

TEXTE

138/2026

Teilbericht

Klima- und Umwelteffekte der Herstellung von PtGLS-Produkten und technische Maßnahmen zur Minderung

Zum Forschungsvorhaben: Kriterien für eine nachhaltige Bereitstellung und klimagerechte Integration von strombasierten Energieträgern

von:

Thomas Fröhlich, Axel Liebich, Sabrina Ludmann, Daniel Münter, Marian Rosental, Clemens Wingenbach

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, Heidelberg

Herausgeber:

Umweltbundesamt

TEXTE 138/2026

KLIFOPLAN des Bundesministeriums für Umwelt,
Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3722 43 506 0

Teilbericht

Klima- und Umwelteffekte der Herstellung von PtGLS-Produkten und technische Maßnahmen zur Minderung

Zum Forschungsvorhaben: Kriterien für eine nachhaltige
Bereitstellung und klimagerechte Integration von
strombasierten Energieträgern

von

Thomas Fröhlich, Axel Liebich, Sabrina Ludmann, Daniel
Münter, Marian Rosental, Clemens Wingenbach

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
gGmbH, Heidelberg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
[Internet: www.umweltbundesamt.de](http://www.umweltbundesamt.de)

Durchführung der Studie:

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH
Wilckensstraße 3
69120 Heidelberg

Abschlussdatum:

August 2025

Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 Strategien und Szenarien für Klimaschutz und Energie
Reinhard Schulz-Herbener, Maximilian Pagel

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-8171>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, September 2026

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen*Autoren.

Kurzbeschreibung: Klima- und Umwelteffekte der Herstellung von PtGLS-Produkten und technische Maßnahmen zur Minderung (NEET), Arbeitspaket 3 „Umweltwirkungen der Bereitstellung von strombasierten Energieträgern“

Ziel des Arbeitspakets 3 im Forschungsvorhaben „NEET – Kriterien für eine nachhaltige Bereitstellung und klimagerechte Integration von strombasierten erneuerbaren Energieträgern“ ist es, die Umweltwirkungen synthetischer Energieträger (PtGLS: Power to Gas, Liquids, Solids) umfassend zu bewerten und Handlungsoptionen zur umweltgerechten Ausgestaltung dieser Technologien aufzuzeigen. Im Mittelpunkt steht die Analyse, wie PtGLS-Produkte wie Wasserstoff, Methan, Methanol, Ammoniak oder flüssige Kraftstoffe ökologisch tragfähig und langfristig in ein klimaneutrales Energiesystem eingebettet werden können.

Der gewählte methodische Ansatz basiert auf Ökobilanzen (Life Cycle Assessment, LCA) für 56 detailliert modellierte Bereitstellungspfade. Diese decken die gesamte Prozesskette ab – von der Strombereitstellung über die Synthese und Derivatisierung bis hin zu Transport und Rückumwandlung. Ergänzend wurden Maßnahmen zur Reduktion der Umweltwirkungen abgeleitet und in zwölf Zielszenarien deren Minderungspotential analysiert.

Die Ergebnisse zeigen, dass PtGLS-Produkte in Bezug auf die Klimawirkung in vielen Fällen deutliche Entlastungen gegenüber fossilen Referenzen ermöglichen – insbesondere bei der Verwendung von vollständig regenerativem Strom. Für Methanol, DME, Ammoniak und Fischer-Tropsch-Kraftstoffe können bis zu 80 % weniger Treibhausgasemissionen erreicht werden, synthetisches Methan ermöglicht eine Reduktion um rund 60 %. Die Wahl der Stromquelle ist dabei entscheidend: Windstrom weist die niedrigsten Klimabelastungen auf, während die Nutzung von Netzstrom („Graustrom“) alle Klimavorteile zunichtemachen kann.

Gleichzeitig zeigen sich in anderen Umweltkategorien – etwa Versauerung, Eutrophierung, Feinstaub, Ressourcen- oder Flächenverbrauch – in vielen Fällen höhere Belastungen gegenüber fossilen Vergleichsprodukten. Ursache sind unter anderem Emissionen aus Transport, Infrastruktur, chemischen Vorprodukten und dem hohen Strom- und Materialbedarf.

Die Studie identifiziert konkrete Minderungsmaßnahmen für diese Umweltwirkungen, u. a. die durchgängige Nutzung von erneuerbarem Strom, Abgasnachbehandlung bei Ammoniakprozessen, alternative Membranmaterialien sowie den Einsatz von Meerwasserentsalzung zur Schonung von Süßwasserressourcen. Zusätzlich werden Handlungsspielräume und Zielkonflikte aufgezeigt, die für zukünftige Regelwerke und Zertifizierungssysteme von Bedeutung sind.

Die Untersuchung liefert damit fundierte Grundlagen für eine ökologische Bewertung und Steuerung synthetischer Energieträger auf dem Weg zu einer klimaneutralen Energieversorgung.

Abstract: “NEET – Criteria for the sustainable provision and climate-friendly integration of electricity-based renewable energy carriers” (NEET), Work Package 3 “Environmental impacts of the provision of electricity-based energy carriers”

The aim of Work Package 3 in the research project “NEET – Criteria for the sustainable provision and climate-friendly integration of electricity-based renewable energy carriers” is to comprehensively assess the environmental impacts of synthetic energy carriers (PtGLS: Power to Gas, Liquids, Solids) and to identify options for action for the environmentally friendly design of these technologies. The focus is on analyzing how PtGLS products such as hydrogen, methane, methanol, ammonia, or liquid fuels can be integrated into a climate-neutral energy system in an ecologically sustainable way.

The chosen methodological approach is based on life cycle assessments (LCA) for 56 detailed modeled supply paths. These cover the entire process chain – from electricity supply via

synthesis and derivatization to transport and reconversion. In addition, measures to reduce environmental impacts were derived and their mitigation potential analyzed in twelve target scenarios.

The results show that PtGLS products enable significant reductions in climate impact compared to fossil references in many cases – especially when using fully renewable electricity. For methanol, DME, ammonia, and Fischer-Tropsch fuels, greenhouse gas emissions can be reduced by up to 80%, while synthetic methane enables a reduction of around 60%. The choice of electricity source is crucial: wind power has the lowest climate impact, while the use of grid electricity can negate all climate benefits.

At the same time, in other environmental categories – such as acidification, eutrophication, particulate matter, resource consumption, and land use – there are in many cases higher impacts compared to fossil fuel-based products. This is due, among other things, to emissions from transport, infrastructure, chemical precursors, and high electricity and material requirements.

The study identifies specific mitigation measures for these environmental impacts, including the consistent use of renewable electricity, exhaust gas aftertreatment in ammonia processes, alternative membrane materials, and the use of seawater desalination to conserve freshwater resources. In addition, it highlights areas for action and conflicting goals that are important for future regulations and certification systems.

The study thus provides a sound basis for the ecological assessment and management of synthetic energy sources on the path to a climate-neutral energy supply.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	10
Tabellenverzeichnis	14
Abkürzungsverzeichnis.....	16
Zusammenfassung.....	19
Summary	26
1 Einleitung und Hintergrund.....	33
2 Bereitstellungsprozesse für PtGLS-Produkte.....	35
2.1 Stromquellen.....	35
2.2 Wasserstoff aus Elektrolyse von Wasser („grüner Wasserstoff“).....	39
2.3 Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Methan („blauer Wasserstoff“)	43
2.4 Wasserstoff aus Methanpyrolyse („türkiser Wasserstoff“).....	45
2.5 CO ₂ -Quellen.....	46
2.6 Ammoniaksynthese.....	50
2.7 Ammoniak-Spaltung.....	51
2.8 Methansynthese	53
2.9 Methanolsynthese	54
2.10 Methanol-to-Gasoline	55
2.11 Dimethylether-Synthese	56
2.12 Fischer-Tropsch-Synthese	57
2.13 Produktionsanlagen und Infrastruktur	59
2.14 Transport.....	60
2.15 Wasseraufbereitung.....	61
2.16 CO ₂ -Speicherung inklusive Kompression und Transport	61
2.17 Zusätzliche Anlagen.....	61
3 Prozessketten zur Herstellung von PtGLS-Produkten	63
3.1 Wasserstoff	70
3.2 Ammoniak	75
3.3 Methan (SNG)	76
3.4 Methanol.....	77
3.5 Dimethylether	78
3.6 Benzin/Diesel/Kerosin/Naphtha	79
4 Klima- und Umwelteffekte der Herstellung von PtGLS-Produkten.....	82
4.1 Methodische Grundlagen der ökobilanziellen Betrachtung.....	82

