt.

Kriterium 8: Flexibilität

Die nacheinander ablaufenden Prozessschritte MtO und MtOGD sind sensitiv auf die Edukt-Zusammensetzung und auf Reaktionsparameter wie Druck, Temperatur und Durchflussgeschwindigkeit. Der Prozess ist aber weniger kritisch als die FT-Synthese. Speziell die MtOGD-Synthese ist laut Niklaß et al. (2016) unkritisch hinsichtlich der Feedstock-Zusammensetzung. Die Ausbeute unterschiedlicher Kohlenwasserstofflängen lässt sich durch die passende Wahl der Reaktorparameter Druck, Temperatur und Verweilzeit einstellen. Auch kann bei integrierten Anlagen wieder der optimale Betrieb der Produktaufbereitung durch die Rektifikationskolonnen und weitere Prozessschritte durch eine Zwischenlagerung hinreichender Mengen der Syntheseprodukte (FT-Roh-PTL und Methanol) sichergestellt werden, so dass ein Steady-State-Blockbetrieb möglich ist.

Aufgrund der geringen Flexibilität bezüglich des Lastwechsels, welche allerdings durch eine Lagerhaltung der Zwischenprodukte kompensiert werden kann, wird die Technologie daher mit einem Flexibilitätsgrad von „3“ auf der Skala von 1 bis 5 bewertet.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Der MtG-Prozess produziert ein auf herkömmliche Benzinnutzung ausgerichtetes Ersatzprodukt. Inwiefern er dadurch dieses bestehende System eher stützt oder zu transformieren ermöglichen wird, dürfte von seiner großskaligen Verbreitung abhängen. Ebenso können allerdings in einer hypothetisch vollständig auf alternative Antriebsformen setzenden Welt auch MtG-Anlagen ihre Nachfrage verlieren. Diese Betrachtungen sind allerdings sehr spekulativ und lassen keine klaren Schlüsse hinsichtlich Lock-Ins zu.

Die Gefahr von Pfadabhängigkeiten wird daher hier mit „3“ auf der Skala von 1 bis 5 bewertet.

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-103 Methanol-to-Gasoline: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 7: Aufbereitungsprozesse | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | |
|--|---|---|---|-----------------------------------|-------|-------|------------|--|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Methanol-to-Gasoline | | | | | |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | Quellenangabe |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | X | | | | |
| | | TRL | | 9 | 9 | 9 | 9 | Galadima und Muraza 2015; Bergins et al. 2019 |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | kWh/t Methanol (Effizienz) | 483 (50-60 %) | n. a. | n. a. | (max: 87%) | Galadima und Muraza 2015; Bergins et al. 2019; Yurcha 1988 |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/t Synfuel (ohne MeOH-Kosten) | min. 200 | n. a. | n. a. | n. a. | Schmitz et al. 2016 |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 2 | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | nur eingeschränkt konkurrenzfähig | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 1 / 25 | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | 0 | | | | |
| | | %/Jahr (Welt) | 4 | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | t H2O / t Kraftstoff (Wasserverzeugung, z.T. für Dampf genutzt) | -1,3 | n. a. | n. a. | n. a. | Bergins et al. 2019 |
| | | | t H2O / t Methanol (Wasserverzeugung, z.T. für Dampf genutzt) | -0,56 | n. a. | n. a. | n. a. | Bergins et al. 2019 |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 1 | 1 | 1 | 1 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung; Niklaß et al. 2016 |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung |

3.7.3 Methanol-to-Kerosene

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Synthetisches Kerosin und synthetischer Diesel lassen sich mit einem im Wesentlichen gleichartigen Prozess erzeugen. Es besteht hier lediglich ein Bedarf in der Anpassung der Prozessparameter. Deswegen wird bei der Diskussion des Prozesses Methanol-zu-Kerosin zugleich derjenige für Diesel mit einbezogen. Da der Literaturstand zur synthetischen Dieselproduktion aus Methanol zudem umfassender erscheint als derjenige zu Methanol-zu-Kerosin, werden diese Erkenntnisse zumeist auf die Kerosinproduktion übertragen.

Das Verfahren Methanol-zu-Kerosin/Diesel (MtK/D) wird derzeit noch erforscht, verspricht aber eine ebenso effiziente Energieumwandlung wie das MtG-Verfahren zu werden und kann entweder den Bedarf an Diesel im Verkehr oder den Bedarf an Kerosin in der Luftfahrt decken (Bergins et al. 2019). Für die Luftfahrt wird an einer Vielzahl von möglichen Kraftstoff-Erzeugungsprozessen geforscht, ebenso gibt es eine Reihe an Ausgangsstoffen. Niklaß et al. (2016 S. 15) schreiben, dass aufgrund der größeren Flexibilität der Methanolsynthese gegenüber der FT-Synthese eine Berücksichtigung der Methanol-Route in den Diskussionen um Pilot-/Demovorhaben sinnvoll erscheint. Zudem habe die Weiterverarbeitung von Methanol Vorteile für die Produktion von spezifiziertem Kerosin. Für die Technologieoffenheit sei eine zweite für die Kerosinnutzung zertifizierte PtL-Technologieroute generell sinnvoll. Hinsichtlich der Marktdurchdringung werden die Zertifizierungsprozesse eine zentrale Rolle für den Einsatz synthetischer Kraftstoffe im Luftfahrtbetrieb haben, so dass von einer steigenden Zumischung auszugehen sein dürfte. Schließlich sei auch die gegenüber von konventionellem Kerosin geringere Energiedichte hervorzuheben.

Allerdings bleibt die Frage alternativer synthesebasierter Pfade offen, da auch Methanol (sowie andere alternative Antriebsstoffe wie Gemische aus Wasserstoff und Ammoniak) ggf. direkt als Flugzeugtreibstoff zum Einsatz kommen kann (Goldmann et al. 2018). Dieses hätte zudem vorteilhafte Eigenschaften hinsichtlich der Sauberkeit der Verbrennung und entstehender Schadgase wie NO_x und CO (Levy et al. 2015; Pullman 1978a, 1978b). Diese Option wird hier allerdings nicht weiter betrachtet.

Der MtK/D-Prozess unterscheidet sich in seinem Aufbau kaum vom MtG-Prozess. Die Kerosinerzeugung aus Methanol erfolgt über den Methanol-to-Olefine-Prozess (MtO) mit nachgeschaltetem Olefine-to-Gasoline-and-Distillate-Prozess (MtOGD), siehe Abb. 3-54. Entsprechend sei für den schematischen Ablauf auf die Beschreibung zu MtG verwiesen. Wie die Benzinsynthese verläuft auch die Erzeugung von Naphtha, Kerosin und Diesel aus Methanol über die Teilschritte DME-Synthese, Olefinsynthese, Oligomerisierung und Hydrotreating. Nach Niklaß et al. (2016) sind die Einzelprozesse kommerziell verfügbar, unter anderem von Air Liquide/Lurgi und Chemieanlagenbau Chemnitz. „Die Zusammenführung der genannten Einzelschritte wurde jedoch bisher weltweit nur in wenigen Anlagen realisiert. Validierungsbedarf gibt es bezüglich des Zusammenspiels der Komponenten. Darüber hinaus ist zu untersuchen, inwieweit die Kerosinausbeute von Methanol-zu-Kerosin-Prozessen erhöht werden kann.“ (ibid., S. 18)

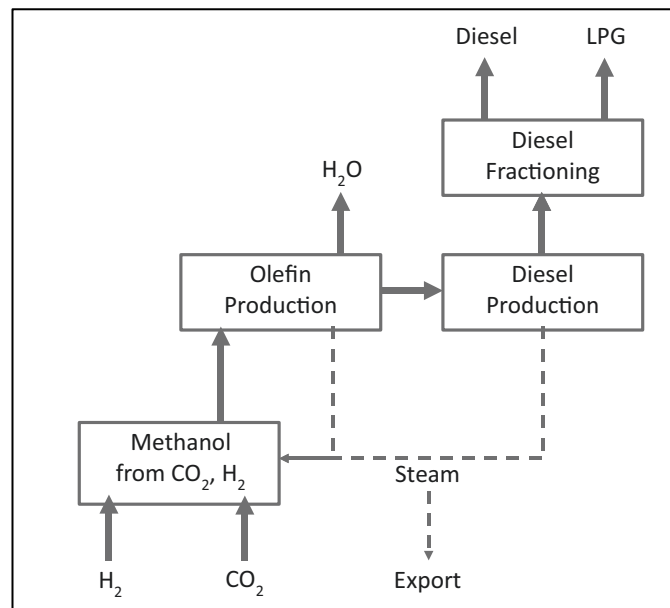


Abb. 3-54 Schematische Darstellung der MtK/D-Route

Quelle: Bergins et al. (2019 S. 459)

Auch die eingesetzten Katalysatormaterialien sind vergleichbar, im Wesentlichen werden Prozessparameter anders gesetzt und der Gesamtprozess auf andere Kohlenwasserstoffketten optimiert. Allerdings besteht noch Entwicklungsbedarf bei der Steigerung der Flexibilität des Anlagenbetriebes.

In der BMWi-Förderinitiative „Energiewende im Verkehr“ wird die MtK-Route im Projekt *KEROSyn100* erforscht.

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Die beiden Technologien MtOME und MtK/D sind noch in frühen Entwicklungsstadien (TRL 5–6), beide können aber in einem kurzen industriellen Zeitraum von 5 bis 10 Jahren bis zum Demonstrator-Status TRL 6–7 entwickelt werden (Bergins et al. 2019). Es erscheint realisierbar, bis 2030 TRL 7–8 und bis 2040 die mit TRL 9 bezeichnete großskalige technische Verfügbarkeit zu erreichen.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Mangels großtechnischer Anlagen ist der Wissensstand hinsichtlich der Energieeffizienz des MtK/D-Prozesses gering. Die Effizienz dürfte allerdings der des MtG-Prozesses vergleichbar sein. Im industriellen Maßstab ist der MtG-Prozess, der bei vollständiger Umsetzung erreicht werden kann, exotherm mit einer Reaktionswärme von 483 kWh/t Methanol (Galadima und Muraza 2015; Yurchak 1988). Laut Bergins et al. (2019) lässt sich mit heutiger Technologie synthetisches Benzin mit einer Gesamteffizienz zwischen 50 und 60 % herstellen, was sich theoretisch bis 87 % im Jahr 2050 steigern ließe.

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Aufgrund der nahen Verwandtschaft der verschiedenen von Methanol ausgehenden Synthesepfade werden hier die Kosten für OME zurate gezogen. Der MtK/D-Prozess sollte hierbei im Vergleich zu ähnlichen, wenn nicht sogar zu geringeren Kosten

führen, da hier ein Stoffgemisch und kein Reinstoff erzeugt wird. Die Produktionskosten für die Herstellung von OME sind vergleichbar mit der Herstellung von Dieselmotorkraftstoff. Laut Schmitz et al. (2016) belaufen sich die Produktionskosten für OME inklusive berücksichtigtem Capex auf ca. 200 €/t OME. Hierin sind die Kosten für Methanol nicht enthalten.

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Die Zahl der Publikationen und Entwicklungsaktivitäten im Bereich von MtK ist außerordentlich klein, worin sich der relative Neuheitsgrad dieses Prozesses ebenso widerspiegelt wie die Tatsache, dass eine derartige Substitution von fossilem Flugkraftstoff lange Zeit nicht von größerem Interesse war. Entsprechend sind alle hier getroffenen Aussagen mit großen Unsicherheiten behaftet.

Der deutsche Anteil an den weltweiten Publikationen der letzten Jahre ist sehr gering, zudem zeichnet sich kein klarer Trend hinsichtlich der jährlichen Steigerungsraten ab. In den letzten Jahren konnte lediglich in 2015 eine einzelne Publikation mit deutscher Beteiligung identifiziert werden. Für die USA konnte keine Publikation nach 2006 identifiziert werden, in China gab es wiederholt einzelne Publikationen in den letzten Jahren. Aufgrund der großen Unsicherheit und insgesamt sehr gering erscheinenden nationalen Forschungsaktivität hinsichtlich MtK wird die Zukunftsprognose der internationalen Aufstellung eher pessimistisch mit „nur eingeschränkt konkurrenzfähig“ angegeben.

Tab. 3-104 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Methanol-to-Kerosene

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input checked="" type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis einschließlich 20. Dezember 2019 angewendet; (*"Methanol-to-kerosin"* OR (*Methanol pre/3 kerosin*) OR (*"Methanol-to-kerosene"* OR (*Methanol pre/3 kerosene*) OR (*MTK AND (Kerosene OR Kerosin)*) OR (*Methanol-to-Jet**) OR (*Methanol pre/3 jet**)).

Nicht auszuschließen ist, dass die Suchbegriffe nicht passgenau die zu bestimmende Technologie abgebildet haben.

Dabei wurden schließlich insgesamt lediglich 84 gefundene Publikationen einbezogen, von denen 61 in den Jahren von 1995 bis 2019 veröffentlicht wurden. In diesem Zeitraum erschienen insgesamt nur 3 Publikationen unter Beteiligung deutscher Autoren sowie insgesamt keine unter US-amerikanischer und 8 unter chinesischer Beteiligung. Auffällig ist die insgesamt sehr geringe Gesamtzahl ohne einen deutlich sichtbaren Beginn und die kaum erkennbare Aktivität von US-amerikanischer Seite. Abb. 3-55 zeigt die Ergebnisse der Publikationsanalyse für den Zeitraum 1995–2018.

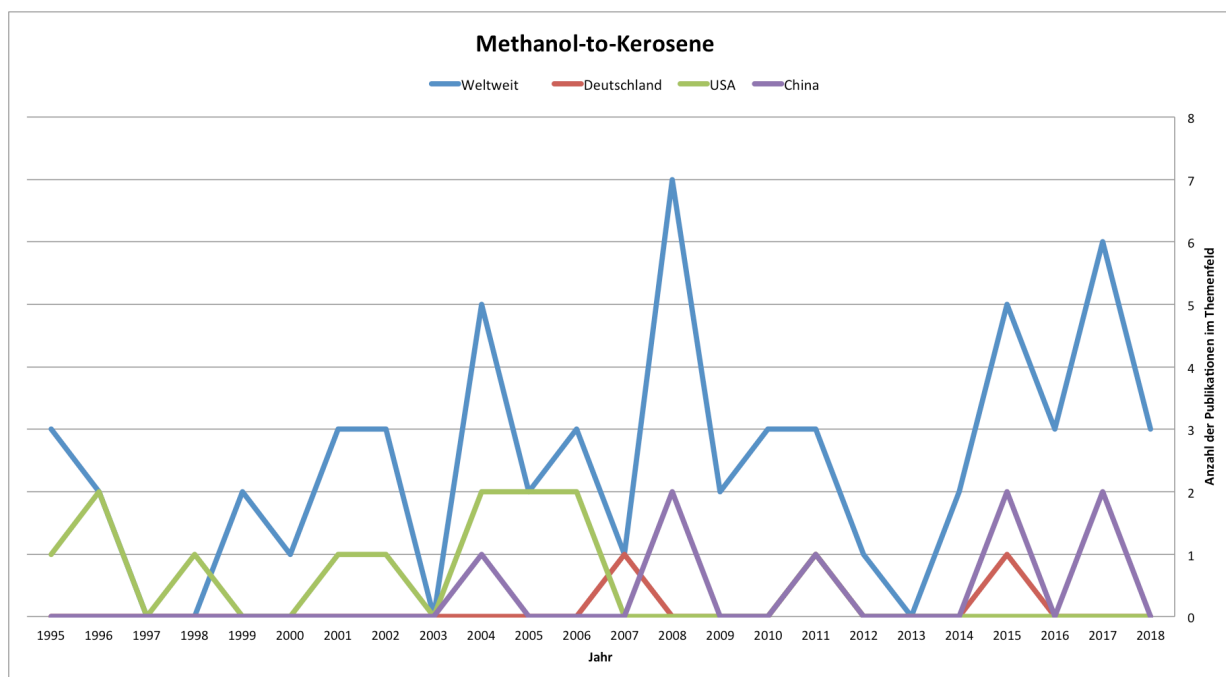


Abb. 3-55 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Methanol-to-Kerosene

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei nur 4 Artikeln pro Jahr, davon 0,2 pro Jahr unter Beteiligung deutscher Autoren. Aufgrund der sehr geringen Zahlen erscheint eine weitergehende statistische Trendanalyse hier nicht zielführend; es sei lediglich die (ebenfalls mit großer Unsicherheit belegte) jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in den Jahren 2014–2018 mit ca. 8 % genannt.

Insgesamt werden die industriepolitischen Chancen für die Methanol-to-Kerosene-Synthese daher als niedrig (Stufe „2“ auf einer Skala von 1 bis 5) bewertet.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Sowohl bei der DME-Synthese als auch bei der Olefinsynthese, die zum gleichen Reaktionsschema gehören wie der hier betrachtete MtK-Prozess, wird Wasser gebildet. Pro Methanolkemol entsteht ein Wassermolekül. Damit entstehen knapp 1,3 t Wasser pro Tonne synthetischen Kraftstoffs bzw. 0,56 t Wasser pro eingesetzter Tonne Methanol (abgeleitet von ExxonMobil 2019). Zumindest ein (nicht weiter spezifizierter) Anteil davon wird zur Dampferzeugung genutzt.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Über die übliche Ausdehnung derartiger Synthesenanlagen liegen keine Erkenntnisse vor. Der konkrete Flächenbedarf kann jedoch wie bei vielen Chemieanlagen in begrenztem Umfang an die örtlichen Gegebenheiten angepasst werden, was jedoch zu Kostensteigerungen führen kann.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Der MtK-Prozess kann ohne kritische Rohstoffe und ohne Gefahrstoffe betrieben werden. Der Bedarf an kritischen Stoffen wird daher insgesamt mit „1“ auf der Skala von 1 bis 5 eingeschätzt.