4.1.1	Beschreibung Modell	82
4.1.2	Datenbasis.....	83
4.1.3	Allokation	83
4.1.4	Wirkungskategorien und Bewertungssysteme	84
4.2	Nutzung und Verfügbarkeit von Wasser	85
4.2.1	Arten der Wasser-Nutzung	85
4.2.2	Wasser-Verfügbarkeit	86
4.3	Ergebnisse	88
4.3.1	Klimawandel.....	89
4.3.1.1	Basisfälle	89
4.3.1.2	Varianten Wasserstoff	91
4.3.1.3	Varianten Ammoniak	96
4.3.1.4	Varianten Methan (SNG)	97
4.3.1.5	Varianten Methanol.....	99
4.3.1.6	Varianten Dimethylether	100
4.3.1.7	Varianten Benzin/Diesel/Kerosin/Naphtha	100
4.3.2	Andere Umweltwirkungskategorien	103
4.3.2.1	Versauerung.....	103
4.3.2.2	Eutrophierung.....	105
4.3.2.3	Ozonabbau.....	106
4.3.2.4	Sommersmog.....	107
4.3.2.5	Feinstaub	108
4.3.2.6	Kumulierter Energieaufwand (KEA)	109
4.3.2.7	Hemerobiegewichtete Landnutzung	110
4.3.2.8	Wasserbedarf.....	111
4.3.2.9	Ressourcenbeanspruchung (ADP _{elements})	113
4.4	Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse.....	114
5	Technische Maßnahmen zur Ermittlung und Begrenzung der Klima- und Umwelteffekte	117
5.1	Relevante Umweltwirkungen der Bereitstellung von PtGLS-Produkten	117
5.2	Möglichkeiten zur Minderung der Umwelteffekte	118
5.3	Quantifizierung der Minderungseffekte	122
5.3.1	Beschreibung von Ziel-Szenarien	122
5.3.2	Gegenüberstellung der Umwelteffekte von Basisfällen, Varianten und Ziel-Szenarien.....	123
5.3.2.1	Klimawandel	123

5.3.2.2	Versauerung.....	127
5.3.2.3	Eutrophierung.....	129
5.3.2.4	Ozonabbau.....	131
5.3.2.5	Sommersmog.....	133
5.3.2.6	Feinstaub	135
5.3.2.7	Kumulierter Energieaufwand (KEA).....	137
5.3.2.8	Hemerobiegewichtete Landnutzung	139
5.3.2.9	Wasserbedarf.....	141
5.3.2.10	Ressourcenbeanspruchung (ADP _{elements}).....	143
5.4	Unsicherheiten in der Datenlage	145
5.5	Fazit	146
6	Quellenverzeichnis	150

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Schematischer Überblick der drei Wasserelektrolyseverfahren Alkalische Elektrolyse (AEL), Polymerelektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) und Hochtemperatur-Elektrolyse (HTE). .40
Abbildung 2:	Prozessschema der SMR und ATR mit CCS.....44
Abbildung 3:	Reaktorschema Methanpyrolyse.....45
Abbildung 4:	Flussdiagramm und Adsorptions-/Desorptionsphase des DAC-Prozesses von Climeworks.....47
Abbildung 5:	Prozessschema der großtechnischen Ammoniaksynthese nach Haber und Bosch.50
Abbildung 6:	Prozessfließbild Ammoniak-Spaltung.....52
Abbildung 7:	Prozessschema der Methansynthese.....53
Abbildung 8:	Prozessschema der direkten Methanolsynthese.54
Abbildung 9:	Prozessschema der MtG-Synthese.....56
Abbildung 10:	Prozessschema der Fischer-Tropsch-Synthese über RWGS.57
Abbildung 11:	Produktverteilung der atmosphärischen Destillation des FT-Verfahrens58
Abbildung 12:	Wasserstoff-Bereitstellungspfade nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen blauer/türkiser Wasserstoff. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.70
Abbildung 13:	Wasserstoff-Bereitstellungspfade nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen blauer/türkiser Wasserstoff mit Erdgasimport nach Deutschland. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.....71
Abbildung 14:	Wasserstoff-Bereitstellungspfade nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen Standort und Transport (Pipeline). Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.72
Abbildung 15:	Wasserstoff-Bereitstellungspfade nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen H ₂ -Träger (Schiff, 4.000 km). Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet. ...73
Abbildung 16:	Wasserstoff-Bereitstellungspfade nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen Stromquellen. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.....74
Abbildung 17:	Wasserstoff-Bereitstellungspfade nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen: Herstellungsverfahren und H ₂ -Träger. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.75
Abbildung 18:	Ammoniak-Bereitstellungspfade nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen Ammoniak-Farbe und Standort. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.76

Abbildung 19:	Bereitstellungspfade für synthetisches Methan nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen Standort/Transport. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.	77
Abbildung 20:	Bereitstellungspfade für synthetisches Methanol nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen Standort/Transport. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.	78
Abbildung 21:	Bereitstellungspfade für DME nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen Standort/Transport. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.	79
Abbildung 22:	Bereitstellungspfade für synthetische Kraftstoffe nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen Stromquellen. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.	80
Abbildung 23:	Bereitstellungspfade für synthetische Kraftstoffe nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen CO ₂ -Quellen. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.	81
Abbildung 24:	Umberto 11 Teil-Modell Screenshot – SMR, ATR und Methanpyrolyse.....	83
Abbildung 25:	Treibhauspotenzial der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall.....	90
Abbildung 26:	Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Wasserstoff (H ₂) mit anderen Produktionstechniken gegenüber dem Basisfall.....	91
Abbildung 27:	Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Wasserstoff (H ₂) mit verschiedenen Transportoptionen gegenüber dem Basisfall.	93
Abbildung 28:	Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Wasserstoff (H ₂) mit verschiedenen Stromerzeugern gegenüber dem Basisfall.	94
Abbildung 29:	Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Wasserstoff (H ₂) mittels ATR/SMR+CCS bzw. Pyrolyse in Deutschland mit verschiedenen Bereitstellungsländern für Erdgas/LNG.	96
Abbildung 30:	Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Ammoniak (NH ₃) mit EE-Strom in Deutschland gegenüber dem Basisfall.....	97
Abbildung 31:	Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Methan (CH ₄ , SNG) mit EE-Strom an verschiedenen Standorten und deren Transporte gegenüber dem Basisfall.....	98
Abbildung 32:	Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Methanol (MeOH) mit EE-Strom an verschiedenen Standorten und deren Transporte gegenüber dem Basisfall.....	99
Abbildung 33:	Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Dimethylether (DME) mit EE-Strom an verschiedenen Standorten und deren Transporte gegenüber dem Basisfall.....	100

Abbildung 34:	Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen (FT) mit verschiedenen Stromerzeugern gegenüber dem Basisfall.	101
Abbildung 35:	Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen (FT) mit verschiedenen CO ₂ -Quellen gegenüber dem Basisfall.....	102
Abbildung 36:	Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Benzin über die MtG-Route im Vergleich zum Basisfall (Fischer-Tropsch).	103
Abbildung 37:	Versauerungspotential der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall.....	104
Abbildung 38:	Versauerungspotential der Bereitstellung von Methanol (MeOH) mit unterschiedlichen Transportdistanzen.....	105
Abbildung 39:	Eutrophierungspotential der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall	106
Abbildung 40:	Ozonabbaupotenzial der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall.....	107
Abbildung 41:	Sommersmogbildungspotenzial der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall	108
Abbildung 42:	Feinstaubbildungspotenzial der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall	109
Abbildung 43:	Kumulierter Energieaufwand der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall	110
Abbildung 44:	Hemerobie der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall	111
Abbildung 45:	Wasseraufnahme und -abgabe in der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall.	112
Abbildung 46:	Süßwasseraufnahme der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall.....	113
Abbildung 47:	Abiotisches Ressourcenerschöpfungspotenzial für Mineralien und Metalle der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall	114
Abbildung 48:	Kategorie Klimawandel – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.....	126
Abbildung 49:	Kategorie Versauerung – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.....	128
Abbildung 50:	Kategorie Eutrophierung – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.....	130
Abbildung 51:	Kategorie Ozonabbau – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.....	132
Abbildung 52:	Kategorie Sommersmog – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.....	134
Abbildung 53:	Kategorie Feinstaub – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.....	136