Kriterium 8: Flexibilität

Die bei MtK wie bei MtG nacheinander ablaufenden Prozessschritte MtO und MtOGD sind sensitiv auf die Edukt-Zusammensetzung und auf Reaktionsparameter wie Druck, Temperatur und Durchflussgeschwindigkeit. Diese Sensitivitäten sind im Wesentlichen gleichwertig bei MtK, MtDME und MtG (siehe Kapitel 3.7.2).

Aufgrund der geringen Flexibilität bezüglich des Lastwechsels, welche allerdings durch eine Lagerhaltung der Zwischenprodukte kompensiert werden kann, wird die Technologie daher mit einem Flexibilitätsgrad von „3“ auf der Skala von 1 bis 5 bewertet.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Sofern der Aspekt außer Acht gelassen wird, dass selbst „CO₂-neutraler“ Flugzeugtreibstoff aufgrund der Reaktionen der ausgestoßenen Gase und Rußpartikel in großer Höhe bei weitem nicht klimaneutral ist und somit eine Umstellung auf synthetisches Kerosin lediglich ca. ein Drittel bis die Hälfte der Klimawirkung des Flugverkehrs vermeiden kann, sind die Lock-In-Effekte nicht allzu gravierend.

Die Anlagen selbst haben eine technische Lebensdauer von zumindest 20–30 Jahren mit entsprechend langen Reinvestitionszyklen und müssen deswegen schon im kommenden Jahrzehnt „2050-kompatibel“ konzipiert werden. Da sich die Prozesse für die Kerosinherstellung und die Dieselherstellung wie zuvor beschrieben stark ähneln, können sich diese beiden Pfade insofern stützen, dass Anlagen mit vergleichsweise geringem Aufwand auf die andere Produktion umgewidmet werden können. Zumindest die maritime Schifffahrt wird hier eine noch länger relevante Abnehmerin für Dieselmotorkraftstoff sein. Mit der Perspektive 2050 kann es allerdings auch hier zu großen Veränderungen kommen.

Die Gefahr von Pfadabhängigkeiten wird daher hier mit „3“ auf der Skala von 1 bis 5 bewertet.

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-105 Methanol-to-Kerosene: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 7: Aufbereitungsprozesse | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | |
|--|---|---|--|-----------------------------------|---------|-------|---------|---|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Methanol-to-Kerosene | | | | | Quellenangabe |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | | X | | |
| | | TRL | | 5 bis 6 | 7 bis 8 | 9 | 9 | Bergins et al. 2019 |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | % | 50-60 | n. a. | n. a. | max: 87 | Galadima und Muraza 2015; Bergins et al. 2019 |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/t Synfuel (ohne MeOH-Kosten) | min. 200 | n. a. | n. a. | n. a. | Schmitz et al. 2016 |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 2 | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | nur eingeschränkt konkurrenzfähig | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 0 / 4 | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | -50 | | | | |
| | | %/Jahr (Welt) | 8 | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | t H2O / t Kraftstoff (Wassererzeugung, z.T. für Dampf genutzt) | -1,3 | n. a. | n. a. | n. a. | Bergins et al. 2019 |
| | | | t H2O / t Methanol (Wassererzeugung, z.T. für Dampf genutzt) | -0,56 | n. a. | n. a. | n. a. | Bergins et al. 2019 |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 1 | 1 | 1 | 1 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung |

3.7.4 Methanol-to-OME

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Polyoxymethylendimethylether (OME) sind eine Gruppe von unterschiedlich langen, sich modular wiederholenden Verbindungen (Oligomeren), die allesamt mindestens ein Sauerstoffatom als ein Kettenglied in der Kohlenstoffkette besitzen und damit die chemische Struktur $\text{H}_3\text{C-O-(CH}_2\text{O)}_n\text{-CH}_3$ mit $n \geq 2$ aufweisen. Sie sind farblose, brennbare Flüssigkeiten, deren physikalische Eigenschaften von der Kettenlänge n abhängen. OME_n (mit n zwischen 3 und 5) können als Dieselkraftstoffkomponenten oder vollständige Alternative zum Dieselkraftstoff verwendet werden (Lumpert et al. 2011).

Langkettige OME können anstatt aus Methanol auch aus DME erzeugt werden, Peter et al. (2019) beschreiben hierzu ein Verfahren, bei dem Dimethoxymethan (OME_1) bei 25–30 °C unter Anwesenheit katalytischer Mengen verschiedener Trimethyloxoniumsalze mit monomerem, gasförmigem Formaldehyd zu reinen OME_n -Mischungen reagiert. Dieser Prozess ist laut den Autoren deutlich energieeffizienter als wässrige Synthesen aus z. B. Trioxan, wird allerdings derzeit lediglich im Labormaßstab betrieben.

Die MtOME-Routen ähneln der MtG-Route, jedoch wird der Prozess früher unterbrochen und die Kettenlänge der OME-Oligomere kann über den Einsatz mehrerer hintereinandergestellter Prozessstufen kontrolliert werden. In Abb. 3-56 ist der Prozessverlauf einschließlich der Bildung der kürzeren und längeren Oligomere dargestellt.

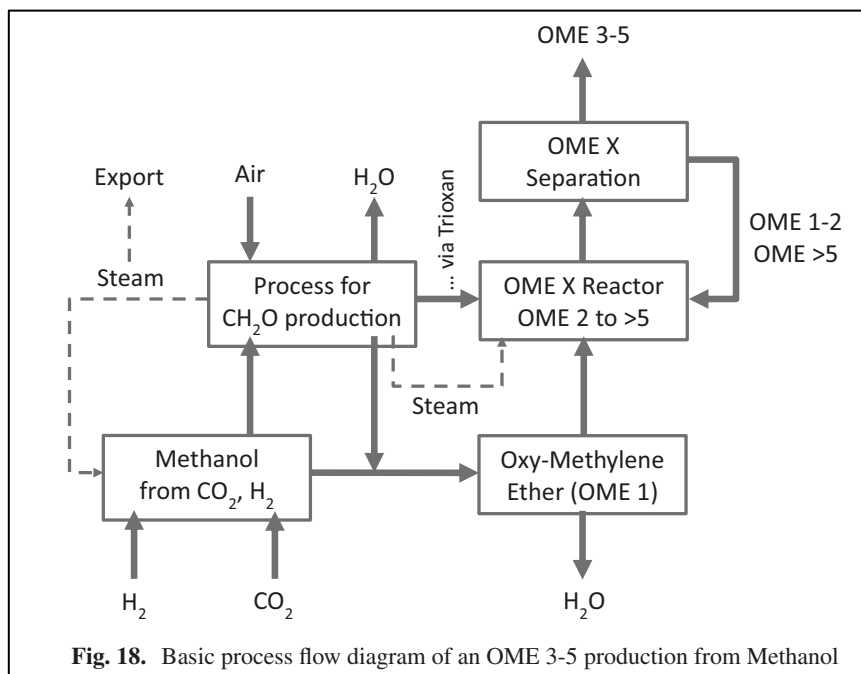


Fig. 18. Basic process flow diagram of an OME 3-5 production from Methanol

Abb. 3-56 Schematischer Prozessverlauf für MtOME

Quelle: Bergins et al. (2019 S. 457)

Die Entdeckung neuartiger Silicoaluminophosphat-Materialien, insbesondere SAPO-34, brachte aufgrund ihrer einzigartigen Porengröße und -geometrie und der im Vergleich zu ZSM-5 geringeren Acidität einen technologischen Durchbruch. Die

reduzierte Porengröße von SAPO-34 in der Größe von 0,35 nm begrenzt die Diffusion von schweren und verzweigten Kohlenwasserstoffen und erhöht die Selektivität für leichte Olefine. Die mildere Acidität von SAPO-34 senkt das Ausmaß der Wasserstoff-Übertragungsreaktionen, was die Ausbeute paraffinischer Produkte minimiert und die Ausbeute von olefinischem Produktschiefer erhöht. (Gogate 2019)

In der BMWi-Förderinitiative „Energiewende im Verkehr“ wird die MtOME-Route in den Projekten *E2Fuels* und *SolareKraftstoffe* erforscht.

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Methanol-zu-OME ist laut Bergins et al. (2019) noch in einer frühen Entwicklungsphase (TRL 5–6), könne aber in einem kurzen industriellen Zeitraum von 5–10 Jahren bis zum Demonstrator-Status (TRL 6–7) entwickelt werden. Laut Jacob (2019) wurden in China allerdings seit 2013 Produktionskapazitäten für ca. 650 kt OME Jahresproduktion aufgebaut. 8 Anlagen sehr unterschiedlicher Kapazität sind dort in Betrieb, was für einen möglicherweise schon höheren TRL-Wert spricht. Es erscheint realisierbar, bis 2040 die großskalige kommerzielle Verfügbarkeit TRL 9 zu erreichen.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Es erscheint naheliegend, dass die Energieeffizienz ähnlich wie die des MtG-Prozesses ist, jedoch liegen zu diesem Kriterium keine belastbaren Erkenntnisse vor.

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Die Produktionskosten für die Herstellung von OME sind vergleichbar mit der Herstellung von Dieselkraftstoff. Laut Schmitz et al. (2016) belaufen sich die Produktionskosten für OME inklusive berücksichtigtem Capex auf ca. 200 €/t OME. Hierin sind die Kosten für Methanol nicht enthalten. Laut Jacob (2019) belaufen sich die Produktionskosten für diverse OME-Verbindungen auf 200–285 €/t.

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Die Zahl der Publikationen und Entwicklungsaktivitäten im Bereich von MtOME ist sehr begrenzt, was aufgrund des großen Neuheitsgrads nicht verwunderlich ist. Die dafür vergleichsweise hohe technologische Reife (TRL 5–7) ist in diesem Zusammenhang jedoch hervorzuheben.

Der deutsche Anteil an den weltweiten Publikationen der letzten Jahre ist mit 33 % bemerkenswert groß, zudem zeichnet sich ein deutlicher Trend hinsichtlich der jährlichen Steigerungsraten von ca. 50 % ab. Lediglich China scheint in den letzten Jahren vergleichbar große Aktivitäten in der Erforschung des MtOME-Prozesses entfaltet zu haben. Zugleich wurden die meisten OME-Produktionsstätten allerdings in China errichtet (Jacob 2019). Aufgrund der insgesamt geringen Anzahl an Publikationen kann dieser Trend sich jedoch auch schnell verändern. Dementsprechend wird die Zukunftsprognose der internationalen Aufstellung eher zurückhaltend-optimistisch mit „wettbewerbsfähig“ angegeben.

Tab. 3-106 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Methanol-to-OME

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich?

- Technologieführerschaft
 wettbewerbsfähig
 nur eingeschränkt konkurrenzfähig
 abgeschlagen

Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis einschließlich 20. Dezember 2019 angewendet: (((("oxymethylene dimethyl ether" OR Polyoxymethylen dimethylether OR PODE OR DMMn OR (Methanol pre/2 OME)) AND Methanol) OR (Methanol-to-OME)) AND NOT (bacteri* OR solvent OR automotive)).

Dabei wurden schließlich insgesamt 67 gefundene Publikationen einbezogen, von denen 63 in den Jahren von 1995 bis 2019 veröffentlicht wurden. In diesem Zeitraum erschienen insgesamt 17 Publikationen unter Beteiligung deutscher Autoren sowie insgesamt lediglich 3 unter US-amerikanischer, jedoch 36 unter chinesischer Beteiligung. Auffällig ist hierbei die generell sehr geringe Anzahl von Publikationen unter US-amerikanischer Beteiligung, was darauf schließen lässt, dass in den USA OME nicht zur nationalen Forschungsstrategie gehört. Der stark wirkende Einbruch in 2017 sowohl in Deutschland als auch China spiegelt sich auch weltweit wider, erscheint allerdings der geringen Gesamtzahl geschuldet. Abb. 3-57 zeigt die Ergebnisse der Publikationsanalyse für den Zeitraum 1995–2018.

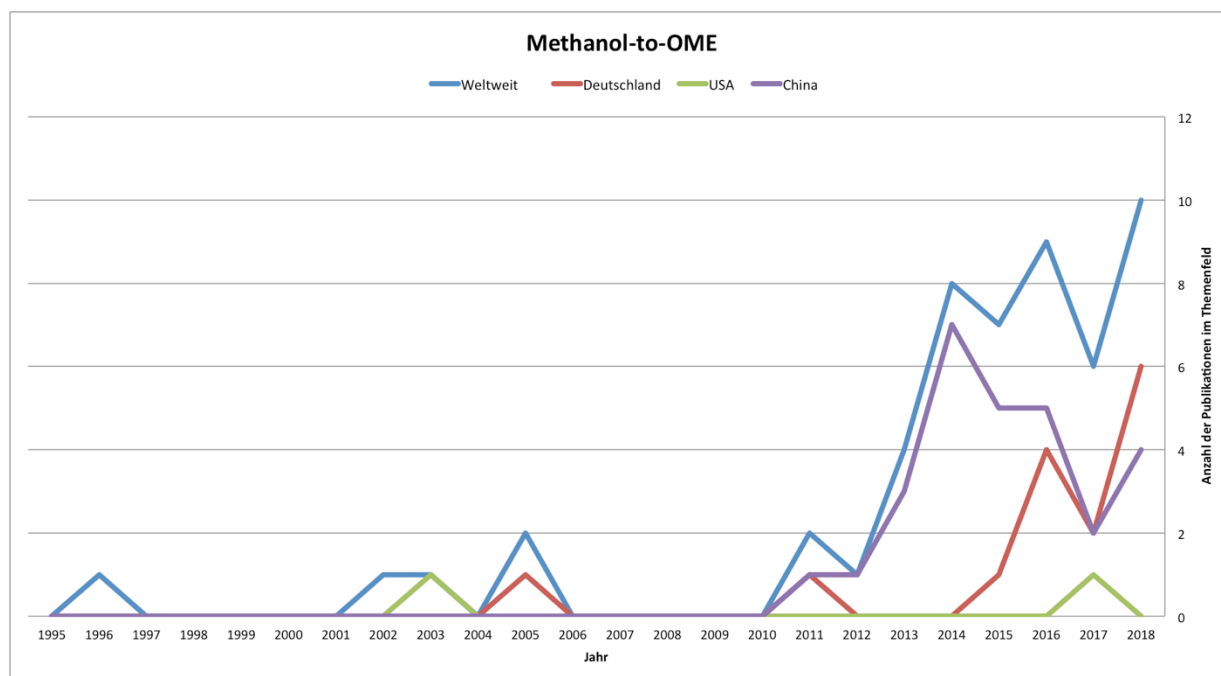


Abb. 3-57 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Methanol-to-OME

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 8 Artikeln pro Jahr, davon etwa 3 pro Jahr (33 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in diesem Zeitraum betrug ca. 4 %, während die Publikationen unter

deutscher Beteiligung mit 50 % pro Jahr stark zunahm; vor 2015 sind praktisch keine deutschen Forschungsoutputs zu OME zu finden. Die USA verzeichneten im selben Zeitraum lediglich eine einzige Publikation in 2017, während China schon seit 2011 deutliche Aktivitäten erkennen lässt und bis einschließlich 2014 nahezu alle weltweiten Publikationen unter chinesischer Beteiligung erstellt wurden. Seither ist für China ein Rückgang von ca. 20 % pro Jahr zu verzeichnen. Sowohl der weltweite als auch die nationalen Trendverläufe sind durch die geringen Gesamtzahlen mit merklichen statistischen Unsicherheiten behaftet.

Insgesamt werden die industriepolitischen Chancen für die Methanol-to-OME-Synthese daher als hoch (Stufe „4“ auf einer Skala von 1 bis 5) bewertet.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Im Prozess entsteht Wasser, das teilweise zur Dampferzeugung genutzt wird.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Über die übliche Ausdehnung derartiger Synthesenanlagen liegen keine Erkenntnisse vor. Der konkrete Flächenbedarf kann jedoch wie bei vielen Chemieanlagen in begrenztem Umfang an die örtlichen Gegebenheiten angepasst werden, was aber zu Kostensteigerungen führen kann.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Der MtOME-Prozess kann ohne kritische Rohstoffe und ohne Gefahrstoffe betrieben werden. Der Bedarf an kritischen Stoffen wird daher insgesamt mit „1“ auf der Skala von 1 bis 5 eingeschätzt.

Kriterium 8: Flexibilität

Die bei MtOME nacheinander ablaufenden Prozessschritte MtO und MtOGD sind sensitiv auf die Edukt-Zusammensetzung und auf Reaktionsparameter wie Druck, Temperatur und Durchflussgeschwindigkeit. Diese Sensitivitäten sind im Wesentlichen gleichwertig zu denen bei MtK, MtDME und MtG (siehe Kapitel 3.7.2).

Aufgrund der geringen Flexibilität bezüglich des Lastwechsels, welche allerdings durch eine Lagerhaltung der Zwischenprodukte kompensiert werden kann, wird die Technologie daher mit einem Flexibilitätsgrad von „3“ auf der Skala von 1 bis 5 bewertet.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Hierüber liegen keine belastbaren Erkenntnisse vor, da OME bislang nicht in relevanter Größenordnung eingesetzt wird, sich jedoch vielversprechende Anwendungsfelder bieten. Entsprechend spekulativ ist die Bewertung hinsichtlich Lock-in-Effekten. Die langen Reinvestitionszyklen von chemischen Anlagen von zumindest 20–30 Jahren bergen stets eine gewisse Gefahr hierfür. Alternative Absatzmöglichkeiten für OME sind abhängig von dessen spezifischer Zusammensetzung und Kettenlänge bzw. zumindest von der prinzipiellen Fraktionierbarkeit. Reinstoffe sind für die Verwendung als chemische Grundstoffe attraktiver als Gemische. Die Gefahr von Pfadabhängigkeiten wird daher hier mit „3“ auf der Skala von 1 bis 5 bewertet.