Abbildung 54:	Kategorie Kumulierter Energieaufwand (KEA) – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.....	138
Abbildung 55:	Kategorie Hemerobiegewichtete Landnutzung – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.....	140
Abbildung 56:	Kategorie Wasserbedarf – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.....	142
Abbildung 57:	Kategorie Ressourcenbeanspruchung ($ADP_{elements}$) – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.....	144

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Volllaststunden verschiedener Stromerzeugungsanlagen in den betrachteten Erzeugerregionen in Stunden (h). Bezugsjahr: 2022.....	36
Tabelle 2:	Treibhauspotenzial verschiedener Stromerzeugungsanlagen an verschiedenen Standorten in g CO ₂ -Äq./kWh. Bezugsjahr: 2022	36
Tabelle 3:	Zusammensetzung des EE-Strommix (Wind, PV, CSP) an verschiedenen Standorten und resultierendes Treibhauspotenzial pro kWh*. Bezugsjahr: 2022.....	37
Tabelle 4:	Treibhauspotenzial von Netzstrom ausgewählter Länder in g CO ₂ -Äq./kWh. Bezugsjahr: 2022 für Deutschland, sonst 2021	38
Tabelle 5:	Systemwirkungsgrade der modellierten Elektrolysetechniken AEL und PEMEL	42
Tabelle 6:	Material- und Energiebedarfe für die Herstellung von Elektrolyseuren, bezogen auf die Herstellung von 1 MJ Wasserstoff	42
Tabelle 7:	Ausgewählte Betriebsparameter der Herstellung von 1 MJ LHV „blauem“ Wasserstoff via Dampfreformierung (SMR) und Autotherme Reformierung (ATR).	44
Tabelle 8:	Ausgewählte Betriebsparameter der Herstellung von 1 MJ LHV „türkischem“ Wasserstoff.	46
Tabelle 9:	Ausgewählte Betriebsparameter der Bereitstellung von 1 kg CO ₂	49
Tabelle 10:	Ausgewählte Betriebsparameter der Herstellung von 1 kg Ammoniak.	51
Tabelle 11:	Ausgewählte Betriebsparameter der Spaltung von Ammoniak zu 1 kg Wasserstoff.....	52
Tabelle 12:	Verlustraten bei Ladung, Speicherung und Transport von Ammoniak.	53
Tabelle 13:	Ausgewählte Betriebsparameter der Methan-Synthese.....	53
Tabelle 14:	Ausgewählte Betriebsparameter der einstufigen Methanol-Synthese.	55
Tabelle 15:	Ausgewählte Betriebsparameter der Benzinherstellung über den Methanol-to-Gasoline-Prozess.....	56
Tabelle 16:	Ausgewählte Betriebsparameter der Herstellung von Dimethylether (DME).	57
Tabelle 17:	Ausgewählte Betriebsparameter der Herstellung von flüssigen Energieträgern über Fischer-Tropsch-Synthese.	58
Tabelle 18:	Parameter zur Bestimmung der Lebenszeit-Produktion der untersuchten Prozesse.	59
Tabelle 19:	Lebensdauern der modellierten Elektrolysetechniken, Stack..	60

Tabelle 20:	Lebensdauern der modellierten Elektrolysetechnologien, System.	60
Tabelle 21:	Übersicht der Bereitstellungspfade für PtGLS-Produkte.....	65
Tabelle 22:	Ausgewählte Indikatoren für Wasserknappheit für ausgewählte Länder (Überschreiten der vorgeschlagenen Grenzwerte in Fettdruck); jeweils Jahresmittelwerte für ganze Länder, subnationale und monatliche Werte können abweichen.	88
Tabelle 23:	Heizwerte (LHV) der untersuchten PtGLS-Produkte und THG- Emissionen der fossilen Referenzprodukte.	88
Tabelle 24:	In den Ökobilanzergebnissen aufgeschlüsselte Lebenswegabschnitte.	89

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
AE	Ländercode Vereinigte Arabische Emirate
AEL	Alkalische Elektrolyse
ATR	Autotherme Reformierung von Methan (engl.: Autothermal Reforming)
AU	Ländercode Australien
AWARE	Available Water Remaining (Bewertungsmethode zur Wasserknappheit)
BImSchG	Bundes Immissionsschutz Gesetz
BVT / BAT	Beste Verfügbare Technik (engl.: Best Available Techniques)
CA	Ländercode Kanada
CCS	CO ₂ -Abscheidung mit anschließender Speicherung (engl.: Carbon Capture and Storage)
CF	Kohlenstoff-Fußabdruck (engl. carbon footprint)
CL	Ländercode Chile
CSP	Konzentrierte Solarkraftwerke (engl.: Concentrated Solar Power)
DAC	CO ₂ -Abscheidung aus der Umgebungsluft (engl.: Direct Air Capture)
DE	Ländercode Deutschland
DEA	Diethanolamin
DK	Ländercode Dänemark
DME	Dimethylether
EE	Erneuerbare Energien
EoL	Lebenswegabschnitt „Lebensende“ (Abfall, Entsorgung, Verwertung) (engl.: End-of-Life)
Eq.	Äquivalente (engl.: Equivalents) in den Einheiten der aggregierten Umweltwirkungskategorien
ES	Ländercode Spanien
EU	Europäische Union
FT	Fischer-Tropsch, Polymerisationsverfahren zur Herstellung von Kohlenwasserstoffen
FVV	Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V.
GH2	gasförmiger Wasserstoff
GWP	Treibhauspotenzial (engl.: Global Warming Potential)
h	Stunde
HHV	Brennwert, früher: oberer Heizwert (engl.: Higher Heating Value)
HTE	Hochtemperatur-Elektrolyse
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
kWh	Kilowattstunde

Abkürzung	Erläuterung
LCA	Lebenszyklusanalyse (engl.: Life Cycle Assessment)
LH2	flüssiger Wasserstoff (engl. liquid hydrogen)
LHV	Heizwert, früher: unterer Heizwert (engl.: Lower Heating Value)
LOHC	Flüssiger organischer H ₂ -Träger (engl.: Liquid Organic Hydrogen Carrier)
MA	Ländercode Marokko
MDEA	Methyldiethanolamin
MEA	Monoethanolamin
MEA	Monoethanolamin
MENA	Region Naher Osten/Nordafrika (engl.: Middle East and North Africa)
MeOH	Methanol
MJ	Megajoule
MtG	Treibstoff aus katalytischer Umsetzung von Methanol (engl.: Methanol-to-Gasoline)
MVA	Müllverbrennungsanlage
MW	Megawatt
NMVOC	Flüchtige organische Verbindungen ohne Methan (engl.: non-methane volatile organic compounds)
PEI	Polyethylenimin
PEMEL	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PFAS	Per- und polyfluorierte Alkylverbindungen (engl.: per- and polyfluoroalkyl substances)
PFOS	Perfluorooctansulfonsäure
PTFE	Polytetrafluorethylen
PtG	Synthetische gasförmige Energieträger (engl.: Power-to-Gas)
PtGLS / PtX	Synthetische Energieträger (engl.: Power-to-Gas/Liquid/Solid oder Power-to-X)
PV	Photovoltaik
QA	Ländercode Qatar
RFNBO	Renewable Liquid and Gaseous Transport Fuels of Non-Biological Origin
RWGS	Reverse Wasser-Gas-Shift Reaktion, katalytische Umwandlung von CO ₂ in CO für Synthesegas
SA	Ländercode Saudi-Arabien
SCR	Selektive Katalytische Reduktion
SMR	Dampfreformierung von Methan (engl.: Steam Methane Reforming)
SNG	Synthetisches Erdgas (engl.: Synthetic Natural Gas), Methan
SOEC	Festoxid-Brennstoffzelle (engl.: Solid Oxide Electrolysis Cell), Einsatz in der HTE
THG	Treibhausgas(e)

Abkürzung	Erläuterung
TRL	Technologie-Reifegrad (engl. Technology Readiness Level)
UBA	Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau
US	Ländercode Vereinigte Staaten von Amerika
VOC	Flüchtige organische Verbindungen (engl.: volatile organic compounds)
VRF	Vanadium-Redox-Flow Batterie/Akkumulator, Stromspeicher für z.B. PV-Strom
WEA	Windenergie-Anlage
ZA	Ländercode Südafrika

Hinweis: Abkürzungen der Umweltwirkungskategorien sind in Abschnitt 4.1.4 separat gelistet.

Zusammenfassung

Im Forschungsvorhaben *Kriterien für eine nachhaltige Bereitstellung und klimagerechte Integration von strombasierten erneuerbaren Energieträgern*, kurz NEET, wird untersucht, wie eine ökologisch und sozioökonomisch nachhaltige Erzeugung von PtGLS (Power to Gas, Liquids, Solids) Produkten erfolgen kann.

In diesem Kurzpapier werden die Umweltwirkungen von verschiedenen Prozessen und Prozesspfaden für die Herstellung von PtGLS-Produkten mittels Ökobilanzen (LCA) ermittelt und technische Maßnahmen zur Begrenzung der Umwelteffekte abgeleitet. Die folgenden Produkte stehen im Fokus dieser Studie:

- ▶ Wasserstoff (grün, blau, türkis)
- ▶ Ammoniak (grün, blau)
- ▶ Methan (grün)
- ▶ Methanol (grün)
- ▶ Dimethylether (grün)
- ▶ Benzin/Diesel/Kerosin/Naphtha (grün)

Abschnitt 2 listet die einzelnen Prozesse auf, aus denen sich die zu untersuchenden Pfade zur Herstellung dieser Produkte zusammensetzen. Sie werden als einzelne Datensätze mit den wichtigsten Parametern beschrieben. Eine ausführliche Darstellung der einzelnen Prozesse ist im separaten technischen Anhang als Excel-Tabelle gegeben. Dort sind alle Energie- und Materialflüsse jedes Prozesses aufgeführt.

Ausgehend von Erkenntnissen aus früheren Studien wird in Abschnitt 3 für jedes Produkt ein Basispfad definiert. Darüber hinaus werden Variationen der Basispfade durchgeführt, die die Einflüsse von z. B. Stromquelle, Transportmedium und Standort untersuchen.

In Abschnitt 4 werden die ermittelten Umweltwirkungen der untersuchten PtGLS-Bereitstellungspfade dargestellt. Dabei werden zunächst die methodischen Grundlagen der Berechnung beschrieben (Abschnitt 4.1), gefolgt von den Ergebnissen in den einzelnen Wirkungskategorien (Abschnitt 4.3).

In Abschnitt 5 werden technische Möglichkeiten aufgezeigt, die wichtigsten Umweltwirkungen zu verringern und es werden die Minderungseffekte quantifiziert.

Bereitstellungsprozesse

- ▶ Im allgemeinen Verständnis erfolgt die Erzeugung von PtGLS-Produkten unter Verwendung von erneuerbaren Energiequellen (EE). In dieser Studie werden Windkraftanlagen, Freiflächen-Photovoltaik und konzentrierende Solarkraftwerke betrachtet. Für die Modellierung werden länder- und regionenspezifische EE-Strommixe sowie Netzstrommixe herangezogen.
- ▶ „Grüner“ Wasserstoff wird mittels Elektrolyseanlagen hergestellt. Gegenstand der Modellierung sind sowohl die Alkalische Elektrolyse (AEL) als auch die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL). Im Detail betrachtet werden Energie- und Wasserbedarf sowie die Auswirkungen von polyfluorierten Membranen und deren Alternativen.
- ▶ Für „blauen“ Wasserstoff wird die Methanreformierung und anschließende Abscheidung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) modelliert. Zur Herstellung von Wasserstoff aus

Erdgas/Methan sind großtechnisch zwei Prozesse üblich: Dampfreformierung von Methan (SMR, Steam Methane Reforming), und Autotherme Reformierung von Methan (ATR, Autothermal Reforming).

- ▶ „Türkiser“ Wasserstoff wird durch Methanpyrolyse hergestellt. Die thermische Pyrolyse wandelt Methan in Wasserstoff und festen Kohlenstoff um.
- ▶ Für kohlenstoffbasierte PtGLS-Produkte wird CO₂ mittels Direct Air Capture (DAC) aus der Luft bereitgestellt und anschließend mit Wasserstoff zu den jeweiligen Produkten verarbeitet. Weitere betrachtete CO₂-Quellen sind Zementwerke, Müllverbrennungsanlagen und Biogasanlagen.
- ▶ Ammoniak ist eines der betrachteten Zielprodukte sowie Transportderivate für Wasserstoff. Zur Ammoniaksynthese wird das Haber-Bosch-Verfahren betrachtet; soll Wasserstoff zurückgewonnen werden, kommt eine Ammoniak-Spaltung zum Einsatz.
- ▶ Methan bzw. Synthetisches Erdgas (SNG) wird aus Wasserstoff und CO₂ hergestellt. Ebenso verläuft die Synthese von Methanol. Aus Methanol können im weiteren Prozessverlauf Dimethylether (DME) und Kraftstoffe mittels Methanol-to-Gasoline-Verfahren hergestellt werden. Des Weiteren wird die Herstellung von Kraftstoffen mittels Fischer-Tropsch-Verfahrens betrachtet.
- ▶ Der Bau sowie der Rückbau der Anlagen zur Produktion der PtGLS-Produkte werden in der Betrachtung der Umweltwirkungen berücksichtigt, inbegriffen der verwendeten Katalysatoren. Die Materialbedarfe werden verteilt auf die Gesamtmenge an Produkt, die über die Lebensdauer der Anlage hergestellt wird.
- ▶ Als Transportoptionen stehen verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung. Diese sind z. B. der Transport von flüssigen Derivaten mittels herkömmlicher Tankschiffe und per Lkw, der Transport von Wasserstoff und SNG per Pipeline. Je nach Herkunftsland werden verschiedene Kurz- und Langstreckentransporte modelliert.

Prozessketten zur Herstellung von PtGLS-Produkten

Aus den verschiedenen Möglichkeiten die Prozesse miteinander zu kombinieren, wurden für insgesamt 56 Pfade zur Herstellung von PtGLS-Produkten Ökobilanzen berechnet. Die Prozessketten umfassen die Bereitstellung von Rohmaterialien und Energie in Form von Strom/Wärme, die Synthese von Wasserstoff, ggf. eine Umwandlung in Derivate, einen Transport nach Deutschland sowie ggf. eine Rückumwandlung zu Wasserstoff. Von den 56 Pfaden wurden 6 Pfade als Basisfälle festgelegt und 50 Pfade als Variationen mit Änderungen einzelner Prozessglieder ergänzt. Für die Umsetzung von Maßnahmen in (naher) Zukunft zur Minderung von Umwelteffekten wurden 12 weitere Zielszenarien abgebildet und berechnet.

Klima- und Umwelteffekte der PtGLS-Produkte

Die Analyse der Ökobilanzberechnungen zeigt, welche Faktoren maßgeblich die Umweltwirkungen bei der Bereitstellung synthetischer Energieträger auf Basis erneuerbarer Energien beeinflussen. Dabei werden auch mögliche Zielkonflikte zwischen unterschiedlichen Wirkungskategorien identifiziert – etwa dann, wenn niedrige Treibhausgasemissionen mit höheren Umweltbelastungen in anderen Bereichen einhergehen. Im Mittelpunkt steht die Bewertung der Klimawirkung synthetischer Energieträger und die Frage, inwieweit sie gegenüber fossilen Referenzprodukten ökologische Entlastungen bieten.

- ▶ Für die Produkte **Ammoniak, Methanol, DME und Fischer-Tropsch-Kraftstoffe** lässt sich in den betrachteten Basisfällen eine **Reduktion der Klimawirkung um rund 80 %**

erreichen. Für **synthetisches Erdgas ist eine Reduktion um 60 %** möglich. Für **Wasserstoff**, der gebunden im Transportmedium Ammoniak verschifft wird, kann die Klimawirkung um rund **50 % sinken** – wenn erneuerbarer Strom auch zur Ammoniaksynthese eingesetzt wird.