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-107 Methanol-to-OME: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 7: Aufbereitungsprozesse | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | |
|--|---|---|--|---|---------|-------|-------|---------------------------------|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Methanol-to-OME | | | | | Quellenangabe |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | | X | | Bergins et al. 2019 |
| | | TRL | | 5 bis 7 | 7 bis 9 | 9 | 9 | |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | | unklar, evtl. ähnlich wie MtG | | | | |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | €/t OME (ohne MeOH-Kosten) | 200-285 | n. a. | n. a. | n. a. | Schmitz et al. 2016; Jacob 2019 |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 4 | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | wettbewerbsfähig | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 3 / 8 | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | 50 | | | | |
| | | | %/Jahr (Welt) | 4 | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | | Wassererzeugung, z.T. für Dampf genutzt | | | | Bergins et al. 2019 |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 1 | 1 | 1 | 1 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung |

3.7.5 Methanol-to-DME

Technologiebeschreibung und Entwicklungsstand

Methanol selbst hat eine niedrige Cetanzahl, was es als alleinigen Kraftstoff in Dieselmotoren unpraktisch macht. Dimethylether (DME) als Derivat von Methanol bietet dagegen mit seiner hohen Cetanzahl (höher als 55 im Vergleich zu 40–55 bei herkömmlichem Dieselkraftstoff) mehrere positive Eigenschaften gegenüber den herkömmlichen Kraftstoffen, wie geringere Schadstoffemissionen (Partikel, NO_x und CO) und biologische Abbaubarkeit (Álvarez et al. 2017).

Das erste und einfachste „Downstream“-Produkt des Methanols wird durch Dehydrierung gewonnen, wobei zwei Methanolkoleküle ein DME-Molekül ergeben. DME ist potenziell ein Energieträger in großem Maßstab und hat Verwendung als Chemikalie und Treibmittel. Es kann LPG (Flüssiggas) ergänzen und als Transportkraftstoff verwendet werden, da es eine Alternative zu Diesel mit hohem Cetananteil ist. Das Verfahren zur Umwandlung von reinem Methanol in DME ist seit Jahrzehnten bekannt (Abb. 3-58), wobei die thermodynamischen Aspekte der DME-Synthese eng mit denen der CO_2 -basierten Methanolsynthese verwandt sind. DME entsteht dabei im Anschluss an die Methanolbildung durch die leicht exotherme Dehydrierungsreaktion von Methanol unter Wasserabgabe an festen acidischen Katalysatoren. (Álvarez et al. 2017). Typischerweise wird $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ als Katalysator verwendet und die moderate Reaktionswärme kann am besten in einem einfachen adiabatischen Reaktoraufbau für die DME-Synthese im industriellen Maßstab ohne Umwandlungsverluste bewältigt werden. Die zweistufige Synthese mit MeOH als Zwischenprodukt erfordert zwar mehr Equipment als der integrierte Prozess der direkten DME-Synthese (siehe Kapitel 3.6.5), erlaubt es aber gleichzeitig, beide Reaktionen am katalytischen Optimum zu betreiben.



Abb. 3-58 Typische DME-Synthese mit Ausgangspunkt Methanol

Quelle: Pontzen et al. (2011)

Durch ein Zusammenfassen der Prozessschritte der Methanol-Destillation und der Methanol-Hydrierung zu einer integrierten DME-Synthese konnte das Verfahren durch das Anlagenbau-Unternehmen Lurgi (heute Air Liquide) insbesondere für große Produktionskapazitäten (d. h. > 3.000 t pro Tag) verbessert werden. In dem in Abb. 3-59 dargestellten „MegaDME“-Prozess hat Lurgi die Hauptprinzipien ihres „MegaMethanol“-Prozesses beibehalten, speziell die große Einzelstrangkazität und hohe Prozess- und Energieintegration. Letzteres wird z. B. durch die Kopplung zweier Kolonnen, des Methanolverdampfers und der DME-Kolonne, erreicht, so dass jede zum Reboiler oder Kondensator der anderen wird. Dies spart Investitionskosten für diese beiden Großanlagen. Darüber hinaus dient der Reboiler des Methanolverdampfers gleichzeitig als Reboiler für den Reaktorproduktteiler, was wiederum Geräte spart und den Capex deutlich reduziert.

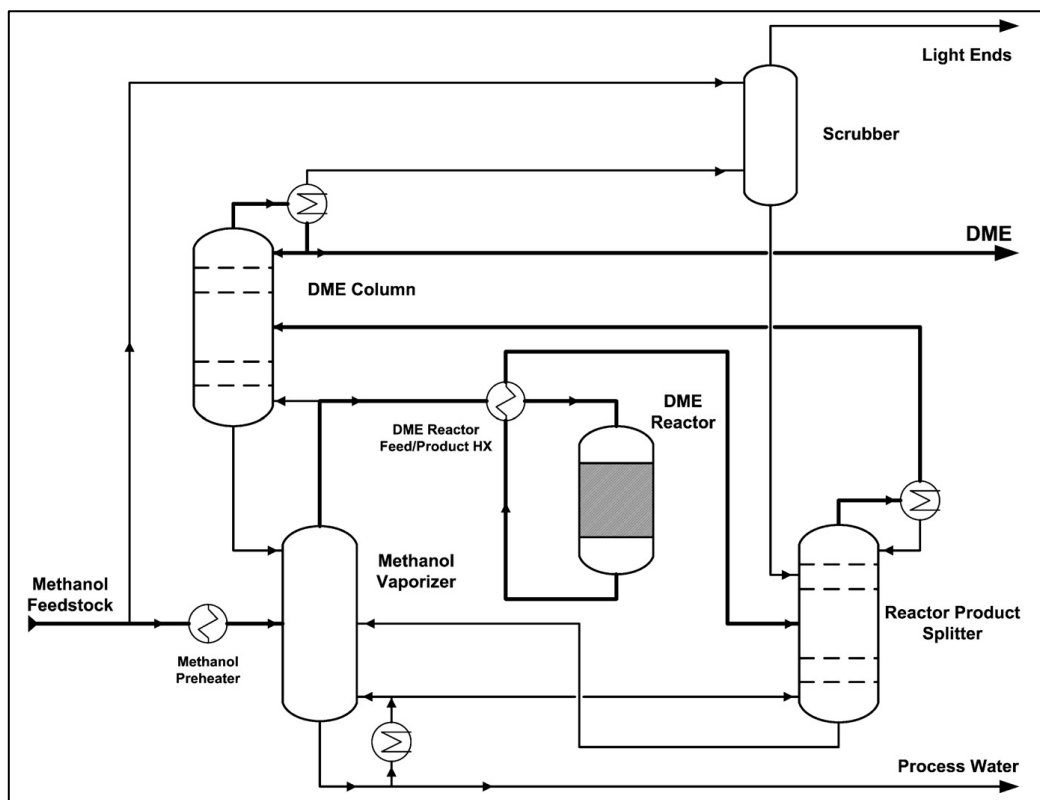


Abb. 3-59 Prozessschema des MegaDME-Prozesses von Lurgi

Quelle: Pontzen et al. (2011)

Die im Vergleich zur Methanolsynthese deutlich geringere Reaktionswärme führt dazu, dass das Gleichgewicht weniger stark von der Temperatur beeinflusst wird. Da die DME-Bildung aus Methanol eine typische Gleichgewichtsreaktion ist, ist die Wahl der Reaktionsbedingungen wichtig. Abhängig von der Temperatur und dem Wassergehalt des Reaktoreinlaufs werden typischerweise Temperaturen von 250–400 °C und erhöhte Drücke verwendet, um Methanolumsätze von 70–85 % pro Durchgang zu erreichen. Daher muss der Prozess einschließlich Reaktion, Aufarbeitung, Steuerung, Recycling, Wärmeintegration usw. sorgfältig geplant werden (Pontzen et al. 2011).

In der BMWi-Förderinitiative „Energiewende im Verkehr“ wird die MtDME-Route in den Projekten *FlexDME* und *SolareKraftstoffe* erforscht.

Kriterium 1: Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit

Die DME-Synthese durch Dehydrierung von Methanol ist laut Álvarez et al. (2017) ein ausgereifteres Verfahren als die oben beschriebenen MtG- und MtK/D-Verfahren. Im industriellen Maßstab wird diese Reaktion oft mit dem Synthesegas-zu-Methanol-Prozess gekoppelt, um DME oder Olefine als Endprodukt zu erhalten. Obwohl mehrere Strategien und Katalysatoren für die direkte Umwandlung von CO₂ in DME entwickelt wurden, bleibt dieser Prozess im Wesentlichen eine zweistufige Reaktion.

Da die Synthese des Methanols bzw. des Methans nicht Teil der DME-Synthese ist, könnten auch bislang mit fossilem Feedstock betriebene Prozesse Verwendung finden. Dabei müssen allerdings teilweise noch während des Prozesses auftretende CO₂-Emissionen vermieden werden. In der bisher erdgasbasierten MegaDME-Technologie von

Lurgi wird DME kosten- und energieeffizient hergestellt und kann als alternativer Kraftstoff für Dieselmotoren eingesetzt werden. Die MegaDME-Technologie, basierend auf dem MegaMethanol-Verfahren, ermöglicht Gesamtkapazitäten von bis zu 1,5 Mio. t/a DME in einem einzigen Prozessstrang von der Synthesegaserzeugung über die Methanolsynthese bis hin zur DME-Synthese und Produktreinigung ohne parallelisierte Anlagen (Pontzen et al. 2011).

Dementsprechend wird für MtDME ein TRL von 7 bis 9 angenommen. Aufgrund verbleibender Unsicherheiten bleibt offen, ob TRL 9 bis 2030 sichergestellt werden kann. Als gesichert kann ein Erreichen der großskaligen kommerziellen Verfügbarkeit deutlich vor 2040 angesehen werden.

Kriterium 2: Energieeffizienz

Für die Energiebilanz des Gesamtprozesses und den Strombedarf liegen keine Werte vor, jedoch läuft der Schritt der DME-Bildung leicht exotherm ab.

Kriterium 3: Spezifische Kosten

Hierzu liegen keine Erkenntnisse vor.

Kriterium 4: Industriepolitische Chancen für deutsche Unternehmen

Die Zahl der Publikationen und Entwicklungsaktivitäten im Bereich von MtDME ist begrenzt, was aufgrund des relativen Neuheitsgrads nicht verwunderlich ist. Jedoch zeigen die Publikationen zu keinem Zeitpunkt einen derart starken Anstieg, wie es bei MtOME der Fall ist. Vielmehr hat es den Anschein, als sei das Thema schon seit geraumer Zeit, jedoch mit geringer Intensität beforscht.

Der deutsche Anteil an den weltweiten Publikationen der letzten Jahre ist mit 4 % eher gering, zudem lässt sich kein klarer Trend hinsichtlich der jährlichen Steigerungsraten ablesen, tendenziell scheinen diese eher zu stagnieren. Seit 2004 scheint Deutschland hier hinter den USA und vor allem China deutlich zurückgefallen zu sein, die seit diesem Jahr einen erhöhten Publikationsoutput verzeichnen. Dementsprechend wird die Zukunftsprognose der internationalen Aufstellung eher pessimistisch mit „nur eingeschränkt konkurrenzfähig“ angegeben.

Tab. 3-108 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Methanol-to-DME

| | |
|---|---|
| Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how für diese Technologie im weltweiten Vergleich? | |
| <input type="checkbox"/> Technologieführerschaft | <input type="checkbox"/> wettbewerbsfähig |
| <input checked="" type="checkbox"/> nur eingeschränkt konkurrenzfähig | <input type="checkbox"/> abgeschlagen |

Im Rahmen der Literaturanalyse wurde die folgende Suchanfrage auf alle in der Scopus-Datenbank enthaltenen Artikel bis einschließlich 20. Dezember 2019 angewendet: (((*"dimethyl ether"* OR *"Dimethyl oxide"* OR *"wood ether"* OR *"R-E170"* OR *"demeon"* OR *"Dymel A"* OR *Mether* OR *"Methyl ether"* OR *"Methoxymethane"* OR *DME*) pre/3 *Methanol*) AND NOT (*microbia** OR *bio** OR *"steam reforming"*)). Wie bei der direkten DME-Synthese wurden die diversen in der Industrie gebräuchlichen alternativen Bezeichnungen für DME mit in die Suche einbezogen.

Dabei wurden schließlich insgesamt 507 gefundene Publikationen einbezogen, von denen 432 in den Jahren von 1995 bis 2019 veröffentlicht wurden. In diesem Zeitraum erschienen insgesamt 14 Publikationen unter Beteiligung deutscher Autoren sowie insgesamt 46 unter US-amerikanischer und 125 unter chinesischer Beteiligung. Auffällig ist hierbei das einsetzende Interesse der chinesischen Forschung um das Jahr 2003 bzw. 2004. Seitdem hat sich der chinesische Publikationsoutput auf einem Level deutlich über dem deutschen oder US-amerikanischen verstetigt. Lediglich in den letzten ca. 4 Jahren scheinen die USA hier zu China teilweise aufgeschlossen zu haben, wobei diese Sicht hinsichtlich der Zahlen für 2018 auch fraglich erscheint. Deutschland scheint demgegenüber im Vergleich kaum eine Rolle zu spielen. Abb. 3-60 zeigt die Ergebnisse der Publikationsanalyse für den Zeitraum 1995–2018.

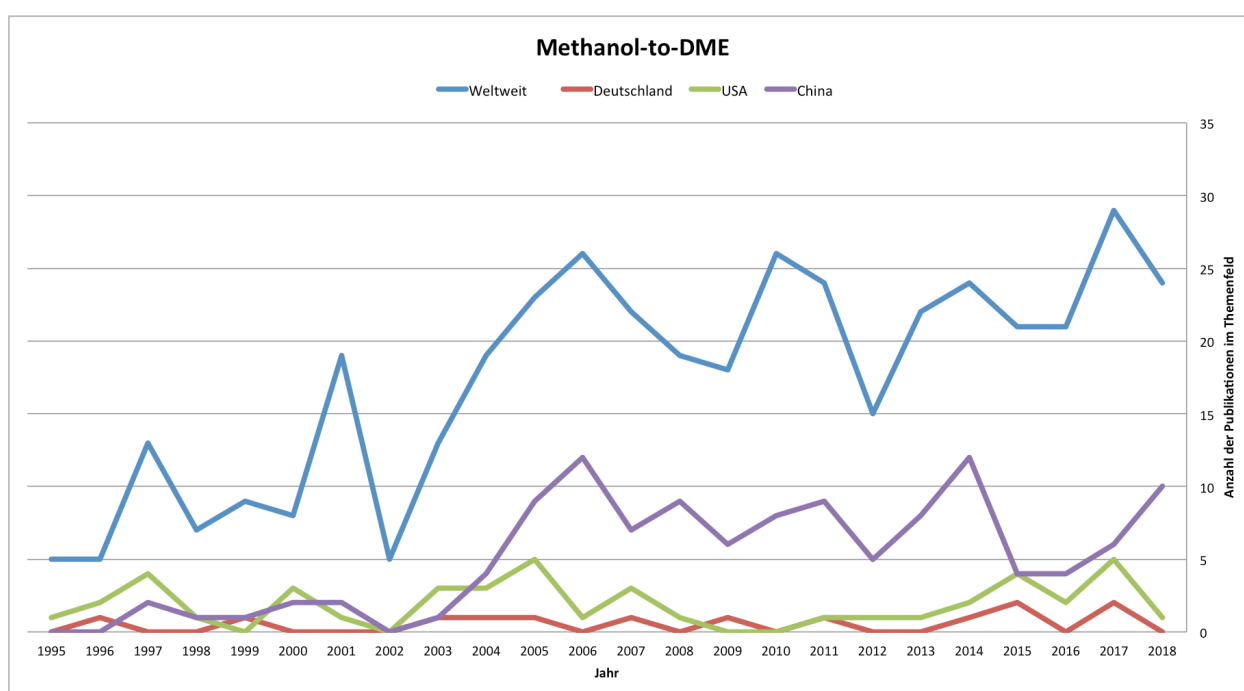


Abb. 3-60 Anzahl referierter Publikationen im Themenfeld Methanol-to-DME

Für den 5-Jahres-Zeitraum 2014–2018 ergibt sich folgendes Bild: Der Mittelwert der Anzahl an Publikationen lag bei 24 Artikeln pro Jahr, davon nur etwa 1 pro Jahr (4 %) unter Beteiligung deutscher Autoren. Die jährliche Steigerung der weltweiten Publikationen in den Jahren 2014–2018 betrug ca. 3 %, während die Publikationen unter deutscher Beteiligung um 20 % pro Jahr zurückgingen. Die USA verzeichneten im selben Zeitraum einen jährlichen Rückgang um 4 %, gegenüber einem Rückgang von ca. 3 % pro Jahr in China. Sowohl der weltweite als auch die nationalen Trendverläufe sind durch die großen Schwankungen und relativ geringen Gesamtzahlen mit großen statistischen Unsicherheiten behaftet.

Insgesamt werden die industriepolitischen Chancen für die Methanol-to-DME-Synthese daher als niedrig (Stufe „2“ auf einer Skala von 1 bis 5) bewertet.

Kriterium 5: Wasserbedarf

Die DME-Synthesereaktion aus Methanol erfolgt unter Wasserbildung. Bei vollständiger Umsetzung allen Kohlenstoffs zu DME wird pro DME-Molekül ein Molekül

Wasser erzeugt. Damit werden pro Tonne DME 390 Liter (bzw. kg) Wasser produziert (Álvarez et al. 2017). Dies erfolgt allerdings nur bei optimaler Prozesskontrolle und der Rückumwandlung alles produzierten CO₂ zu CO und anschließend zu DME.