- ▶ Die Nutzung von „**Graustrom**“, d. h. **Netzstrom**, der in der Regel auch erhebliche Anteile aus nicht-erneuerbaren Quellen enthält, **verschlechtert die Klimabilanz** in allen Prozessschritten. Das gilt vor allem für die Nutzung in der Elektrolyse, aber auch in der Synthese, Verflüssigung oder Spaltung des Transportmediums und in der Stromversorgung von Pipelinekompressoren.
- ▶ Da die Lasten des erneuerbaren Stroms in den meisten Basisfällen zwischen 40–60 % der Klimawirkung ausmachen, hat die **Wahl der erneuerbaren Stromquelle** einen merklichen Einfluss auf das Gesamtergebnis. **Windkraft** ist die Quelle mit der **niedrigsten Klimawirkung** und weist zugleich nur kleine absolute Unterschiede pro kWh zwischen verschiedenen Standorten auf. Die Ergebnisse für Strom aus **Photovoltaik** zeigen **größere Unterschiede zwischen Standorten**, liegen aber auch im günstigsten Fall **zwei bis dreimal so hoch wie die für Windstrom**.
- ▶ Für die untersuchten **Transportoptionen für Wasserstoff** zeigt der Import per **Pipeline die geringste Klimawirkung**. Der Transport mit **LOHC und DME** als Transportmedium liegt **deutlich höher**. Wird das Transportmedium **Ammoniak** genutzt, kann dies mit den Ergebnissen des **Pipelinetransports** mithalten, jedoch nur wenn **erneuerbarer Strom für die NH₃-Synthese** eingesetzt wird. Andernfalls liegen die Klimabelastungen doppelt so hoch wie die des Pipeline-Transports.
- ▶ Der **Import von „blauem“ und „türkischem“ Wasserstoff** mit dem Transportmedium Ammoniak führt zu einer Klimawirkung, die **kaum besser oder sogar schlechter ist als die fossile Referenz**. Die Hauptgründe sind Treibhausgasemissionen in der Erdgasbereitstellung (insbesondere Methan) und CO₂-Emissionen in der Reformierung. Die Herstellung von „türkischem“ Wasserstoff führt mit der hier untersuchten Technik zu schlechteren Ergebnissen als die von „blauem“ Wasserstoff.
- ▶ Die **Herstellung von „blauem“ Wasserstoff in Deutschland** könnte hingegen die Klimawirkung gegenüber der herkömmlichen Herstellung (Referenz) um **40–70 % senken**. Voraussetzung für eine möglichst starke Reduktion ist der **Import von Erdgas mit geringen Vorlasten** und der Einsatz des Verfahrens mit **möglichst hoher CO₂-Abscheidequote**. Nicht einbezogen ist der Volumenbedarf zur Speicherung (CCS) sowie mögliche Leckagen und Austritte von CO₂ aus den Speicherstätten.
- ▶ Die Wahl zwischen den untersuchten **Elektrolysetechniken** AEL und PEMEL macht **kaum einen Unterschied**.
- ▶ Zwischen der Produktion von erneuerbarem **Ammoniak** im untersuchten **Ausland** und der in **Deutschland** gibt es **keine großen Unterschiede**, da sich Vorteile der Stromerzeugung mit den Nachteilen des Transports fast ausgleichen.
- ▶ Für **synthetisches Methan** spielt der **Transport** eine erhebliche Rolle. Wie beim Wasserstoff ist auch hier der Transport per **Pipeline die Option mit den geringsten Lasten** für Entfernungen bis zu 3.000–4.000 km. Der verflüssigte **Transport per Schiff** ist für **weitere Entfernungen vorteilhafter**, macht aber in der Regel die Vorteile höherer EE-Volllaststunden im fernen Ausland zunichte.

- Für die flüssigen Energieträger **Methanol, DME und Fischer-Tropsch-Kraftstoff** spielt die **Klimawirkung des genutzten EE-Stroms** eine größere Rolle, weil der Bedarf an Wasserstoff hoch ist. Der **Transport per Schiff** trägt im Vergleich zu den gasförmigen Energieträgern **weniger stark** bei.
- Die Klimalasten der Bereitstellung von Benzin über die **Methanol-to-Gasoline**-Route liegen rund **ein Viertel über denen der Fischer-Tropsch-Route**, aber dennoch **70 % unter der fossilen Referenz**.

Im Gegensatz zum Treibhauspotenzial zeigen die meisten Bereitstellungspfade in allen **anderen Wirkungskategorien eine deutliche höhere Umweltbelastung** im Vergleich zur jeweiligen fossilen Referenz:

- In der Kategorie „**Versauerung**“ schneiden insbesondere Pfade, in denen **Ammoniak** genutzt wird, **sehr schlecht** ab. Aber auch die Bereitstellung von **synthetischem Erdgas** und der flüssigen Energieträger **Methanol, DME und Fischer-Tropsch-Kraftstoffe** schneidet deutlich **schlechter als die fossile Referenz** ab. Grund sind vor allem Emissionen von Schwefeldioxid, Stickoxiden und Ammoniak in Hintergrundprozessen (Infrastruktur und Transporte).
- Die Bereitstellung der synthetischen Energieträger führt auch zu einer **vielfach erhöhten Eutrophierung (Überdüngung) gegenüber der fossilen Referenzen**. Auch die Eutrophierung wird zu großen Teilen durch Emissionen von Ammoniak und Stickoxiden verursacht, es kommen jedoch noch Phosphatmissionen ins Wasser hinzu – letzteres bei Nutzung von fossilem Netzstrom für Transportprozesse.
- In ihrem **Ozonabbaupotenzial** sind nur **Methanol und DME etwas besser** als die fossile Referenz. Die Basisfälle für Wasserstoff und Ammoniak liegen darüber. **Fischer-Tropsch-Kraftstoffe sind ein Vielfaches ozonschädlicher** als fossiler Diesel. Grund ist die Herstellung der Elektrolyseure, bei der Tetrafluorethylen in der Produktion der Membran eingesetzt wird.
- Das Potenzial für die Bildung von **Sommersmog** liegt für **Ammoniak, Methanol, DME und Fischer-Tropsch-Kraftstoffe** deutlich **unter der jeweiligen fossilen Referenz**. Die Bereitstellung von **synthetischem Erdgas und Wasserstoff** über das Transportmedium Ammoniak ist aber ein **Vielfaches schlechter**. Grund sind in allen Fällen Emissionen von Stickoxiden in Hintergrundprozessen (Transport, Infrastruktur).
- **Feinstaubemissionen** liegen potenziell **alle erheblich über denen der jeweiligen fossilen Referenz**. Für alle synthetischen Produkte tragen Emissionen von Stickoxiden aus Infrastruktur und Transportprozessen maßgeblich bei. Wird Netzstrom genutzt, kommen SO₂-Emissionen hinzu. Bereitstellungspfade mit Ammoniak führen über NH₃-Emissionen zu einem hohen Feinstaubpotenzial.
- Der **kumulierte Energieaufwand** liegt für fast alle synthetischen Produkte **gleichauf oder höher als für die jeweilige fossile Referenz**. Nur **Ammoniak und Methanol** benötigen in diesem Vergleich **etwas weniger Energieinput**. Maßgeblich ist in allen Fällen der Strominput in die Elektrolyse.
- Der **Flächenbedarf** der erneuerbaren Stromerzeugung ist der Grund dafür, dass die **hemerobiegewichtete Landnutzung** der synthetischen Produkte **rund 20–30-mal höher** liegt als die von fossilen Referenzprodukten.

- Der **Wasserbedarf** entsteht vor allem im Hintergrundsystem, insbesondere durch **fossile Stromerzeugungsanlagen und Infrastruktur**. Im Vordergrundsystem **dominiert der Kühlwasserbedarf für die Elektrolyse**, während der **Süßwasserbedarf für die Elektrolyse** im Vergleich dazu **gering** ist. Dennoch ist letzterer nicht zu vernachlässigen, da das Kühlwasser die Anlage wieder verlässt, während das Wasser für die Elektrolyse dauerhaft dem lokalen System entnommen wird.
- Auch für das **abiotische Ressourcenerschöpfungspotenzial für Mineralien und Metalle** zeigen alle Basisfälle in Bezug auf die jeweilige fossile Referenz einen **deutlichen Anstieg**. Grund ist der Bedarf für den Bau der Stromerzeugungs- und Syntheseanlagen.