Kriterium 6: Flächenbedarf

Über die übliche Ausdehnung derartiger Syntheseanlagen liegen keine Erkenntnisse vor. Der konkrete Flächenbedarf kann jedoch wie bei vielen Chemieanlagen in begrenztem Umfang an die örtlichen Gegebenheiten angepasst werden, was aber zu Kostensteigerungen führen kann.

Kriterium 7: Bedarf an kritischen Stoffen

Die aktuell als bevorzugt erscheinenden Katalysatoren weisen keine kritischen Rohstoffe auf (Álvarez et al. 2017; Katircioğlu und Çelik 2019). Gefahrstoffe werden nicht eingesetzt. Der Bedarf an kritischen Stoffen wird daher insgesamt mit „1“ auf der Skala von 1 bis 5 eingeschätzt.

Kriterium 8: Flexibilität

Der Feedstock (Methanol) der zweistufigen DME-Synthese ist festgelegt, allerdings laufen die beiden Prozessschritte (Methanolsynthese und DME-Synthese) sinnvollerweise parallel zueinander ab, um die Energieeffizienz des Gesamtprozesses zu optimieren. Sofern das Methanol aufgereinigt in die DME-Synthese eingespeist wird, entfallen allerdings gegenüber der direkten DME-Synthese potenzielle Störgrößen.

Aufgrund der geringen Flexibilität bezüglich des Lastwechsels, welche allerdings durch eine Lagerhaltung des Feedstocks Methanol kompensiert werden kann, wird die Technologie daher mit einem Flexibilitätsgrad von „3“ auf der Skala von 1 bis 5 bewertet.

Kriterium 9: Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive Lock-in-Effekten

Die Gefahr eines Carbon-Lock-Ins erscheint relativ gering, da DME vielseitig eingesetzt werden kann – außer als Kraftstoff z. B. auch zur Herstellung von Grundstoffchemikalien wie Olefinen. Die Gefahr von Pfadabhängigkeiten wird daher hier mit „2“ auf der Skala von 1 bis 5 bewertet.

Zusammenfassung der Indikatoren

Tab. 3-109 Methanol-to-DME: Überblick der Indikatorwerte aller Kriterien

| Technologiegruppe 7: Aufbereitungsprozesse | | | ZU BEWERTENDE TECHNOLOGIEN INNERHALB DER TECHNOLOGIEGRUPPE | | | | | |
|--|---|---|--|-----------------------------------|---------|-------|-------|------------------------|
| NR | KRITERIUM | INDIKATOR | Methanol-to-DME | | | | | Quellenangabe |
| | | | EINHEIT | heute | 2030 | 2040 | 2050 | |
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit | Jahr, in dem TRL 9 erreicht | | | X | | | |
| | | TRL | | 7 bis 9 | 8 bis 9 | 9 | 9 | Bergins et al. 2019 |
| 2 | Energieeffizienz | Wirkungsgrad bzw. spezifischer Endenergiebedarf | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | |
| 3 | Spezifische Kosten | Levelized Cost of Output | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | |
| 4 | Industriepolitische Chancen | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 2 | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Allgemeine Statureinschätzung | | nur eingeschränkt konkurrenzfähig | | | | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Mittelwert 2014-2018) | Anzahl (DE / Welt) | 1 / 24 | | | | Scopus-Auswertung 2019 |
| | | Mittlere jährliche Steigerung der Anzahl dt. und weltweiter Publikationen im Vergleich (Zeitraum 2014-2018) | %/Jahr (DE) | -20 | | | | |
| | | %/Jahr (Welt) | 3 | | | | | |
| 5 | Wasserbedarf | Spezifischer Wasserverbrauch | I/t DME (Wassererzeugung, z.T. für Dampf genutzt) | -390 | n. a. | n. a. | n. a. | Bergins et al. 2019 |
| 6 | Flächenbedarf | Spezifischer Flächenverbrauch | | n. a. | n. a. | n. a. | n. a. | |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen | Skala 1-5 (keine bis viele) | | 1 | 1 | 1 | 1 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl kritische Rohstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| | | Anzahl Gefahrstoffe | | 0 | 0 | 0 | 0 | Eigene Einschätzung |
| 8 | Flexibilität | Flexibilitätsgrad Anlagenbetrieb, Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 3 | | | | Eigene Einschätzung |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten | Skala 1-5 (niedrig bis hoch) | | 2 | | | | Eigene Einschätzung |

3.7.6 Zusammenführung Technologiegruppe 7

Abb. 3-61 führt wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben die Bewertungsergebnisse für die Technologiegruppe der Aufbereitungsverfahren zusammen und nimmt eine vergleichende Einschätzung der betrachteten Technologien vor.

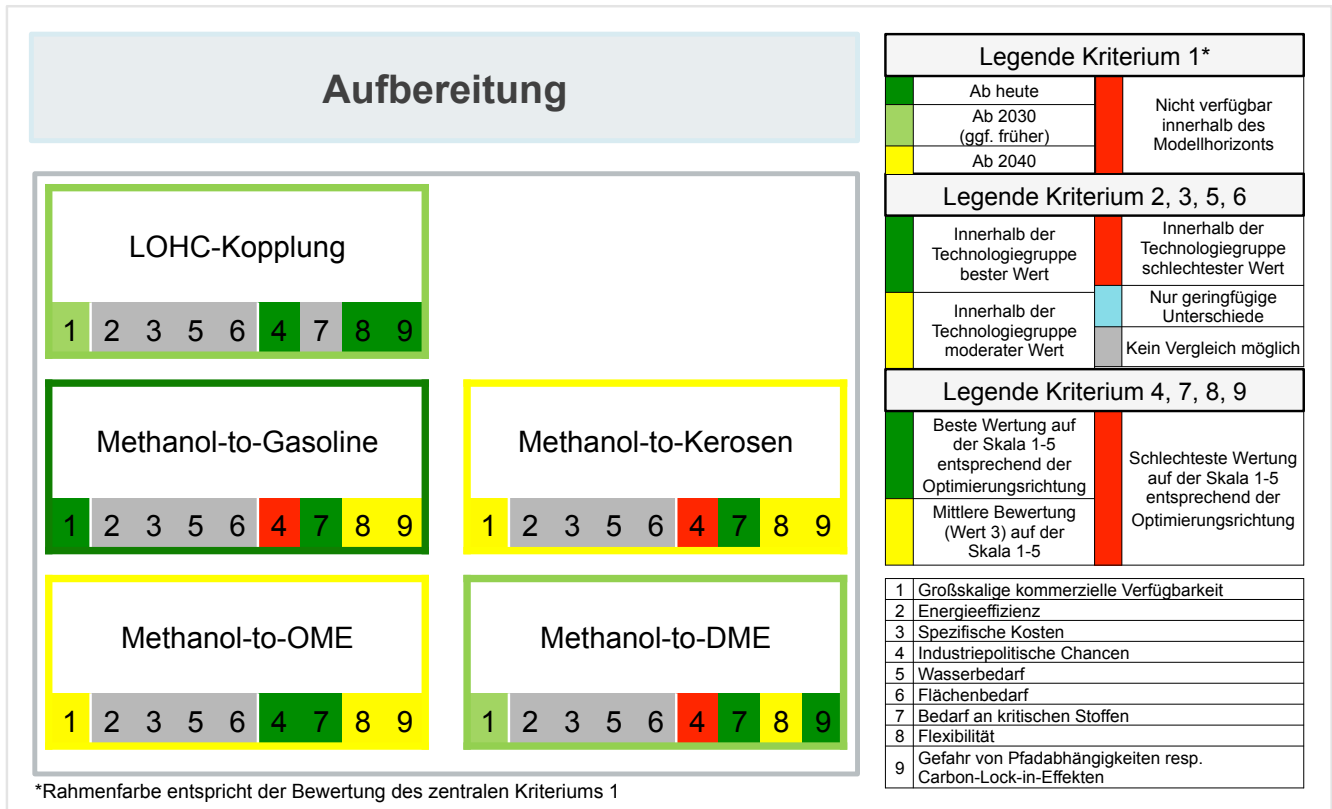


Abb. 3-61 Vergleichende Bewertung innerhalb der Technologiegruppe 7: Aufbereitungsprozesse

■ Kriterium 1 (Großskalige Verfügbarkeit)

Während die MtG-Technologie bereits kommerziell einsatzbereit ist, wird die Verfügbarkeit der LOHC-Kopplung und mit gewisser Unsicherheit auch von MtDME erst in 2030, die von MtK und MtOME erst in 2040 erwartet.

■ Quantitative Kriterien 2, 3, 5, 6

Für diese Kriterien sind vergleichende Aussagen nicht sinnvoll möglich, weil die Prozesse verschiedene Produkte mit unterschiedlichen Einsatzzwecken bereitstellen und zudem größere Datenlücken bestehen.

■ Semi-quantitative Kriterien 4, 7, 8, 9

Für die LOHC-Kopplung und für MtOME werden hohe industriepolitische Chancen (K4) gesehen, während sie für MtG, MtK und MtDME als niedrig eingeschätzt werden. Der Bedarf an kritischen Stoffen (K7) wird als weitgehend unproblematisch angesehen. Die Flexibilität (K8) wird für die LOHC-Kopplung höher eingeschätzt als für die methanolbasierten Prozesse. Die Gefahr von Pfadabhängigkeiten und Carbon-Lock-In-Effekten (K9) wird am geringsten für die LOHC-Kopplung und MtDME eingeschätzt, während sie bei den anderen Methanol-basierten Prozessen als mittelhoch angesehen wird.

3.8 Gesamtüberblick aller Technologiegruppen

Abb. 3-62 gibt einen Überblick über alle Bewertungsergebnisse der sieben Technologiegruppen.

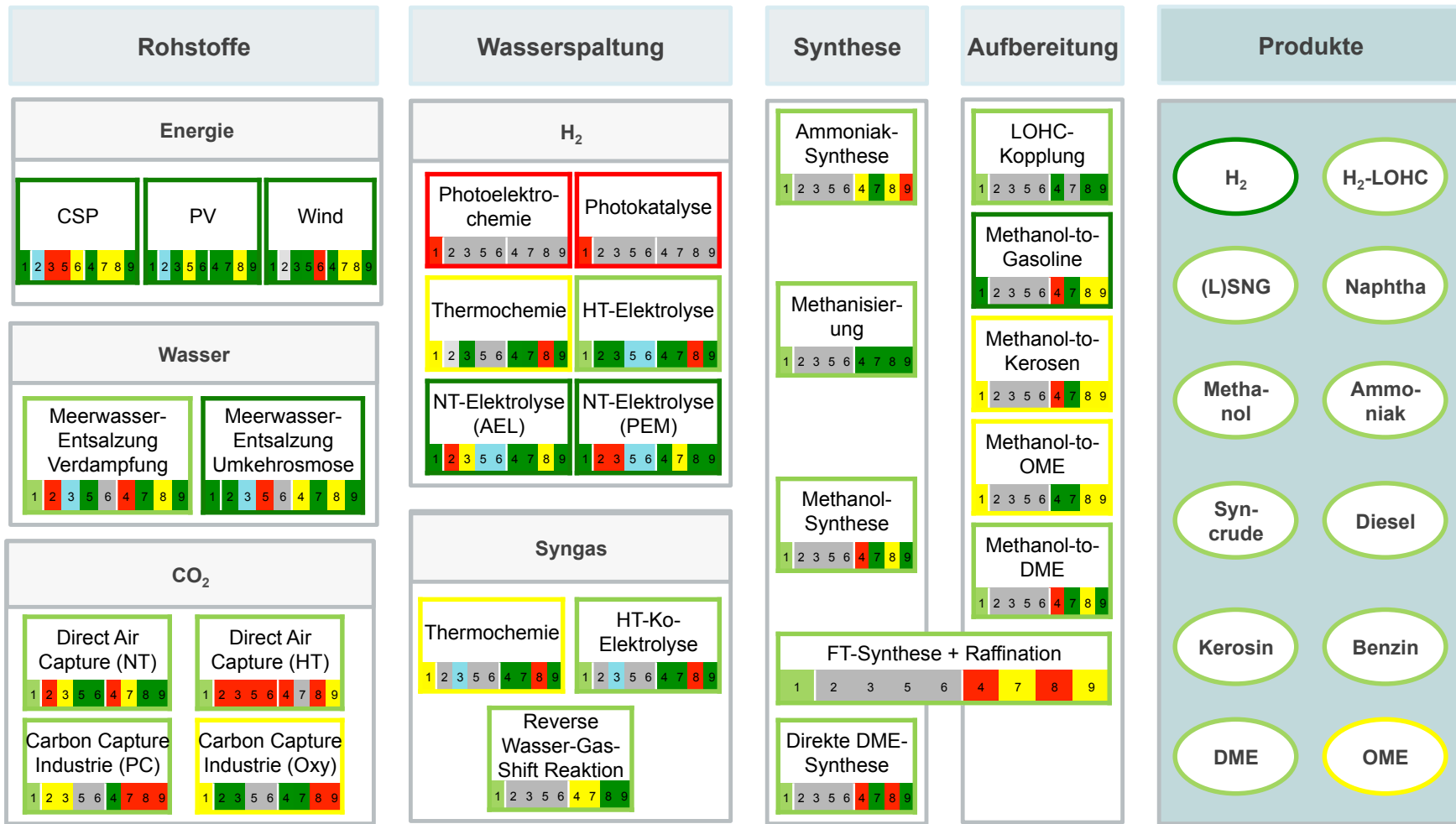
Für die Erläuterung der vergleichenden Bewertungen wird auf die Ausführungen in den Kapiteln der jeweiligen Technologiegruppen sowie auf die Beschreibung der zur Erstellung des Farbschemas genutzten Methodik in Kapitel 2.3.2 verwiesen.

Wie bereits bei der Technologiegruppe 4 (Wasserstoffbereitstellung) dargestellt, sind die *Photoelektrochemie* und die *Photokatalyse* die einzigen beiden Technologien, die erst langfristig (ab 2050) verfügbar sein werden. Da der Modellhorizont der in diesem Vorhaben genutzten Energiemodelle nur bis 2050 geht, werden diese beiden Technologien im Rahmen von MENA-Fuels nicht weiter betrachtet.

Alle anderen Technologien können entsprechend des Jahres ihrer erwarteten großskaligen kommerziellen Verfügbarkeit (GKV, Kriterium 1) bei der Modellierung mit ihren entsprechenden erwarteten Kosten sowie Energie- und Wasserbedarfen berücksichtigt werden. Der jeweilige Zeitpunkt wird durch die Rahmenfarbe angezeigt (ab 2020 dunkelgrün, ab 2030 hellgrün, ab 2040 gelb).

Wie im Bewertungsleitfaden in Kapitel 2.3.2 erläutert, stellt die Farbgebung bei allen anderen Kriterien eine *relative Einschätzung* dar. Eine Einstufung als gelb oder rot bedeutet somit, dass hier Handlungsbedarf für die weitere technische Entwicklung gesehen wird. Auf diese Weise wird die in Kapitel 1 dargestellte Zielsetzung erfüllt, die einzelnen Technologien nicht gegeneinander zu gewichten, sondern vielmehr ihre Vor- und Nachteile sowie ihre Entwicklungspotenziale und -notwendigkeiten aufzuzeigen. Insbesondere hinsichtlich der quantitativen Kriterien 2, 3, 5 und 6 sei nochmals darauf hingewiesen, dass die jeweilige Farbgebung anzeigt, wo sich die Technologie innerhalb des ermittelten Wertebereichs eines Kriteriums für eine bestimmte Technologiegruppe einordnet. Absolute Aussagen, ob die Technologie in Bezug auf das jeweilige Kriterium als „gut“ oder „schlecht“ einzuordnen ist, können hieraus nicht unmittelbar abgeleitet werden.

Ergänzend zu den Technologien sind auf der rechten Seite der Abbildung auch die analysierten Produkte (synthetische Kraftstoffe plus Ammoniak) inklusive ihrer erwarteten GKV dargestellt (vgl. die Farbe der jeweiligen Kreise). Diese wurden aus der entsprechenden GKV der einzelnen Module abgeleitet, indem je nach möglichem Herstellungspfad die GKV des am spätesten verfügbaren Moduls verwendet wurde. Beispielsweise sollte synthetisches Kerosin bis 2030 über die FT-Synthese großskalig verfügbar sein (während die MtK-Synthese dagegen erst 2040 verfügbar wäre). Wie die Darstellung zeigt, werden alle synthetischen Kraftstoffe bis auf OME in 2030 über mindestens eine Route kommerziell verfügbar sein und somit ab diesem Zeitpunkt auch in der Modellierung berücksichtigt werden können.



* Rahmenfarbe entspricht der Bewertung des zentralen Kriteriums 1

| Legende Kriterium 1* | |
|----------------------|---|
| | Ab heute |
| | Ab 2030 (ggf. früher) |
| | Ab 2040 |
| | Nicht verfügbar innerhalb des Modellhorizonts |

| Legende Kriterium 2, 3, 5, 6 | |
|------------------------------|--|
| | Innerhalb der Technologiegruppe bester Wert |
| | Innerhalb der Technologiegruppe schlechtester Wert |
| | Innerhalb der Technologiegruppe moderater Wert |
| | Nur geringfügige Unterschiede |
| | Kein Vergleich möglich |

| Legende Kriterium 4, 7, 8, 9 | |
|------------------------------|--|
| | Beste Wertung auf der Skala 1-5 entsprechend der Optimierungsrichtung |
| | Schlechteste Wertung auf der Skala 1-5 entsprechend der Optimierungsrichtung |
| | Mittlere Bewertung (Wert 3) auf der Skala 1-5 |

| | |
|---|---|
| 1 | Großskalige kommerzielle Verfügbarkeit |
| 2 | Energieeffizienz |
| 3 | Spezifische Kosten |
| 4 | Industriepolitische Chancen |
| 5 | Wasserbedarf |
| 6 | Flächenbedarf |
| 7 | Bedarf an kritischen Stoffen |
| 8 | Flexibilität |
| 9 | Gefahr von Pfadabhängigkeiten resp. Carbon-Lock-in-Effekten |

Abb. 3-62 Übersicht der relativen Bewertungen in jeder Technologiegruppe (TG)
 TG 1: Energie, TG 2: Wasser, TG 3: CO₂, TG 4: H₂, TG 5: Syngas, TG 6: Synthese, TG 7: Aufbereitung

4 Literaturverzeichnis

Zitierte Literatur

- Abanades, S.; Flamant, G. (2006): Thermochemical hydrogen production from a two-step solar-driven water-splitting cycle based on cerium oxides. *Solar Energy* 80(12)1611–1623. doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.12.005>.
- Abutayeh, M.; Li, C.; Goswami, D. Y.; Stefanakos, E. K. (2014): Solar Desalination. In: J. Kucera (Hrsg.), *Desalination*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc. doi: 10.1002/9781118904855.ch13.
- Al-Saidi, M.; Birnbaum, D.; Buriti, R.; Diek, E.; Hasselbring, C.; Jimenez, A.; Woinowski, D. (2016): Water Resources Vulnerability Assessment of MENA Countries Considering Energy and Virtual Water Interactions. *Procedia Engineering* 145900–907. doi: 10.1016/j.proeng.2016.04.117.
- Álvarez, A.; Bansode, A.; Urakawa, A.; Bavykina, A. V.; Wezendonk, T. A.; Makkee, M.; Gascon, J.; Kapteijn, F. (2017): Challenges in the Greener Production of Formates/Formic Acid, Methanol, and DME by Heterogeneously Catalyzed CO₂ Hydrogenation Processes. *Chemical Reviews* 117(14)9804–9838. doi: 10.1021/acs.chemrev.6b00816.
- An, J.; Middleton, R. S.; Li, Y. (2019): Environmental Performance Analysis of Cement Production with CO₂ Capture and Storage Technology in a Life-Cycle Perspective. *Sustainability* 11(9)2626. doi: 10.3390/su11092626.
- Anderson, E.; Smith, W.; Sattler, C. (2014): Task 35 - Renewable hydrogen production - annual report. International Energy Agency (IEA). http://ieahydrogen.org/pdfs/2014-Annual-Report-Task-Reports/2014-Annual-Report_Task35.aspx
- Anderson, M. W.; Klinowski, J. (1990): Solid-state NMR studies of the shape-selective catalytic conversion of methanol into gasoline on zeolite ZSM-5. *Journal of the American Chemical Society* 112(1)10–16. doi: 10.1021/ja00157a004.
- Aranzabe, E.; Azpitarte, I.; Fernández-García, A.; Argüelles-Arízcan, D.; Pérez, G.; Ubach, J.; Sutter, F. (2018): Hydrophilic anti-soiling coating for improved efficiency of solar reflectors. *SolarPACES 2017: International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems*, Santiago, Chile. doi: 10.1063/1.5067223.
- Auer, M.; Ganzer, G. (2020): E-Mail-Austausch des Wuppertal Instituts mit MAN zur multidimensionalen Bewertung verschiedener PtX-Technologien. Nürnberg: MAN.
- Bailera, M.; Lisbona, P.; Romeo, L. M.; Espatolero, S. (2017): Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO₂. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 69292–312. doi: 10.1016/j.rser.2016.11.130.

- Basu, P. (2018): Chapter 12 - Production of Synthetic Fuels and Chemicals from Biomass. In: P. Basu (Hrsg.), Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction (Third Edition). Academic Press. doi: 10.1016/B978-0-12-812992-0.00012-1.
- Bauhaus Luftfahrt; ETH Zürich; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Institute Imdea Energy; HYGear; ABENGOA; ARTTIC (2019): Sun-to-Liquid: Fuels from concentrated sunlight. <https://www.sun-to-liquid.eu/>
- Baumgartner, J. (2020): E-Mail-Austausch des Wuppertal Instituts mit Dr. Jens Baumgartner (Firma Sunfire) zur multidimensionalen Bewertung der Hochtemperatur-Elektrolyse. Dresden: Sunfire.
- Bazzanella, A.; Krämer, D. (2017): Technologien für Nachhaltigkeit und Klimaschutz - chemische Prozesse und stoffliche Nutzung von CO₂: Ergebnisse der BMBF-Fördermaßnahme. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
- Bazzanella, A. M.; Ausfelder, F. (2017): Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
- Bellini, E. (2018): UPDATE: ACWA offered lowest bid in Egypt's 200 MW tender. PV Magazine. <https://www.pv-magazine.com/2018/08/08/update-acwa-offered-lowest-bid-in-egypts-200-mw-tender/>. Last access: 05 März 2020.
- Bergins, C.; Buddenberg, T.; Koytsoumpa, E.-I.; Duarte, M. J.; Kakaras, E.; Schmidt, S.; Deierling, A. (2019): A Technology Review and Cost Analysis of the Production of Low Carbon Methanol and Following Methanol to Gasoline Process. In: W. Maus (Hrsg.), Zukünftige Kraftstoffe. https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-662-58006-6_19. Last access: 07 Januar 2020.
- Bilfinger (2016): Optimierung von Meerwasser-Entsalzungsanlagen in Abu Dhabi und Mirfa. <https://www.bilfinger.com/media/news/optimierung-von-meerwasser-entsalzungsanlagen-in-abu-dhabi-und-mirfa-1/>. Last access: 02 Februar 2020.
- Björge, M.; Svelle, S.; Joensen, F.; Nerlov, J.; Kolboe, S.; Bonino, F.; et al. (2007): Conversion of methanol to hydrocarbons over zeolite H-ZSM-5: On the origin of the olefinic species. *Journal of Catalysis* 249(2)195–207. doi: 10.1016/j.jcat.2007.04.006.
- BMU (2007): Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. https://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/kabinettbericht_ccs.pdf
- Böltken, T. (2020): E-Mail-Austausch des Wuppertal Instituts mit Dr.-Ing. Tim Böltken (Firma Ineratec) zur multidimensionalen Bewertung verschiedener PtX-Technologien. Ineratec, Karlsruhe.
- Brough, B. J.; Kerridge, D. H.; Tariq, S. A. (1967): Molten lithium-potassium nitrate eutectic: The reactions of some compounds of chromium. *Inorganica Chimica Acta* 1267–270. doi: 10.1016/S0020-1693(00)93183-9.

- Brown, T. (2018): All together now: every major ammonia technology licensor is working on renewable ammonia. Ammonia Industry. <https://ammoniaindustry.com/all-together-now-every-major-ammonia-technology-licensor-is-working-on-renewable-ammonia/>. Last access: 19 Februar 2020.
- Bruch, A.; Patchigolla, K.; Asfand, F.; Monte, L. M.; Menéndez, R. P.; Douard, S.; Bourdon, D. (2019): Industrial-scale prototype of cTES for water consumption reduction and power block efficiency improvement - SOLWATT PROJECT. SOLARPACES 2018: International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems, Casablanca, Morocco. doi: 10.1063/1.5117724.
- bse engineering (2019): Power-to-Methanol at Small-Scale. FlexMethanol 10 & 20 MW Module. Leipzig: bse engineering in Kooperation mit BASF. http://bse-leipzig.de/BSE-Flyer-BASF-DB_web.pdf. Last access: 07 Januar 2020.
- Bushuyev, O. S.; De Luna, P.; Dinh, C. T.; Tao, L.; Saur, G.; van de Lagemaat, J.; Kelley, S. O.; Sargent, E. H. (2018): What Should We Make with CO₂ and How Can We Make It? *Joule* 2(5)825–832. doi: 10.1016/j.joule.2017.09.003.
- Byers, E. A.; Qadrdan, M.; Leathard, A.; Alderson, D.; Hall, J. W.; Amezaga, J. M.; et al. (2015): Cooling water for Britain's future electricity supply. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Energy* 168(3)188–204. doi: 10.1680/ener.14.00028.
- Carbon Engineering (2018): Website. <http://carbonengineering.com/>. Last access: 15 März 2018.
- Carbon Engineering (2019): Climate Change Breakthrough: Large-scale capture of atmospheric CO₂ shown to be feasible and affordable. Carbon Engineering. <https://carbonengineering.com/climate-change-breakthrough/>. Last access: 30 September 2019.
- CEMCAP (2016): 1. Publishable Summary - Summary of the context and overall objectives of the project (CEMCAP). CEMCAP. <https://www.sintef.no/projectweb/cemcap/results/>. Last access: 11 November 2019.
- CEMCAP (2018): CEMCAP. <http://www.sintef.no/projectweb/cemcap/>. Last access: 27 März 2020.
- Chaanaoui, M.; Vaudreuil, S.; Bounahmidi, T. (2016): Benchmark of Concentrating Solar Power Plants: Historical, Current and Future Technical and Economic Development. *Procedia Computer Science* 83782–789. doi: 10.1016/j.procs.2016.04.167.
- Chandel, M.; Williams, E. (2009): Synthetic Natural Gas (SNG): Technology, Environmental Implications, and Economics. Climate Change Policy Partnership, Duke University.
- Chang, C. D. (1983): Hydrocarbons from Methanol. *Catalysis Reviews* 25(1)1–118. doi: 10.1080/01614948308078874.
- Chapman, S. (2018): ACWA Power to develop \$302mn solar project in Saudi Arabia. *Global Construction*. <https://www.constructionglobal.com/major->

- projects/acwa-power-develop-302mn-solar-project-saudi-arabia. Last access: 05 März 2020.
- Chen, N. Y.; Reagan, W. J. (1979): Evidence of autocatalysis in methanol to hydrocarbon reactions over zeolite catalysts. *Journal of Catalysis* 59(1)123–129. doi: 10.1016/S0021-9517(79)80050-0.
- Chiuta, S.; Engelbrecht, N.; Human, G.; Bessarabov, D. G. (2016): Techno-economic assessment of power-to-methane and power-to-syngas business models for sustainable carbon dioxide utilization in coal-to-liquid facilities. *Journal of CO2 Utilization* 16399–411. doi: 10.1016/j.jcou.2016.10.001.
- Choudhary, V. R.; Mondal, K. C.; Mulla, S. A. R. (2005): Simultaneous Conversion of Methane and Methanol into Gasoline over Bifunctional Ga-, Zn-, In-, and/or Mo-Modified ZSM-5 Zeolites. *Angewandte Chemie International Edition* 44(28)4381–4385. doi: 10.1002/anie.200500694.
- Chu, Z.; Chen, H.; Yu, Y.; Wang, Q.; Fang, D. (2013): Surfactant-assisted preparation of Cu/ZnO/Al₂O₃ catalyst for methanol synthesis from syngas. *Journal of Molecular Catalysis A: Chemical* 36648–53. doi: 10.1016/j.molcata.2012.09.007.
- Cinti, G.; Frattini, D.; Jannelli, E.; Desideri, U.; Bidini, G. (2017): Coupling Solid Oxide Electrolyser (SOE) and ammonia production plant. *Applied Energy* 192466–476. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.09.026.
- Climeworks (2018): Experteninterview von Peter Viebahn (Wuppertal Institut) mit Climeworks am 12. März 2018 in Zürich.
- Climeworks (2019): Capturing CO₂ from air. <https://www.climeworks.com/>. Last access: 25 Juli 2019.
- MultiPLHY (2020): Multimegawatt high-temperature electrolyser to generate green hydrogen for production of high-quality biofuels. <https://cordis.europa.eu/project/id/875123>
- DAIHK (2018): Ägypten: Onshore-Windenergie (inkl. Netzausbau) Zielmarktanalyse 2018 mit Profilen der Marktakteure. Kairo: Deutsch – Arabische Industrie- und Handelskammer (DAIHK).
- Darre, N. C.; Toor, G. S. (2018): Desalination of Water: a Review. *Current Pollution Reports* 4(2)104–111. doi: 10.1007/s40726-018-0085-9.
- Daza, Y. A.; Kuhn, J. N. (2016): CO₂ conversion by reverse water gas shift catalysis: comparison of catalysts, mechanisms and their consequences for CO₂ conversion to liquid fuels. *RSC Advances* 6(55)49675–49691. doi: 10.1039/C6RA05414E.
- DCSP (2019): Competence Profiles of German CSP Companies. Berlin: DCSP - German Association for Concentrated Solar Power.
- Denholm, P.; Hand, M.; Jackson, M.; Ong, S. (2019): Land-Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States.
- Derouane, E. G. (1984): Conversion of Methanol to Gasoline over Zeolite Catalysts I. Reaction Mechanisms. In: F. R. Ribeiro, A. E. Rodrigues, L. D. Rollmann, und

- C. Naccache (Hrsg.), *Zeolites: Science and Technology*, NATO ASI Series. Dordrecht: Springer Netherlands. doi: 10.1007/978-94-009-6128-9_18.
- Deutscher Bundestag (2018): Evaluierungsbericht der Bundesregierung über die Anwendung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes sowie die Erfahrungen zur CCS Technologie. <http://dipbt.bundestag.de/doc/btd/19/068/1906891.pdf>. Last access: 03 April 2020.
- Dias, P.; Mendes, A. (2017): Hydrogen Production from Photoelectrochemical Water Splitting. In: R. A. Meyers (Hrsg.), *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*. New York, NY: Springer New York. doi: 10.1007/978-1-4939-2493-6_957-1.
- Dickschas, I.; Smolinka, T. (2019): Wasserelektrolyse an der Schwelle zur großskaligen Industrialisierung – Trends und Herausforderung bis 2030. Berliner Energietage, Berlin.
- Dieckmann, S.; Dersch, J. (2019): Assessment of the Cost Reduction Potential for Concentrating Solar Power until 2030 in G20 Countries. Study performed by the German Aerospace Center (DLR) for the International Renewable Energy Agency (IRENA). Köln.
- Dieckmann, S.; Dersch, J.; Giuliano, S.; Puppe, M.; Lüpfer, E.; Hennecke, K.; et al. (2017): LCOE reduction potential of parabolic trough and solar tower CSP technology until 2025. SOLARPACES 2016: International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems, Abu Dhabi, United Arab Emirates. doi: 10.1063/1.4984538.
- Ding, Y.; Han, W.; Chai, Q.; Yang, S.; Shen, W. (2013): Coal-based synthetic natural gas (SNG): A solution to China's energy security and CO₂ reduction? *Energy Policy* 55445–453. doi: 10.1016/j.enpol.2012.12.030.
- DLR (2020): SOLWARIS Solving Water Issues for CSP Plants. https://www.dlr.de/sf/en/desktopdefault.aspx/tabid-9315/22254_read-53491/. Last access: 26 März 2020.
- Dubois, L.; Laribi, S.; Mouhoubi, S.; De Weireld, G.; Thomas, D. (2017): Study of the Post-combustion CO₂ Capture Applied to Conventional and Partial Oxy-fuel Cement Plants. *Energy Procedia*, 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-13, 14-18 November 2016, Lausanne, Switzerland 1146181–6196. doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1756.
- Dunham, M. T.; Iverson, B. (2014): High-Efficiency thermodynamic Power Cycles for Concentrated Solar Power Systems. <https://scholarsarchive.byu.edu/facpub/1585/>
- Dürr, S.; Müller, M.; Jorschick, H.; Helmin, M.; Bösmann, A.; Palkovits, R.; Wasserschheid, P. (2017): Carbon Dioxide-Free Hydrogen Production with Integrated Hydrogen Separation and Storage. *ChemSusChem* 10(1)42–47. doi: 10.1002/cssc.201600435.

- ECRA (2017): Development of state of the art-techniques in cement manufacturing: Trying to Look Ahead (2017). CSI/ECRA-Technology Papers. Düsseldorf, Geneva: European Cement Research Academy (ECRA).
- EFMA (2000): Best Available Techniques for Pollution Prevention and Control in the European Fertilizer Industry. Booklet No.1: Production of Ammonia. Brussels: European Fertilizer Manufacturers Association.
- Enerkem (2019): Waste conversion | Chemical recycling. Enerkem. <https://enerkem.com/waste-diversion/waste-conversion-process/>. Last access: 02 Juni 2019.
- Enquete-Kommission (1998): Abschlußbericht: Schutz des Menschen und der Umwelt - Ziele und Rahmenbedingungen einer nachhaltig zukunftsverträglichen Entwicklung. Bonn. <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/13/112/1311200.pdf>
- Eriksen, R.; Turkoglu, A.; Bernard, A.; Joglekar, N.; Horenstein, M.; Mazumder, M. (2018): Water and Cost Reduction from the Application of EDS to Facilitate Water Free Cleaning in Concentrated Solar Power. *MRS Advances* 3(25)1405–1410. doi: 10.1557/adv.2018.338.
- Ettouney, H.; Wilf, M. (2009): Commercial Desalination Technologies: An Overview of the Current Status of Applications of Commercial Seawater Desalination Processes. In: G. Micale, L. Rizzuti, und A. Cipollina (Hrsg.), *Seawater Desalination*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. doi: 10.1007/978-3-642-01150-4_4.
- EU Commission (2005): Draft Declaration on Guiding Principles for Sustainable Development. COM(2005) 218 final.
- Europäische Kommission (2017): MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN über die Liste kritischer Rohstoffe für die EU 2017. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52017DC0490>. Last access: 06 November 2019.
- European Commission (2015): Better Regulation Guidelines. http://ec.europa.eu/smart-regulation/guidelines/toc_guide_en.htm. Last access: 11 Januar 2017.
- Evans, S. (o. J.): The Swiss company hoping to capture 1% of global CO₂ emissions by 2025. *CarbonBrief* 22 June 2017. <https://www.carbonbrief.org/swiss-company-hoping-capture-1-global-co2-emissions-2025>
- ExxonMobil (2019): Synthetic Fuel Process. ExxonMobil Chemical. <https://www.exxonmobilchemical.com/en/catalysts-and-technology-licensing/synthetic-fuels>. Last access: 26 November 2019.
- Falter, C.; Batteiger, V.; Sizmann, A. (2016): Climate Impact and Economic Feasibility of Solar Thermochemical Jet Fuel Production. *Environmental Science & Technology* 50(1)470–477. doi: 10.1021/acs.est.5b03515.