Möglichkeiten zur Minderung von Umwelteffekten

Aus den identifizierten Umweltbelastungen wurden Maßnahmen abgeleitet, um die Umwelteffekte weiter zu mindern. Insgesamt führen sie in den meisten Fällen zu einer Verbesserung der Umweltbilanz; nur vereinzelt treten geringfügige Zielkonflikte auf. Die wichtigsten Maßnahmen und deren Auswirkungen sind:

- Die **regenerative Stromversorgung** aller Prozesse entlang der Wertschöpfungskette (ATR/SMR, NH₃-Synthese, NH₃- und LOHC-Spaltung, Gasleitungstransport, etc.), auch zur Wärmeversorgung ist wichtig für die Reduktion der Klimawirkung. Die Energiewende ist dabei eine Grundvoraussetzung, dass neben der Elektrolyse auch alle anderen Prozesse mit erneuerbarem Strom betrieben werden können.
 - Insbesondere die Versorgung der Derivatsynthese und ggf. deren Rückumwandlung mit erneuerbarem Strom anstelle von Graustrom und fossiler Wärme führt zu großen Verbesserungen in den Kategorien Klimawandel, Versauerung und Eutrophierung.
 - Auch der Betrieb von Gasfernleitungen und -distributionsnetzen mit EE-Strom führt zu Verbesserungen, insbesondere wenn der im Basisfall verwendete Netzstrom hohe fossile Anteile enthält.
 - Die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom in Anlagen zur Verflüssigung von SNG ist effektiver als der Betrieb mit Gasturbinen, in denen das zuvor hergestellte SNG verbrannt wird. So werden Lasten in der SNG-Synthese reduziert.
 - **Die Nutzung von erneuerbarem Strom in allen Prozessen führt zusätzlich zu einer Verringerung der Umweltwirkungen in allen anderen Kategorien** außer in der hemerobiegewichteten Landnutzung, bei der geringfügig höhere Belastungen entstehen.
- Die Nutzung von kohlenstoffbasierten **PtGLS-Produkten als Treibstoff** beim Schiffstransport führt zu Einsparungen in der Klimawirkung von 5–20 %, abhängig von Transportdistanz und Energieträger. Gleichzeitig werden die Emissionen von SO₂ durch den Ersatz von Schweröl eliminiert, so dass sich die Belastung aus dem Transport auch in den Kategorien Versauerung, Sommersmog und Feinstaub verringert. Der zusätzliche Strombedarf für die Herstellung des PtGLS-Kraftstoffes verringert diesen Effekt, kehrt ihn aber nicht ins Negative um. Durch den zusätzlichen Strombedarf entstehen negative Effekte in den Kategorien Kumulierter Energieaufwand und Landnutzung, die jedoch prozentual klein sind im Vergleich zu den Entlastungen in den anderen Kategorien.
- In allen Prozessen, die **Ammoniak** herstellen oder nutzen, ist eine effektive Abgasnachbehandlung zur Eliminierung von Emissionen von Stickoxiden und Ammoniak in die Luft wichtig.

- Durch Einsatz von selektiver katalytischer Reduktion (SCR) bei der Abgasnachbehandlung in den Prozessen zur Herstellung und Spaltung von Ammoniak können die Emissionen von NO_x und NH₃ effektiv reduziert werden. Das führt zu Reduktionen der Umweltwirkungen dieser Prozesse in den Kategorien Versauerung, Eutrophierung, Sommersmog und Feinstaub in Höhe von 70–90 %.
- ▶ Die Nutzung von **Ammoniak als Treibstoff** ist mit dem heutigen Wissensstand kritisch zu sehen, da folgende negative Effekte auftreten können:
 - Nach aktueller Datenlage entstehen in NH₃-betriebenen Schiffsmotoren klimaschädliche N₂O-Emissionen, die die Einsparung der fossilen CO₂-Emissionen bei Verbrennung von Schweröl überkompensieren und zu höheren Klimawirkungen führen können. Es besteht eine Unsicherheit in den verwendeten Emissionsdaten, weil Ammoniakmotoren bislang noch nicht im Einsatz sind. Um die Umweltwirkung auf ein Maß zu bringen, das vergleichbar ist mit den anderen Transportwegen, sind die Vermeidung von Ammoniak-Schlupf sowie eine effektive Abgasreinigung (SCR) unbedingt notwendig.
 - Als Alternative bietet sich an, beim Transport von Ammoniak kohlenstoffbasierte PtGLS-Produkte als Treibstoff zu verwenden.
- ▶ Der Einsatz von **Meerwasserentsalzung** zur Gewinnung von Prozesswasser für die Elektrolyse führt zu einer deutlichen Einsparung von Süßwasser in der Wasserstoff-Erzeugung. Der zusätzliche Strombedarf liegt bei etwa 0,1 % bezogen auf den Strombedarf der Elektrolyse. Entsprechend gibt es geringfügig höhere Umweltwirkungen in allen Kategorien. Bei der Meerwasserentsalzung entstehen prozessbedingt Emissionen von SO₂, die zu einer leichten Erhöhung der Umweltlasten in den Kategorien Versauerung, Sommersmog und Feinstaub führen. Eine Quantifizierung von Umweltlasten, die durch Einleitung der Sole, der Störung der Biodiversität im Meerwasser oder durch Antifouling- und Desinfektionsmittel entstehen können, wurde in dieser Studie nicht durchgeführt.
- ▶ Die Verwendung von **alternativen Membranmaterialien**, für die keine halogenierten Kohlenwasserstoffe eingesetzt werden, z. B. Polysulfon-Membranen, reduziert den Beitrag zum Ozonabbau deutlich und hat keine festgestellten negativen Effekte in anderen Wirkungskategorien.
- ▶ Die Nutzung von **elektrisch betriebenen Lkw**, die mit regenerativem Strom zur Distribution der PtGLS-Produkte in Deutschland versorgt werden, führt zu einer Reduktion der Klimawirkung im Transport. Die Herstellung des Lkw, insbesondere der Batterie können jedoch zu hohen zusätzlichen Lasten in den Kategorien Ressourcenbedarf und Wasserbedarf sowie zu geringer Erhöhung der Belastungen in den Kategorien Eutrophierung, Ozonabbau und Feinstaub führen.
- ▶ Bei der Herstellung von „**blauem**“ **Wasserstoff** sind einige Maßnahmen notwendig, die insbesondere die Klimawirkung stark reduzieren können:
 - Die **Minimierung von Methanverlusten** bei Förderung, Transport und Speicherung von Erdgas ist von entscheidender Bedeutung für die Klimawirkung. Dies wurde bereits anhand der unterschiedlichen Klimabelastungen von Erdgas aus verschiedenen Produktionsländern gezeigt. Die Produktionsbedingungen können zu einer Variation der Klimawirkung von „blauem“ Wasserstoff um einen Faktor von mehr als zwei führen.
 - Bei der Auswahl der Reformertechnik ist das Verfahren der **autothermen Reformierung (ATR)** in Bezug auf die Möglichkeiten zur CO₂-Abscheidung der Dampfreformierung (SMR) vorzuziehen. Durch die Energieerzeugung innerhalb des

Reaktors können höhere Abscheideraten erreicht werden, wodurch die Klimawirkung reduziert wird.

- Ein möglichst **hoher Abscheidegrad für CO₂** aus dem Produktstrom des Reformers ist zusätzlich wichtig für eine niedrige Klimawirkung. Ziel sollte ein Abscheidegrad von 98 % (oder höher) sein.
- Die **dauerhafte Speicherung des abgeschiedenen CO₂** ohne Leckagen oder Austritte durch Unfälle oder andere Ereignisse ist wesentliche Grundvoraussetzung dafür, dass „blauer“ Wasserstoff die gezeigten niedrigen Klimawirkungen erreicht. Die Einspeicherung benötigt geeignete Lagerstätten, die nur in begrenztem Umfang verfügbar sind. Diese sind über Jahrtausende nachzubetreuen und der Speicherraum schließt alternative Nutzungen (Rohstoffgewinnung, tiefe Geothermie, Windenergieanlagen, etc.) auf unbestimmte Zeit (mehrere zehntausend Jahre) aus.
- Zusätzliche Reduktionen in der Klimawirkung sind durch die Versorgung aller Prozesse mit regenerativem Strom erreichbar mit den zusätzlichen reduzierten Umweltwirkungen in anderen Kategorien wie oben beschrieben.
- Nur durch die **Kombination aller dieser optimistischen Rahmenbedingungen** kann erreicht werden, dass „blauer“ Wasserstoff ähnlich niedrige Klimawirkungen erzielt wie „grüner“ Wasserstoff. In vielen Fällen wird die Herstellung von „blauem“ Wasserstoff höhere Umweltwirkungen haben, als die in dieser Studie gezeigten optimalen Ergebnisse.