- Falter, C.; Pitz-Paal, R. (2017): Water Footprint and Land Requirement of Solar Thermochemical Jet-Fuel Production. *Environmental Science & Technology* 51(21)12938–12947. doi: 10.1021/acs.est.7b02633.
- 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*, 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, 15-17 March 2016, Düsseldorf, Germany 99243–268. doi: 10.1016/j.egypro.2016.10.115.
- Fasihi, M.; Efimova, O.; Breyer, C. (2019): Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants. *Journal of Cleaner Production* 224957–980. doi: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086.
- Fishedick, M.; Görner, K.; Thomeczek, M. (Hrsg.) (2015): CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. doi: 10.1007/978-3-642-19528-0.
- Fisher, K.; Yu, Z. (Jason); Striling, R.; Holman, Z. (2017): PVMirrors: Hybrid PV/CSP collectors that enable lower LCOEs. *SOLARPACES 2016: International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems*, Abu Dhabi, United Arab Emirates. doi: 10.1063/1.4984328.
- Fraunhofer ISE (2019): Photovoltaics Report. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE).
- Fraunhofer ISE (2020): Recent Facts about Photovoltaics in Germany. Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE.
- Friedrich, K. A.; Schiller, G. (2013): Wasserstoffherstellung mittels Hochtemperatur-elektrolyse. *Energie Speicher Symposium 2013 Stuttgart*. <https://elib.dlr.de/85702/>
- Fu, Q.; Mabilat, C.; Zahid, M.; Brisse, A.; Gautier, L. (2010): Syngas production via high-temperature steam/CO₂ co-electrolysis: an economic assessment. *Energy Environ. Sci.* 3(10)1382–1397. doi: 10.1039/CoEE00092B.
- Fuqiang, W.; Ziming, C.; Jianyu, T.; Yuan, Y.; Yong, S.; Linhua, L. (2017): Progress in concentrated solar power technology with parabolic trough collector system: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 791314–1328. doi: 10.1016/j.rser.2017.05.174.
- Future power technology (2018): Project profile: Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park, Dubai. *Future Power Technology*. https://power.nridigital.com/power_technology_nov18_special/project_profile_mohammed_bin_rashid_al_maktoum_solar_park_dubai. Last access: 05 März 2020.
- Galadima, A.; Muraza, O. (2015): From synthesis gas production to methanol synthesis and potential upgrade to gasoline range hydrocarbons: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 25303–316. doi: 10.1016/j.jngse.2015.05.012.
- Gardarsdottir, S.; De Lena, E.; Romano, M.; Roussanaly, S.; Voldsund, M.; Pérez-Calvo, J.-F.; et al. (2019): Comparison of Technologies for CO₂ Capture from

- Cement Production—Part 2: Cost Analysis. *Energies* 12(3)542. doi: 10.3390/en12030542.
- Gates, B. (2019): 10 Breakthrough Technologies 2019. MIT Technology Review. <https://www.technologyreview.com/magazine/2019/03/>. Last access: 23 Juli 2019.
- George, C. (2018): Ägypten: Onshore-Windenergie (inkl. Netzausbau). Deutsch – Arabische Industrie- und Handelskammer (DAIHK).
- Ghaffour, N.; Bundschuh, J.; Mahmoudi, H.; Goosen, M. F. A. (2015): Renewable energy-driven desalination technologies: A comprehensive review on challenges and potential applications of integrated systems. *Desalination* 35694–114. doi: 10.1016/j.desal.2014.10.024.
- Giebel, G.; Mortensen, N. G.; Czisch, G. (2003): Effects of large-scale distribution of wind energy in and around Europe. <https://www.geni.org/globalenergy/library/energytrends/currentusage/renewable/wind/global-wind-resources/egypt/gulf-suez.pdf>
- van der Giesen, C.; Kleijn, R.; Kramer, G. J. (2014): Energy and Climate Impacts of Producing Synthetic Hydrocarbon Fuels from CO₂. *Environmental Science & Technology* 48(12)7111–7121. doi: 10.1021/es500191g.
- Glatz-Krainz, K. (2019): A world first in solar seawater desalination. Greentech Cluster. <https://www.greentech.at/en/worlds-first-solar-seawater-desalination/>. Last access: 05 Februar 2020.
- Global CCS Institut (2019): The Global Status of CCS Report. Global CCS Institute. <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/>
- Gogate, M. R. (2018): The Direct Dimethyl Ether (DME) Synthesis Process from Syngas: Current Status and Future prospects I. Process Feasibility and Chemical Synergy in LPDMEtm Process. *Progress in Petrochemical Science* 2(4). doi: 10.31031/PPS.2018.02.000542.
- Gogate, M. R. (2019): Methanol-to-olefins process technology: current status and future prospects. *Petroleum Science and Technology* 37(5)559–565. doi: 10.1080/10916466.2018.1555589.
- Goldmann, A.; Sauter, W.; Oettinger, M.; Kluge, T.; Schröder, U.; Seume, J.; Friedrichs, J.; Dinkelacker, F. (2018): A Study on Electrofuels in Aviation. *Energies* 11(2)392. doi: 10.3390/en11020392.
- Good, D. A.; Francisco, J. S.; Jain, A. K.; Wuebbles, D. J. (1998): Lifetimes and global warming potentials for dimethyl ether and for fluorinated ethers: CH₃OCF₃ (E143a), CHF₂OCHF₂ (E134), CHF₂OCF₃ (E125). *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* 103(D21)28181–28186. doi: 10.1029/98JD01880.
- Görner, K.; Lindenberger, D. (2015): Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System. http://strom-zu-gas-und-waerme.de/wp-content/uploads/2016/07/Virtuelles_Institut_Strom_zu_Gas_und_Waerme_Abschlussbericht_Vorprojekt.pdf

- Grinberg Dana, A.; Elishav, O.; Bardow, A.; Shter, G. E.; Grader, G. S. (2016): Nitrogen-Based Fuels: A Power-to-Fuel-to-Power Analysis. *Angewandte Chemie International Edition* 55(31)8798–8805. doi: 10.1002/anie.201510618.
- Grond, L.; Schulze, P.; Holstein, J. (2013): *Systems Analyses Power to Gas*. Groningen, the Netherlands: DNV KEMA Energy & Sustainability.
- GWEC (2019): *Global wind report 2018*. Brussels: Global Wind Energy Council (GWEC).
- Habermeyer, F.; Dietrich, R.-U. (2018): FLEXCHX Project: Flexible combined production of power, heat and transport fuels from renewable energy sources. https://www.researchgate.net/publication/329774658_FLEXCHX_Project_Flexible_combined_production_of_power_heat_and_transport_fuels_from_renewable_energy_sources
- Hahn, B.; Callies, D.; Faulstich, S.; Siebenlist, D. (2017): Technologiebericht 1.6 Windenergie mit Exkurs Meeresenergie. In: Wuppertal Institut (Hrsg.), *Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2*. 2017.
- Hamed, O. A.; Hassan, A. M.; Al-Shail, K.; Farooque, M. A. (2009): Performance analysis of a trihybrid NF/RO/MSF desalination plant. *Desalination and Water Treatment* 1(1–3)215–222. doi: 10.5004/dwt.2009.113.
- Hayashi, H.; Moffat, J. B. (1983): Conversion of methanol into hydrocarbons over ammonium 12-tungstophosphate. *Journal of Catalysis* 83(1)192–204. doi: 10.1016/0021-9517(83)90042-8.
- Heidary, B.; Hashjin, T. T.; Ghobadian, B.; Roshandel, R. (2018): Optimal integration of small scale hybrid solar wind RO-MSF desalination system. *Renewable Energy Focus* 27120–134. doi: 10.1016/j.ref.2018.05.003.
- Helmholtz-Zentrum Berlin (2020).: Technology demonstration of large scale photoelectrochemical system for solar hydrogen production - PECSYS. HZB Website. www.pecsys-horizon2020.eu. Last access: 30 September 2020.
- Hermann, H.; Emele, L.; Loreck, C. (2014): *Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien*. Berlin: Öko-Institut e.V.
- Hernandez, R. R.; Hoffacker, M. K.; Field, C. B. (2014): Land-Use Efficiency of Big Solar. *Environmental Science & Technology* 48(2)1315–1323. doi: 10.1021/es4043726.
- Hilgert, C.; Jung, C.; Wasserfuhr, C.; Leon, J.; Valenzuela, L. (2019): Qualification of silicone based HTF for parabolic trough collector applications. SOLARPACES 2018: International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems, Casablanca, Morocco. doi: 10.1063/1.5117598.
- Hills, T.; Leeson, D.; Florin, N.; Fennell, P. (2016): Carbon Capture in the Cement Industry: Technologies, Progress, and Retrofitting. *Environmental Science & Technology* 50(1)368–377. doi: 10.1021/acs.est.5b03508.

- Hochberg, M. (2016): Renewable Energy Growth in Morocco. https://www.mei.edu/sites/default/files/publications/PF26_Hochberg_Moroccorenouvelables_web.pdf
- Holmes, G.; Keith, D. W. (2012): An air-liquid contactor for large-scale capture of CO₂ from air. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences* 370(1974)4380–4403. doi: 10.1098/rsta.2012.0137.
- Hooman, K.; Guan, Z.; Gurgenci, H. (2017): Advances in dry cooling for concentrating solar thermal (CST) power plants. *Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology*. Elsevier. doi: 10.1016/B978-0-08-100516-3.00009-5.
- Hydrogenious GmbH (2019): Hydrogenious LOHC Technologies-Product Brochure. <https://www.hydrogenious.net/wp-content/uploads/2018/08/Hydrogenious-LOHC-Technologies-Product-Brochure.pdf>. Last access: 20 November 2019.
- Iaquaniello, G.; Salladini, A.; Mari, A.; Mabrouk, A. A.; Fath, H. E. S. (2014): Concentrating solar power (CSP) system integrated with MED–RO hybrid desalination. *Desalination* 336121–128. doi: 10.1016/j.desal.2013.12.030.
- IEA (2014): Technology Roadmap - Solar Thermal Electricity. <https://webstore.iea.org/technology-roadmap-solar-thermal-electricity-2014>
- IEA (2018): Technology Roadmap - Low-Carbon Transition in the Cement Industry. International Energy Agency (IEA). <https://www.wbcsd.org/Sector-Projects/Cement-Sustainability-Initiative/Resources/Technology-Roadmap-Low-Carbon-Transition-in-the-Cement-Industry>
- IEA GHG (2007): CO₂ Capture Ready Plants. Technical Study No. 4. International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme. <http://documents.ieaghg.org/index.php/s/YKm6B7zikUpPgGA/download?path=%2F2007%2FTechnical%20Reports&files=2007-4%20Capture%20Ready.pdf>
- IFA (2020): GESTIS-Stoffdatenbank. Institut für Arbeitsschutz der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung. <http://gestis.itrust.de>. Last access: 27 März 2020.
- IMWS (2019): IMWS und IGB unterstützen Einsatz von Grünem Wasserstoff und Grünem Ammoniak in Marokko. Presseinformation. Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik IGB. <https://www.igb.fraunhofer.de/de/presse-medien/presseinformationen/2019/fraunhofer-imws-und-fraunhofer-igb-gruenen-wasserstoff.html>
- Ineratec (2020): Kohlendioxidneutrale Kraftstoffe aus Luft und Strom. INERATEC. <https://ineratec.de/kohlendioxidneutrale-kraftstoffe-aus-luft-und-strom/>. Last access: 01 Oktober 2020.
- INP (2019): Partnerworkshop in Greifswald am 31.01.2019. Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie e.V. <https://wir-campfire.de/inp-partnerworkshop-am-31-01-2019/>. Last access: 19 Februar 2020.

- IREES (2017): Klimaschutz durch Energieeffizienz II: Konzept zur Erhöhung der Energieeffizienz und Erschließung von Treibhausgas- Minderungspotenzialen in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen - Herausforderungen und Chancen des Transformationsprozesses in der deutschen Industrie bis 2050. Karlsruhe, Berlin. http://www.irees.de/irees-wAssets/docs/publications/projektbericht-report/170412_Transformationsprozess-der-Industrie-2050.pdf
- IREES (2018): Prozessemissionen in der deutschen Industrie und ihre Bedeutung für die nationalen Klimaschutzziele - Problemdarstellung und erste Lösungsansätze. http://www.irees.de/irees-wAssets/docs/publications/projektbericht-report/180716_IREEES_AP4_Prozessemissionen.pdf. Last access: 11 November 2019.
- IRENA (2016): Renewable energy market analysis. The GCC Region. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA).
- IRENA (2018): Renewable Power Generation Costs in 2017. International Renewable Energy Agency (IRENA). https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf
- IRENA (2019): Renewable Energy Auctions. Status and Trends beyond Price. International Renewable Energy Agency (IRENA).
- Islam, M. T.; Huda, N.; Abdullah, A. B.; Saidur, R. (2018): A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91987–1018. doi: 10.1016/j.rser.2018.04.097.
- ITP (2018): Concentrating Solar Thermal Power Technology Status – Informing a CSP Roadmap for Australia. No. TP/TO036. ITP Energised Group. <https://arena.gov.au/assets/2019/01/cst-roadmap-appendix-1-itp-cst-technology.pdf>
- Jacob, E. (2019): C-1 Oxygenate als nachhaltige Kraftstoffe und deren günstige Eigenschaften. In: W. Maus (Hrsg.), *Zukünftige Kraftstoffe*. Berlin, Heidelberg: Springer. doi: 10.1007/978-3-662-58006-6_9.
- Japan DME Association (2020): Production of DME. <http://japan-dme.or.jp/english/>. Last access: 15 Juni 2020.
- Jones, E.; Qadir, M.; van Vliet, M. T. H.; Smakhtin, V.; Kang, S. (2019): The state of desalination and brine production: A global outlook. *Science of The Total Environment* 6571343–1356. doi: 10.1016/j.scitotenv.2018.12.076.
- de Jong, W. A. (2018): PEC versus PV-E: A Future Potential Comparison. Master Thesis. Utrecht: Utrecht University Faculty of Geoscience. <https://dspace.library.uu.nl/bitstream/handle/1874/362927/Master%20thesis%20PEC%20versus%20PV-E%20a%20of%20future%20potential%20comparison%20-%20W.A.%20de%20Jong%20-%20Energy%20Science%20-%202023-2-2018.pdf?sequence=2&isAllowed=y>

- Kaiser, P.; Unde, R. B.; Kern, C.; Jess, A. (2013): Production of Liquid Hydrocarbons with CO₂ as Carbon Source based on Reverse Water-Gas Shift and Fischer-Tropsch Synthesis. *Chemie Ingenieur Technik* 85(4)489–499. doi: 10.1002/cite.201200179.
- Kapetaki, Z.; Scowcroft, J. (2017): Overview of Carbon Capture and Storage (CCS) Demonstration Project Business Models: Risks and Enablers on the Two Sides of the Atlantic. *Energy Procedia* 1146623–6630. doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1816.
- Katircioğlu, T. Y.; Çelik, M. (2019): A Review on Synthesis of Dimethyl Ether from Syngas Over Bifunctional/Hybrid Catalysts. *Global Journal of Pure and Applied Chemistry Research* 7(1)1–24.
- Keith, D. W.; Holmes, G.; St. Angelo, D.; Heidel, K. (2018): A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere. *Joule* 2(8)1573–1594. doi: 10.1016/j.joule.2018.05.006.
- Keulertz, M.; Allan, T. (2019): The water-energy-food nexus in the MENA region. *Routledge Handbook on Middle East Security*.
- KfW (2016): Project Information. Solar Complex Ouarzazate - Morocco. KfW Development Bank.
- Kim, S.; Oh, B. S.; Hwang, M.-H.; Hong, S.; Kim, J. H.; Lee, S.; Kim, I. S. (2011): An ambitious step to the future desalination technology: SEAHERO R&D program (2007–2012). *Applied Water Science* 1(1–2)11–17. doi: 10.1007/s13201-011-0003-4.
- de Klerk, A. (2014): Transport Fuel. *Future Energy*. Elsevier. doi: 10.1016/B978-0-08-099424-6.00012-0.
- Klier, K. (1982): Methanol Synthesis. In: D. D. Eley, H. Pines, und P. B. Weisz (Hrsg.), *Advances in Catalysis* (Bd. 31). Academic Press. doi: 10.1016/S0360-0564(08)60455-1.
- König, D. H. (2016): Techno-ökonomische Prozessbewertung der Herstellung synthetischen Fluggasturbinentreibstoffes aus CO₂ und H₂. Stuttgart: Universität Stuttgart. Abgerufen von URL: <https://d-nb.info/1128151618/34>.
- Kretschmar, J. (2018): Technologiebericht 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch). In: Wuppertal Institut, ISI, und IZES (Hrsg.), *Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.
- van de Krol, R.; Parkinson, B. A. (2017): Perspectives on the photoelectrochemical storage of solar energy. *MRS Energy & Sustainability* 4e13. doi: 10.1557/mre.2017.15.
- Kruger, W.; Eberhard, A.; Swartz, K. (2018): Renewable Energy Auctions : A Global Overview.
- Lan, R.; Tao, S. (2014): Ammonia as a Suitable Fuel for Fuel Cells. *Frontiers in Energy Research* 2. doi: 10.3389/fenrg.2014.00035.