Die in dieser Studie untersuchten Maßnahmen zielen auf direkte Änderungen in den sogenannten Vordergrundprozessen ab, sind also Maßnahmen, die Betreiber von Anlagen direkt umsetzen können, bzw. Händler von PtGLS-Produkten, Behörden oder Zertifizierungsstellen entlang der Prozesskette für PtGLS-Produkte einfordern können. Dabei wird eine Untergrenze bei den Klimawirkungen im Bereich von 14–24 g CO₂-Äq / MJ erreicht. Da die verbleibenden Umwelteffekte aus dem sogenannten Hintergrundsystem stammen, sind sie durch Maßnahmen an den Prozessketten zur Herstellung von PtGLS-Produkten selbst nicht adressierbar. Um diese Umwelteffekte anzugehen, müssen Prozesse im Hintergrundsystem defossilisiert und auch in anderen Aspekten verbessert werden. Maßgeblicher Treiber hierfür ist der Ausbau von erneuerbaren Energien, bzw. die Steigerung des EE-Anteils im Strommix.

Summary

The research project *Criteria for the sustainable provision and climate-friendly integration of electricity-based renewable energy sources*, or NEET for short, is investigating how PtGLS (Power to Gas, Liquids, Solids) products can be produced in an ecologically and socio-economically sustainable manner.

This short paper contains the results of work package 3, which aims to determine the environmental impacts of various processes and process paths for the production of PtGLS products using life cycle assessments (LCA) and to derive technical measures to limit the environmental effects. The following products are the focus of this study:

- ▶ Hydrogen (green, blue, turquoise)
- ▶ Ammonia (green, blue)
- ▶ Methane (green)
- ▶ Methanol (green)
- ▶ Dimethyl ether (green)
- ▶ Petrol/diesel/kerosene/naphtha (green)

Section 2 lists the individual processes that build the pathways to be investigated for the manufacture of these products. They are described as individual data sets with the most important parameters. A detailed description of the individual processes is provided in the separate technical appendix in the form of an Excel table. All energy and material flows for each process are described there.

Based on findings from previous studies, a “base case” is defined for each product in section 3. In addition, variations of the base cases are conducted, investigating the influence of parameters such as power source, transport medium and location,.

The environmental impacts of the PtGLS paths examined are presented in section 4. First, the methodological basis for the calculation is described (section 4.1), followed by the results in the individual impact categories (section 4.3).

Section 5 identifies opportunities to reduce the most significant environmental impacts and quantifies the mitigation effects.

Investigated processes

- ▶ In general, PtGLS products are produced using renewable energy sources. This study considers wind turbines, ground-mounted photovoltaic systems and concentrated solar power plants. Country- and region-specific renewable electricity mixes and grid electricity mixes are used for modelling.
- ▶ "Green" hydrogen is produced using electrolysis plants. The modelling covers both alkaline electrolysis (AEL) and polymer electrolyte membrane electrolysis (PEMEL). The energy and water requirements and the effects of polyfluorinated membranes and their alternatives are examined in detail.
- ▶ For "blue" hydrogen, methane reforming and subsequent CO₂ separation (carbon capture and storage, CCS) are modelled. Two processes are commonly used on an industrial scale to produce hydrogen from natural gas/methane: steam methane reforming (SMR) and autothermal reforming (ATR).

- ▶ "Turquoise" hydrogen is produced by methane pyrolysis. Thermal pyrolysis converts methane into hydrogen and solid carbon.
- ▶ For carbon-based PtGLS products, CO₂ is extracted from the air using direct air capture (DAC) and then processed with hydrogen to produce the respective products. Other CO₂ sources considered are cement plants, waste incineration plants and biogas plants.
- ▶ Ammonia is one of the target products considered, as well as a transport derivative for hydrogen. The Haber-Bosch process is considered for ammonia synthesis; if hydrogen is to be recovered, ammonia cracking is used.
- ▶ Methane or synthetic natural gas (SNG) is produced from hydrogen and CO₂. The synthesis of methanol follows the same principal. In a further process step, dimethyl ether (DME) and fuels can be produced from methanol using the methanol-to-gasoline process. The production of fuels using the Fischer-Tropsch process is considered as well.
- ▶ The construction and dismantling of the plants for the production of PtGLS products are taken into account in the environmental impact assessment, as well as the used catalysts. The material requirements are accounted over the total quantity of product manufactured over the lifetime of the plant.
- ▶ Various transport options are available. These include, for example, the transport of liquid derivatives using conventional tankers and trucks, the transport of hydrogen and SNG via pipeline. Depending on the country of origin, various short- and long-distance transport options are modelled.

Process chains for the production of PtGLS products

From the various possibilities for combining the processes, life cycle assessments were calculated for a total of 56 paths for the production of PtGLS products. The process chains include the provision of raw materials and electricity/heat, the synthesis of hydrogen, conversion into derivatives if necessary, transport to Germany and, if necessary, reconversion to hydrogen. Based on the 56 pathways, six were defined as base cases and 50 were supplemented as variations with changes to individual process steps. Twelve further "target scenarios" were defined and calculated for the implementation of measures in the (near) future to reduce environmental impacts.

Climate and environmental effects of PtGLS products

The analysis of the life cycle assessment calculations shows which factors significantly influence the environmental impact of the provision of synthetic energy sources based on renewable energies. It also identifies potential conflicts between different impact categories – for example, when low greenhouse gas emissions are accompanied by higher environmental impacts in other areas. The focus lies on the LCA of climate impacts of PtGLS products and their extent to offer environmental benefits compared to fossil reference products.

- ▶ For ammonia, methanol, DME and Fischer-Tropsch fuels, a reduction in climate impact of around 80% can be achieved in the base cases considered. For synthetic natural gas, a reduction of 60% is possible. For hydrogen shipped in the transport medium ammonia, the climate impact can be reduced by around 50% – if renewable electricity is also used in ammonia synthesis.
- ▶ The use of „grey electricity“, i.e. **grid electricity** that usually also contains significant proportions from non-renewable sources, **worsens the climate balance** in all process steps.

This applies in particular to its use in electrolysis, but also in the synthesis, liquefaction or splitting of the transport medium and in the power supply of pipeline compressors.

- ▶ Since renewable electricity accounts for between 40 and 60% of the climate impact in most base cases, the **choice of renewable electricity source** has a significant influence on the overall result. **Wind power** is the source with the **lowest climate impact** and also shows only small absolute differences per kWh between different locations. The results for electricity from **photovoltaics** show **greater differences between locations**, but even in the most favourable case are **two to three times higher than those for wind power**.
- ▶ For the **hydrogen transport options** examined, import via **pipeline** has **the lowest climate impact**. Transport using **LOHC and DME** as transport media is **significantly higher**. If **ammonia** is used as the transport medium, it can compete with the results of **pipeline transport**, but only if **renewable electricity** is used for **NH₃-synthesis**. Otherwise, the climate impact is twice as high as that of pipeline transport.
- ▶ **Importing "blue" and "turquoise" hydrogen** using ammonia as a transport medium results in a climate impact that **is hardly better or even worse than the fossil reference**. The main reasons are greenhouse gas emissions in natural gas supply (especially methane) and CO₂ emissions in reforming. Using the technology examined here, the production of "turquoise" hydrogen leads to worse results than those of "blue" hydrogen.
- ▶ The **production of "blue" hydrogen in Germany**, on the other hand, could **reduce** the climate impact by **40–70%** compared to conventional production (reference). The prerequisite for the greatest possible reduction is the **import of natural gas with low upstream emissions** and the use of a process with **the highest possible CO₂ capture rate**. The volume required for CO₂ storage (CCS) as well as possible CO₂ leakages and losses from storage are not included.
- ▶ The choice between the AEL and PEMEL **electrolysis technologies** examined gives only **small differences**.
- ▶ There are **no major differences** between the production of renewable **ammonia** in the **examined countries** and in **Germany**, as the advantages of electricity generation are almost offset by the disadvantages of transport distances.
- ▶ **Transport** plays a significant role for **synthetic methane**. As with hydrogen, transport by **pipeline** is **the option with the lowest impact** for distances of up to 3,000–4,000 km. Liquefied **transport by ship** is **more advantageous** for **longer distances**, but generally negates the advantages of higher full-load hours for renewable energies in distant countries.
- ▶ For the liquid energy carriers **methanol, DME and Fischer-Tropsch fuel**, the **climate impact of the renewable electricity used** plays a greater role because the demand for hydrogen is high. **Transport by ship contributes less** than gaseous energy carriers.
- ▶ The climate impact of supplying petrol via the methanol-to-gasoline route is around **25% higher than that of the Fischer-Tropsch route**, but still **70% lower than the fossil fuel reference**.