- Larsen, L. (2018): Saudi Arabia Pushes to Use Solar Power for Desalination Plants. IEEE Spectrum. <https://spectrum.ieee.org/green-tech/solar/saudi-arabia-pushes-to-use-solar-power-for-desalination-plants>. Last access: 05 Februar 2020.
- van Leeuwen, C.; Zauner, A. (2018): Report on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU. Store&Go: Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation.
- Leinweber, A.; Adametz, P.; Müller, K.; Arlt, W. (2016): Dezentrale Wasserstoffbereitstellung durch Reformierung oder durch LOHC – Ein energetisch-ökologischer Vergleich. Chemie Ingenieur Technik 88(9)1259–1260. doi: 10.1002/cite.201650516.
- Levy, Y.; Erenburg, V.; Sherbaum, V.; Ovcharenko, V.; Roizman, A. (2015): The Use of Methanol as an Alternative Fuel: Droplet Formation and Evaporation. Volume 4A: Combustion, Fuels and Emissions. ASME Turbo Expo 2015: Turbine Technical Conference and Exposition, Montreal, Quebec, Canada: American Society of Mechanical Engineers. doi: 10.1115/GT2015-42965.
- Lilliestam, J. (2018): Whither CSP? Taking stock of a decade of concentrated solar power expansion and development. ETH Zürich. https://mustec.eu/sites/default/files/reports/Lilliestam%202018%20Whither%20CSP_Deliverable4.2%20MUSTEC.pdf
- Liu, T.-K.; Weng, T.-H.; Sheu, H.-Y. (2018): Exploring the environmental impact assessment commissioners' perspectives on the development of the seawater desalination project. Desalination 428108–115. doi: 10.1016/j.desal.2017.11.031.
- Liu, Y.; Qian, Y.; Zhou, H.; Xiao, H.; Yang, S. (2017): Conceptual Design of the Coal to Synthetic Natural Gas (SNG) Process Based on BGL Gasifier: Modeling and Techno-Economic Analysis. Energy & Fuels 31(1)1023–1034. doi: 10.1021/acs.energyfuels.6b02166.
- Lomax, G.; Lenton, T. M.; Adeosun, A.; Workman, M. (2015): Investing in negative emissions. Nature Climate Change 5(6)498–500. doi: 10.1038/nclimate2627.
- Lozanovski, A. (2019): LCA of CO₂ Direct Air Capture. BEniVER Workshop, München.
- Lumpp, B.; Rothe, D.; Pastötter, C.; Lämmermann, R.; Jacob, E. (2011): Oxymethylether als Dieselkraftstoffzusätze der Zukunft. MTZ - Motortechnische Zeitschrift 72(3)198–203. doi: 10.1365/s35146-011-0049-8.
- Macknick, J.; Meldrum, J.; Nettles-Anderson, S.; Heath, G.; Miara, A. (2014): Life cycle water use for photovoltaic electricity generation: a review and harmonization of literature estimates. In: Institute of Electrical and Electronics Engineers und IEEE Electron Devices Society (Hrsg.), 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist[s] Conference (PVSC 2014): Denver, Colorado, USA, 8 - 13 June 2014. Piscataway, NJ: IEEE Service Center.
- Magneschi, G.; Zhang, T.; Munson, R. (2017): The Impact of CO₂ Capture on Water Requirements of Power Plants. Energy Procedia 1146337–6347. doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1770.

- Mariko; FME; RWTH Aachen (2018): Perspectives of the Use of Hydrogen as Fuel in Inland Shipping. <https://www.dst-org.de/wp-content/uploads/2018/11/Hydrogen-Feasibility-Study-MariGreen.pdf>. Last access: 04 Dezember 2019.
- Markewitz, P.; Zhao, L.; Robinius, M. (2017): Technologiebericht 2.3 CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS). In: Wuppertal Institut, ISI, und IZES (Hrsg.), Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. https://e-pub.wupperinst.org/files/7051/7051_CCS.pdf
- Marxer, D.; Furler, P.; Takacs, M.; Steinfeld, A. (2017): Solar thermochemical splitting of CO₂ into separate streams of CO and O₂ with high selectivity, stability, conversion, and efficiency. *Energy Environ. Sci.* 10(5)1142–1149. doi: 10.1039/C6EE03776C.
- Matsumura, Y.; Shen, W.-J.; Ichihashi, Y.; Okumura, M. (2001): Low-Temperature Methanol Synthesis Catalyzed over Ultrafine Palladium Particles Supported on Cerium Oxide. *Journal of Catalysis* 197(2)267–272. doi: 10.1006/jcat.2000.3094.
- Mazumder, M. K.; Horenstein, M. N.; Joglekar, N. R.; Sayyah, A.; Stark, J. W.; Bernard, A. A. R.; et al. (2017): Mitigation of Dust Impact on Solar Collectors by Water-Free Cleaning With Transparent Electrodynamic Films: Progress and Challenges. *IEEE Journal of Photovoltaics* 7(5)1342–1353. doi: 10.1109/JPHOTOV.2017.2721462.
- McEnaney, J. M.; Singh, A. R.; Schwalbe, J. A.; Kibsgaard, J.; Lin, J. C.; Cargnello, M.; Jaramillo, T. F.; Nørskov, J. K. (2017): Ammonia synthesis from N₂ and H₂O using a lithium cycling electrification strategy at atmospheric pressure. *Energy & Environmental Science* 10(7)1621–1630. doi: 10.1039/C7EE01126A.
- McKone, J. R.; Lewis, N. S.; Gray, H. B. (2014): Will Solar-Driven Water-Splitting Devices See the Light of Day? *Chemistry of Materials* 26(1)407–414. doi: 10.1021/cm4021518.
- Meldrum, J.; Nettles-Anderson, S.; Heath, G.; Macknick, J. (2013): Life cycle water use for electricity generation: a review and harmonization of literature estimates. *Environmental Research Letters* 8(1)015031. doi: 10.1088/1748-9326/8/1/015031.
- Milanzi, S.; Spiller, C.; Grosse, B.; Hermann, L.; Kochems, J.; Müller-Kirchenbauer, J. (2018): Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens, Technische Universität Berlin, 2018. Berlin. https://www.er.tu-berlin.de/fileadmin/a38331300/Dateien/Technischer_Stand_und_Flexibilit%C3%A4t_des_Power-to-Gas-Verfahrens.pdf
- Miseki, Y.; Sayama, K. (2019): Photocatalytic Water Splitting for Solar Hydrogen Production Using the Carbonate Effect and the Z-Scheme Reaction. *Advanced Energy Materials* 9(23)1801294. doi: 10.1002/aenm.201801294.
- Moharram, K. A.; Abd-Elhady, M. S.; Kandil, H. A.; El-Sherif, H. (2013): Influence of cleaning using water and surfactants on the performance of photovoltaic panels.

- Energy Conversion and Management 68266–272. doi: 10.1016/j.enconman.2013.01.022.
- Montoya, J. H.; Tsai, C.; Vojvodic, A.; Nørskov, J. K. (2015): The Challenge of Electrochemical Ammonia Synthesis: A New Perspective on the Role of Nitrogen Scaling Relations. *ChemSusChem* 8(13)2180–2186. doi: 10.1002/cssc.201500322.
- Morin, G.; Dersch, J.; Platzer, W.; Eck, M.; Häberle, A. (2012): Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector power plants. *Solar Energy* 86(1)1–12. doi: 10.1016/j.solener.2011.06.020.
- Müller, K. (2019): Technologies for the Storage of Hydrogen. Part 2: Irreversible Conversion and Comparison. *ChemBioEng Reviews* 6(3)81–89. doi: 10.1002/cben.201900010.
- Nakamura, T. (1977): Hydrogen production from water utilizing solar heat at high temperatures. *Solar Energy* 19(5)467–475. doi: [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(77\)90102-5](https://doi.org/10.1016/0038-092X(77)90102-5).
- Napp, T.; Hills, T.; Soltani, S. M.; Bosch, J.; Mazur, C. (2017): A survey of key technological innovations for the low-carbon economy. Imperial College London.
- Neill, S. P.; Hashemi, M. R. (2018): Offshore Wind. *Fundamentals of Ocean Renewable Energy*. Elsevier. doi: 10.1016/B978-0-12-810448-4.00004-5.
- Nel Hydrogen (2020): Water electrolyzers / hydrogen generators. Nel Hydrogen. <https://nelhydrogen.com/water-electrolyzers-hydrogen-generators/>. Last access: 04 Mai 2020.
- Neslen, A. (2016): Africa's biggest windfarm sparks controversy in the desert. *The Guardian*. <https://www.theguardian.com/environment/2016/nov/22/morocco-saharan-windfarms-tarfaya-fan-accusations-of-green-plunder>. Last access: 01 Februar 2020.
- Ness, B.; Urbel-Piirsalu, E.; Anderberg, S.; Olsson, L. (2007): Categorising tools for sustainability assessment. *Ecological economy* 60(3)498–508.
- Niermann, M.; Beckendorff, A.; Kaltschmitt, M.; Bonhoff, K. (2019a): Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) – Assessment based on chemical and economic properties. *International Journal of Hydrogen Energy* 44(13)6631–6654. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.01.199.
- Niermann, M.; Drünert, S.; Kaltschmitt, M.; Bonhoff, K. (2019b): Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs) – techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain. *Energy & Environmental Science* 12(1)290–307. doi: 10.1039/C8EE02700E.
- Niklaß, M.; Meyer, H.; Lischke, A.; Fehrenbach, H.; Jöhrens, J.; Markwardt, S.; et al. (2016): Biokerosin und EE-Kerosin für die Luftfahrt der Zukunft - von der Theorie zu Pilotvorhaben. Studie im Rahmen des Auftrags Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVI in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffe und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima No. AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40. Leipzig, München, Berlin, Heidelberg: DLR, ifeu, LBST, DBFZ.

- NOW GmbH (2016): Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene - Ergebnisbericht. Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20160701-bmvi-studie-untersucht-wirtschaftliche-rechtliche-und-technische-voraussetzungen-fuer-den-einsatz-von-brennstoffzellentriebwagen-im-zugverkehr/h2-schiene_ergebnisbericht_online.pdf. Last access: 13 November 2019.
- NREL (2019): Concentrating Solar Power Projects. <https://solarpaces.nrel.gov/>
- Ogawa, T.; Inoue, N.; Shikada, T.; Ohno, Y. (2003): Direct Dimethyl Ether Synthesis. *Journal of Natural Gas Chemistry* 12(4)9.
- Okafor, E. C.; Somarathne, K. D. K. A.; Hayakawa, A.; Kudo, T.; Kurata, O.; Iki, N.; Kobayashi, H. (2019): Towards the development of an efficient low-NO_x ammonia combustor for a micro gas turbine. *Proceedings of the Combustion Institute* 37(4)4597–4606. doi: 10.1016/j.proci.2018.07.083.
- Öko-Institut (2012): Potenziale und Chancen der Technologie zur CO₂-Abtrennung und –Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessemissionen. Berlin: Short study on behalf of WWF Germany. www.oeko.de/oekodoc/1504/2012-070-de.pdf. Last access: 14 November 2014.
- von Olshausen, C.; Hauptmeier, K. (2019): Sunfire – Erneuerbare Moleküle aus CO₂ und H₂O zur Substitution von Erdöl und Erdgas: Power to X – Full integration of renewables into all sectors. In: W. Maus (Hrsg.), *Zukünftige Kraftstoffe*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. doi: 10.1007/978-3-662-58006-6_18.
- Ong, S.; Campbell, C.; Denholm, P.; Margolis, R.; Heath, G. (2013): Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States. <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56290.pdf>
- Ortiz-Albo, P.; Torres-Ortega, S.; González Prieto, M.; Urtiaga, A.; Ibañez, R. (2019): Techno-Economic Feasibility Analysis for Minor Elements Valorization from Desalination Concentrates. *Separation & Purification Reviews* 48(3)220–241. doi: 10.1080/15422119.2018.1470537.
- Ouda, M.; Hank, C.; Nestler, F.; Hadrich, M.; Full, J.; Schaadt, A.; Hebling, C. (2019): Power-to-Methanol: Techno-Economical and Ecological Insights. In: W. Maus (Hrsg.), *Zukünftige Kraftstoffe*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. doi: 10.1007/978-3-662-58006-6_17.
- Oyola-Rivera, O.; Baltanás, M. A.; Cardona-Martínez, N. (2015): CO₂ hydrogenation to methanol and dimethyl ether by Pd–Pd₂Ga catalysts supported over Ga₂O₃ polymorphs. *Journal of CO₂ Utilization* 98–15. doi: 10.1016/j.jcou.2014.11.003.
- Page, T.; Burnell, M. (2019): \$13.6B record-breaking solar park rises from Dubai desert. *CNN Global Gateway*. <https://edition.cnn.com/style/article/mbr-solar-park-dubai-desert-intl/index.html>. Last access: 05 März 2020.

- Palenzuela, P.; Alarcón-Padilla, D. C.; Zaragoza, G.; Blanco, J. (2015): Comparison between CSP+MED and CSP+RO in Mediterranean Area and MENA Region: Techno-economic Analysis. *Energy Procedia* 691938–1947. doi: 10.1016/j.egypro.2015.03.192.
- Pavel, C. C.; Marmier, A.; Alves Dias, P.; Blagoeva, D.; Tzimas, E.; Schüler, D.; et al. (2016): Substitution of critical raw materials in low-carbon technologies lighting, wind turbines and electric vehicles. Luxembourg: Joint Research Centre (JRC).
- Pérez, F. J.; Batuecas, E.; Encinas-Sánchez, V.; Lasanta, M. I.; de Miguel, M. T.; García-Martín, G.; Mayo, C.; Díaz, R. (2018): Life cycle assessment of the fluids used in a concentrated solar power plant. *SolarPACES 2017: International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems*, Santiago, Chile. doi: 10.1063/1.5067197.
- Peter, A.; Jacob, E.; Krossing, I. (2019): Homogen katalysierte Synthese von Oxymethylenethern (OME) durch Aufnahme von molekularem Formaldehyd. Zukünftige Kraftstoffe. https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-662-58006-6_19. Last access: 07 Januar 2020.
- Philipp, S.; Bett, A. W.; Rau, B.; Schlatmann, R. (2018): Technologiebericht 1.3 Photovoltaik. In: Wuppertal Institut, ISI, und IZES (Hrsg.), *Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.
- Pieper, C. (2019): Transformation of the German energy system - Towards photovoltaic and wind power 10.
- Pinaud, B. A.; Benck, J. D.; Seitz, L. C.; Forman, A. J.; Chen, Z.; Deutsch, T. G.; et al. (2013): Technical and economic feasibility of centralized facilities for solar hydrogen production via photocatalysis and photoelectrochemistry. *Energy Environ. Sci.* 6(7)1983–2002. doi: 10.1039/C3EE40831K.
- Pintér, L.; Hardib, P.; Martinuzzic, A.; Halla, J. (2012): Bellagio STAMP: Principles for sustainability assessment and measurement. *Ecological Indicators* (17)20–28.
- Pontzen, F.; Liebner, W.; Gronemann, V.; Rothaemel, M.; Ahlers, B. (2011): CO₂-based methanol and DME – Efficient technologies for industrial scale production. *Catalysis Today* 171(1)242–250. doi: 10.1016/j.cattod.2011.04.049.
- Pope, J.; Annandale, D.; Morrison-Saunders, A. (2004): Conceptualising sustainability assessment. *Environmental Impact Assessment Review. Environmental Impact Assessment Review* (24)595–616.
- Pullman, J. B. (1978a): Methanol, Ethanol and Jet Fuel Emissions Comparison from a Small Gas Turbine. SAE Technical Paper No. 781013. Warrendale, PA: SAE International. doi: 10.4271/781013.
- Pullman, J. B. (1978b): Fuel Emissions Comparison. Society of Automotive Engineers, Aerospace Meeting, San Diego.

- REN21 (2019): Renewables 2019 Global Status Report. Paris: REN21, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.
- Reyes-Belmonte, M. A.; Sebastián, A.; Romero, M.; González-Aguilar, J. (2016): Optimization of a recompression supercritical carbon dioxide cycle for an innovative central receiver solar power plant. *Energy* 11217–27. doi: 10.1016/j.energy.2016.06.013.
- Roberts, D. A.; Johnston, E. L.; Knott, N. A. (2010): Impacts of desalination plant discharges on the marine environment: A critical review of published studies. *Water Research* 44(18)5117–5128. doi: 10.1016/j.watres.2010.04.036.
- Rohani, S.; Abdelnabi, N.; Fluri, T.; Heimsath, A.; Wittwer, C.; Ainsua, J. G. P. (2019): Optimized mirror cleaning strategies in PTC plants reducing the water consumption and the levelized cost of cleaning. *SOLARPACES 2018: International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems*, Casablanca, Morocco. doi: 10.1063/1.5117763.
- Rostrup-Nielsen, J. R. (2000): New aspects of syngas production and use. *Catalysis Today* 63(2)159–164. doi: 10.1016/S0920-5861(00)00455-7.
- Roussanaly, S.; Fu, C.; Voldsund, M.; Anantharaman, R.; Spinelli, M.; Romano, M. (2017): Techno-economic Analysis of MEA CO₂ Capture from a Cement Kiln – Impact of Steam Supply Scenario. *Energy Procedia*, 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-13, 14-18 November 2016, Lausanne, Switzerland 1146229–6239. doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1761.
- Rownaghi, A. A.; Rezaei, F.; Hedlund, J. (2011): Yield of gasoline-range hydrocarbons as a function of uniform ZSM-5 crystal size. *Catalysis Communications* 14(1)37–41. doi: 10.1016/j.catcom.2011.07.015.
- Säck, J.-P.; Breuer, S.; Cotelli, P.; Houaijia, A.; Lange, M.; Wullenkord, M.; et al. (2016): High temperature hydrogen production: Design of a 750KW demonstration plant for a two step thermochemical cycle. *Solar Energy* 135232–241. doi: 10.1016/j.solener.2016.05.059.
- Salzgitter Mannesmann Forschung (2020): GrInHy2.0 - Green Industrial Hydrogen. <https://www.green-industrial-hydrogen.com/>. Last access: 19 November 2020.
- Saracco, G. (o. J.): ArtipHyction: Fully artificial photoelectrochemical device for low temperature hydrogen production. <http://www.artiphyction.org/resources/posts/53/ARTYPHYCTION%20PROJECT%20RESULTS.pdf>
- Sattler, C.; Monnerie, N.; Houaijia, A.; Romero, M.; Wieckert, C.; Aguilar, J. G.; et al. (2017): STAGE-STE: Final report on “Technology Roadmap for Solar Fuels”.
- Saxena, S. K.; Viswanadham, N.; Al-Muhtaseb, A. H. (2014): Enhanced production of high octane gasoline blending stock from methanol with improved catalyst life on nano-crystalline ZSM-5 catalyst. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry* 20(5)2876–2882. doi: 10.1016/j.jiec.2013.11.021.

- Scheffe, J. R.; Steinfeld, A. (2012): Thermodynamic Analysis of Cerium-Based Oxides for Solar Thermochemical Fuel Production. *Energy & Fuels* 26(3)1928–1936. doi: 10.1021/ef201875v.
- Schmidt, M.; Schwarz, S.; Wagener, L.; Zuberbühler, U. (2018): Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch). In: Wuppertal Institut, ISI, und IZES (Hrsg.), *Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.
- Schmidt, O.; Gambhir, A.; Staffell, I.; Hawkes, A.; Nelson, J.; Few, S. (2017): Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy* 42(52)30470–30492. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>.
- Schmidt, P.; Weindorf, W.; Roth, A.; Batteiger, V.; Riegel, F.; Riegel, F. (2016): *Power-to-Liquids. Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel. Background*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Schmitz, N.; Burger, J.; Ströfer, E.; Hasse, H. (2016): From methanol to the oxygenated diesel fuel poly(oxyethylene) dimethyl ether: An assessment of the production costs. *Fuel* 18567–72. doi: 10.1016/j.fuel.2016.07.085.
- Schüwer, D.; Arnold, K.; Bienge, K.; Bringezu, S.; Echternacht, L.; Esken, A.; et al. (2015): *CO2 reuse NRW: evaluating gas sources, demand and utilization for CO2 and H2 within the North Rhine-Westphalia area with respect to gas qualities; final report*. supported by Climate KIC. Wuppertal; Leverkusen: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH; Covestro Deutschland AG. <http://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/6010>. Last access: 19 April 2016.
- Semelsberger, T. A.; Borup, R. L.; Greene, H. L. (2006): Dimethyl ether (DME) as an alternative fuel. *Journal of Power Sources* 156(2)497–511. doi: 10.1016/j.jpowsour.2005.05.082.
- Servert, J. F.; Cerrajero, E.; Fuentealba, E. L. (2016): Synergies of solar energy use in the desalination of seawater: A case study in northern Chile. *SOLARPACES 2015: International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems*, Cape Town, South Africa. doi: 10.1063/1.4949232.
- Shahzad, M. W.; Burhan, M.; Ng, K. C. (2017): Pushing desalination recovery to the maximum limit: Membrane and thermal processes integration. *Desalination* 41654–64. doi: 10.1016/j.desal.2017.04.024.
- Sharqawy, M. H.; Lienhard, J. H.; Zubair, S. M. (2010): Thermophysical properties of seawater: a review of existing correlations and data. *Desalination and Water Treatment* 16(1–3)354–380. doi: 10.5004/dwt.2010.1079.
- Shen, W.-J.; Ichihashi, Y.; Ando, H.; Matsumura, Y.; Okumura, M.; Haruta, M. (2001): Effect of reduction temperature on structural properties and CO/CO2 hydrogenation characteristics of a Pd-CeO2 catalyst. *Applied Catalysis A: General* 217(1)231–239. doi: 10.1016/S0926-860X(01)00608-1.

- Siemens AG (o. J.): Technical Data: SILYZER 300. <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:abae9c1e48d6d239c06d88e565a25040ed2078dc/version:1524040818/ct-ree-18-047-db-silyzer-300-db-de-en-rz.pdf>
- Sititou, Y. (2017): Case Study: Masen NOOR Ouarzazate Solar Complex. MENA CSP Knowledge and Innovation Program Technical Workshop in Jordan, Amman, Jordan. http://cmimarseille.org/menacspkip/wp-content/uploads/2017/08/Youssef_Stitou_MENA_CSP_KIP_Jordan_Workshop_25_July_2017.pdf. Last access: 05 März 2020.
- Smolinka, T. (2018): Industrialization of Water Electrolysis in Germany: Towards a GW Industry for a Successful Transition of the Energy Sector to Renewable Energies. A short overview about the main results of the study. 22nd World Hydrogen Energy Conference, Rio de Janeiro, Brazil. <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-548720.html>
- Smolinka, T.; Wiebe, N.; Sterchele, P.; Palzer, A.; Lehnert, F.; Jansen, M.; et al. (2018): Studie IndWEde: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff im Verkehr, Strom und Wärme. Berlin. https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie_v04.1.pdf
- Solarify (o. J.): Hochtemperatur-Co-Elektrolyse erfolgreich getestet. <https://www.solarify.eu/2019/01/15/163-hochtemperatur-co-elektrolyse-erfolgreich-getestet/>
- SolarPACES (2020a): CSP Projects Around the World. <https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/>
- SolarPACES (2020b): Project Profiles. <https://solarpaces.nrel.gov/>
- Spang, E. S.; Moomaw, W. R.; Gallagher, K. S.; Kirshen, P. H.; Marks, D. H. (2014): The water consumption of energy production: an international comparison. *Environmental Research Letters* 9(10)105002. doi: 10.1088/1748-9326/9/10/105002.
- Speight, J. G. (2019): Chapter 13 - Upgrading by Gasification. In: J. G. Speight (Hrsg.), *Heavy Oil Recovery and Upgrading*. Gulf Professional Publishing. doi: 10.1016/B978-0-12-813025-4.00013-1.
- Stahl, A. (2019): RWE-Kraftwerk: Aus CO₂ wird Diesel-Ersatz. *Energate Messenger*. <https://www.energate-messenger.de/news/196908/rwe-kraftwerk-aus-co2-wird-diesel-ersatz>. Last access: 19 Januar 2020.
- Sternberg, A.; Bardow, A. (2016): Life Cycle Assessment of Power-to-Gas: Syngas vs Methane. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering* 4(8)4156–4165. doi: 10.1021/acssuschemeng.6b00644.
- Sternberg, A.; Jens, C. M.; Bardow, A. (2017a): Life cycle assessment of CO₂-based C₁-Chemicals. *Green Chemistry* 19(9)2244–2259. doi: 10.1039/C6GC02852G.

- Sternberg, A.; Jens, C. M.; Bardow, A. (2017b): Life cycle assessment of CO₂-based C₁-Chemicals (supporting information). *Green Chemistry* 19(9)2244–2259. doi: 10.1039/C6GC02852G.
- Sudhakar, C.; Vannice, M. A. (1985): Methanol and methane formation over palladium/rare earth oxide catalysts. *Journal of Catalysis* 95(1)227–243. doi: 10.1016/0021-9517(85)90023-5.
- Sunfire (2019a): Factsheet: SUNFIRE-HYLINK. https://www.sunfire.de/files/sunfire/images/content/Produkte_Technologie/factsheets/Sunfire-HyLink_Factsheet.pdf
- Sunfire (2019b): Sunfire - DURCHBRUCH FÜR POWER-TO-X: SUNFIRE NIMMT ERSTE CO-ELEKTROLYSE IN BETRIEB UND STARTET DIE SKALIERUNG. Sunfire. <https://www.sunfire.de/de/unternehmen/news/detail/durchbruch-fuer-power-to-x-sunfire-nimmt-erste-co-elektrolyse-in-betrieb-und-startet-die-skalierung>. Last access: 06 Mai 2020.
- SUN-to-LIQUID (2019): Solar fuel breakthrough. SUN-to-LIQUID produces solar kerosene from sunlight, water and CO₂. https://www.sun-to-liquid.eu/page/media_items/sun-to-liquid-project-press-release14.php. Last access: 25 Juli 2019.
- Svelle, S.; Joensen, F.; Nerlov, J.; Olsbye, U.; Lillerud, K.-P.; Kolboe, S.; Bjørgen, M. (2006): Conversion of Methanol into Hydrocarbons over Zeolite H-ZSM-5: Ethene Formation Is Mechanistically Separated from the Formation of Higher Alkenes. *Journal of the American Chemical Society* 128(46)14770–14771. doi: 10.1021/ja065810a.
- Swalus, C.; Jacquemin, M.; Poleunis, C.; Bertrand, P.; Ruiz, P. (2012): CO₂ methanation on Rh/γ-Al₂O₃ catalyst at low temperature: “In situ” supply of hydrogen by Ni/activated carbon catalyst. *Applied Catalysis B: Environmental* 12541–50. doi: 10.1016/j.apcatb.2012.05.019.
- Teketel, S.; Skistad, W.; Benard, S.; Olsbye, U.; Lillerud, K. P.; Beato, P.; Svelle, S. (2012): Shape Selectivity in the Conversion of Methanol to Hydrocarbons: The Catalytic Performance of One-Dimensional 10-Ring Zeolites: ZSM-22, ZSM-23, ZSM-48, and EU-1. *ACS Catalysis* 2(1)26–37. doi: 10.1021/cs200517u.
- The Royal Society; Royal Academy of Engineering (2018): Greenhouse gas removal. <https://royalsociety.org/topics-policy/projects/greenhouse-gas-removal/>. Last access: 23 Juli 2019.
- thyssenkrupp (2019): Carbon2Chem. thyssenkrupp. <https://www.thyssenkrupp.com/de/carbon2chem/>. Last access: 02 Juni 2019.
- Tian, P.; Wei, Y.; Ye, M.; Liu, Z. (2015): Methanol to Olefins (MTO): From Fundamentals to Commercialization. *ACS Catalysis* 5(3)1922–1938. doi: 10.1021/acscatal.5b00007.
- Tremel, A. (2018): Electricity-based Fuels. Erlangen. Springer.

- Turchi, C.; Mehos, M.; Ho, C.; Kolb, G. (2010): Current and Future Costs for Parabolic Trough and Power Tower Systems in the US Market. No. NREL/CP-5500-49303. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- UBA (2006): Technische Abscheidung und Speicherung von CO₂ – nur eine Übergangslösung. Positionspapier des Umweltbundesamtes zu möglichen Auswirkungen, Potenzialen und Anforderungen. Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/technische-abscheidung-speicherung-von-co2-nur-eine>
- Ullah, I.; Rasul, M. (2018): Recent Developments in Solar Thermal Desalination Technologies: A Review. *Energies* 12(1)119. doi: 10.3390/en12010119.
- Utilities ME (2020): Utilities ME3rd phase of Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park to commence operations in April. *Utilities Middle East*. <https://www.utilities-me.com/news/14807-3rd-phase-of-mohammed-bin-rashid-al-maktoum-solar-park-to-commence-operations-in-april>. Last access: 05 März 2020.
- VDMA (2016): Wasser- und Abwassertechnik. Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA).
- VDZ (2018): Zementindustrie im Überblick 2018-2019. Berlin. https://www.vdz-online.de/fileadmin/gruppen/vdz/3LiteraturRecherche/Zementindustrie_im_Ueberblick/VDZ_Zementindustrie_im_Ueberblick_2018-2019.pdf. Last access: 11 Mai 2020.
- Veolia (2020): Ehaled (r) Verdampfer. Water Treatment Technologies. http://technomaps.veoliawatertechnologies.com/evald_evaporators/de-verdampferanlagen/. Last access: 02 Februar 2020.
- Viebahn, P.; Arnold, K.; Friege, J.; Krüger, C.; Nebel, A.; Samadi, S.; et al. (2014): KRESSE - kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems : Abschlussbericht. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-54195>
- Viebahn, P.; Horst, J.; Scholz, A.; Zelt, O. (2018a): Technologiebericht 4.4: Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft. In: Wuppertal Institut, ISI, und IZES (Hrsg.), Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. https://epub.wupperinst.org/files/7062/7062_CO2-Abtrennung.pdf
- Viebahn, P.; Zelt, O.; Fishedick, M.; Hildebrand, J.; Heib, S.; Becker, D.; et al. (2018b): Technologien für die Energiewende. Politikbericht. Wuppertal Institut. https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/70013C70EE963F41E0539A695E8680ED/current/document/TFE_Politikbericht_komplett.pdf

- Wakil Shahzad, M.; Burhan, M.; Soo Son, H.; Jin Oh, S.; Choon Ng, K. (2018): Desalination processes evaluation at common platform: A universal performance ratio (UPR) method. *Applied Thermal Engineering* 13462–67. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2018.01.098.
- Wallasch, A.-K.; Lüers, S.; Rehfeldt, D. I. K.; Vogelsang, K.; Jachmann, H. (2018): Wind an Land. Zwischenbericht. Deutsche WindGuard GmbH.
- Walter, M. G.; Warren, E. L.; McKone, J. R.; Boettcher, S. W.; Mi, Q.; Santori, E. A.; Lewis, N. S. (2010): Solar Water Splitting Cells. *Chemical Reviews* 110(11)6446–6473. doi: 10.1021/cr1002326.
- Wang, T. (Hrsg.) (2017): Integrated gasification combined cycle (IGCC) technologies. Woodhead Publishing series in energy. Amsterdam: Woodhead, Elsevier.
- Wang, X.; Zhu, L.; Yu, R. (2016): Analysis on water requirement of Concentrating Solar Power plant in western China. *Advances in Power and Energy Engineering: Proceedings of the 8th Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, Suzhou, China, April 15-17, 2016*. CRC Press. doi: 10.1201/b20131.
- Wang, Z.; Horseman, T.; Straub, A. P.; Yip, N. Y.; Li, D.; Elimelech, M.; Lin, S. (2019): Pathways and challenges for efficient solar-thermal desalination. *Science Advances* 5(7)eaax0763. doi: 10.1126/sciadv.aax0763.
- Waste to Chemicals Rotterdam (2019): Setting a new global standard in biofuels, chemicals and waste management. Waste to Chemicals Rotterdam. <https://w2c-rotterdam.com/>. Last access: 02 Juni 2019.
- Wender, I. (1996): Reactions of synthesis gas. *Fuel Processing Technology, Reactions of synthesis gas* 48(3)189–297. doi: 10.1016/S0378-3820(96)01048-X.
- Wikipedia (2020): Benban Solar Park. Wikipedia. https://en.wikipedia.org/wiki/Benban_Solar_Park. Last access: 05 März 2020.
- Willuhn, M. (2019): First EBRD-financed slice of Benban project comes online. *PV Magazine*. <https://www.pv-magazine.com/2019/01/29/first-ebrd-financed-slice-of-benban-project-comes-online/>. Last access: 05 März 2020.
- Wuppertal Institut (2017): Shell Wasserstoff-Studie: Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂.
- Wuppertal Institut (2018): Landscaping - Untersuchungen der Anforderung an die energieintensive Wirtschaft und den Standort NRW im Übergang zu einem weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem der Zukunft: Abschlussbericht. Projektbericht. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH. <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/7233>. Last access: 09 Juli 2019.
- Yamada, T.; Domen, K. (2018): Development of Sunlight Driven Water Splitting Devices towards Future Artificial Photosynthetic Industry. *mdpi*. https://www.researchgate.net/publication/327005128_Development_of_Sunlight_Driven_Water_Splitting_Devices_towards_Future_Artificial_Photosynthetic_Industry

- Yoshioka, M.; Yokoi, T.; Tatsumi, T. (2015): Development of the CON-type Alumino-silicate Zeolite and Its Catalytic Application for the MTO Reaction. *ACS Catalysis* 5(7)4268–4275. doi: 10.1021/acscatal.5b00692.
- Yurchak, S. (1988): Development of Mobil's Fixed-Bed Methanol-to-Gasoline (MTG) Process. In: D. M. Bibby, C. D. Chang, R. F. Howe, und S. Yurchak (Hrsg.), *Studies in Surface Science and Catalysis, Methane Conversion* (Bd. 36). Elsevier. doi: 10.1016/S0167-2991(09)60521-8.
- Zaidi, H. A.; Pant, K. K. (2004): Catalytic conversion of methanol to gasoline range hydrocarbons. *Catalysis Today, Materials Design in Catalysis - Symposium C of ICMAT 2003* 96(3)155–160. doi: 10.1016/j.cattod.2004.06.123.
- Zhang, H.; Wang, L.; Van herle, J.; Maréchal, F.; Desideri, U. (2020): Techno-economic comparison of green ammonia production processes. *Applied Energy* 259114135. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114135.
- Zhang, X.; Chan, S. H.; Ho, H.; Tan, S.-C.; Li, M.; Li, G.; Li, J.; Feng, Z. (2015): Towards a smart energy network: The roles of fuel/electrolysis cells and technological perspectives. *International Journal of Hydrogen Energy* 40. doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.03.133.
- Zhu, C.; Fang, Y.; Luo, Z.; Zhang, C.; Zhang, X.; Li, J.; Chen, J.; Tan, L. (2019): Direct dimethyl ether synthesis over mesoporous Cu–Al₂O₃ catalyst via CO hydrogenation. *Research on Chemical Intermediates* 45(12)5863–5876. doi: 10.1007/s11164-019-04006-9.
- ZSW (2019): More efficient direct air capture of CO₂ for regenerative fuels. Centre for Solar Energy and Hydrogen Research Baden-Württemberg. <https://www.zsw-bw.de/en/newsroom/news/news-detail/news/detail/News/more-efficient-direct-air-capture-of-co2-for-regenerative-fuels.html>. Last access: 23 Juli 2019.

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).

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 Kraftstoffen oder deren Vorprodukten sein kann.

www.wupperinst.org/MENA-Fuels/