In contrast to the global warming potential, most PtGLS pathways show **a significantly higher environmental impact** in all **other impact categories** compared to the respective fossil reference:

- ▶ In the "acidification" category, pathways involving the use of **ammonia** perform **particularly poorly**. However, the provision of **synthetic natural gas** and the liquid energy carriers **methanol, DME and Fischer-Tropsch fuels** also perform **significantly worse than the fossil reference**. This is mainly due to emissions of sulphur dioxide, nitrogen oxides and ammonia in background processes (infrastructure and transport).
- ▶ The provision of synthetic energy carriers leads to a significant increase in **eutrophication (overfertilising) compared to fossil references**. Eutrophication is also largely caused by emissions of ammonia and nitrogen oxides, additionally, phosphate emissions into water are considered– the latter when fossil grid electricity is used for transport processes.
- ▶ Only **methanol and DME** are **slightly better** than their fossil references in terms of **ozone depletion potential**. The base cases for hydrogen and ammonia are higher. **Fischer-Tropsch fuels are many times more harmful to the ozone layer** than fossil diesel. This is due to the manufacture of electrolyzers, in which tetrafluoroethylene is used in the production of the membrane.
- ▶ The potential for **summer smog** formation is significantly **lower** for **ammonia, methanol, DME and Fischer-Tropsch fuels than for the respective fossil fuels**. However, the provision of **synthetic natural gas and hydrogen** via the transport medium ammonia is **many times worse**. In all cases, this is due to nitrogen oxide emissions in background processes (transport, infrastructure).
- ▶ **Particulate matter emissions** are potentially **significantly higher for all products than those of the respective fossil references**. For all synthetic products, nitrogen oxide emissions from infrastructure and transport processes contribute significantly. If grid electricity is used, SO₂ emissions are added. Supply paths using ammonia lead to high particulate matter potential via NH₃ emissions.
- ▶ The **cumulative energy consumption** for almost all synthetic products is **equal to or higher than that of the respective fossil reference**. Only **ammonia and methanol** require **slightly less energy input** in this comparison. In all cases, the electricity input for electrolysis is decisive.
- ▶ **The land area required** for renewable electricity generation is the reason why the **land use (hemeroby concept)** for synthetic products is **around 20–30 times higher** than that of fossil reference products.
- ▶ **Water demand** arises primarily in the background system, particularly from **fossil fuel power plants and infrastructure**. In the foreground system, **cooling water demand for electrolysis dominates**, while **freshwater demand for electrolysis is low** in comparison. Nevertheless, the latter should not be neglected, as the cooling water leaves the plant, while the water for electrolysis is permanently extracted from the local system.
- ▶ All base cases also show a **significant increase** in the **abiotic resource depletion potential for minerals and metals** in relation to the respective fossil reference. This is due to the demand for the construction of power generation and synthesis plants.

Options for reducing environmental impacts

Measures to further reduce environmental impacts were derived from the identified environmental impacts. Overall, they lead to an improvement in the environmental balance in most cases; only isolated minor conflicts of objectives arise. The most important measures and their effects are:

- ▶ The **renewable power supply** for all processes along the value chain (ATR/SMR, NH_3 synthesis, NH_3 and LOHC cracking, gas pipeline transport, etc.), including heat supply, is important for reducing the climate impact. The energy transition is a basic prerequisite for ensuring that, in addition to electrolysis, all other processes can also be powered by renewable electricity.
 - In particular, supplying derivative synthesis and, where applicable, its reconversion with renewable electricity instead of grey electricity and fossil heat leads to major improvements in the categories of climate change, acidification and eutrophication.
 - The operation of gas transmission and distribution networks with renewable electricity also leads to improvements, especially if the grid electricity used in the base case contains high fossil fuel shares.
 - The direct use of renewable electricity in plants for the liquefaction of SNG is more effective than operation with gas turbines in which the previously produced SNG is burned. This reduces impacts in SNG synthesis.
 - **The use of renewable electricity in all processes also leads to a reduction in environmental impacts in all other categories** except for the hemeroby-weighted land use, where slightly higher impacts occur.
- ▶ The use of carbon-based **PtGLS products as fuel** in shipping leads to savings in climate impact of 5–20%, depending on transport distance and energy source. At the same time, SO_2 emissions are eliminated by replacing heavy fuel oil, reducing the impact of transport in the categories of acidification, summer smog and particulate matter. The additional electricity required to produce PtGLS fuel reduces this effect, but does not reverse it. The additional electricity requirement has negative effects in the categories of cumulative energy consumption and land use, but these are small in percentage terms compared to the reductions in the other categories.
- ▶ In all processes that produce or use **ammonia**, effective exhaust gas treatment is important to eliminate emissions of nitrogen oxides and ammonia into the air.
 - The use of selective catalytic reduction (SCR) in exhaust gas treatment in processes for the production and cracking of ammonia can effectively reduce emissions of NO_x and NH_3 . This leads to reductions in the environmental impact of these processes in the categories of acidification, eutrophication, summer smog and particulate matter of 70–90%.
- ▶ Based on current knowledge, the use of **ammonia as a fuel** should be viewed critically, as the following negative effects may occur:
 - According to current data, NH_3 -powered marine engines produce climate-active N_2O emissions that offset the savings in fossil CO_2 emissions from the combustion of heavy fuel oil and can lead to higher climate impacts. There is uncertainty in the emission data because ammonia engines are not yet in use. In order to bring the environmental impact

to a level comparable to other modes of transport, avoiding ammonia slip and effective exhaust gas cleaning (SCR) are absolutely necessary.

- An alternative is to use carbon-based PtGLS products as fuel for the transport of ammonia.
- The use of **seawater desalination** to obtain process water for electrolysis leads to significant savings in fresh water in hydrogen production. The additional electricity requirement is around 0.1% of the electricity required for electrolysis. Accordingly, there are slightly higher environmental impacts in all categories. Seawater desalination generates process-related emissions of SO₂, which lead to a slight increase in environmental impacts in the categories of acidification, summer smog and particulate matter. This study did not quantify the environmental impacts that may arise from the discharge of brine, disruption of biodiversity in seawater or the use of antifouling and disinfectants.
- The use of **alternative membrane materials for electrolysis** that do not contain halogenated hydrocarbons, e.g. polysulphone membranes, significantly reduces the contribution to ozone depletion and has no identified negative effects in other impact categories.
- The use of **electric trucks** powered by renewable electricity to distribute PtGLS products in Germany reduces the climate impact of transport. However, the manufacture of the trucks, in particular the batteries, can lead to high additional loads in the categories of resource and water demand, as well as a slight increase in the categories of eutrophication, ozone depletion and particulate matter.
- The production of "**blue**" hydrogen requires a number of measures that can significantly reduce its climate impact:
 - **Minimising methane losses** during the extraction, transport and storage of natural gas is crucial for the climate impact. This has already been demonstrated by the different climate impacts of natural gas from different producing countries. Production conditions can lead to a variation in the climate impact of "blue" hydrogen by a factor of more than two.
 - When selecting the reformer technology, **autothermal reforming (ATR)** is preferable to steam reforming (SMR) in terms of CO₂ capture options. Higher separation rates can be achieved through energy generation within the reactor, thereby reducing the climate impact.
 - The **highest possible separation efficiency for CO₂** from the product stream of the reformer is also important for a low climate impact. The target should be a separation efficiency of 98% (or higher).
 - The **permanent storage of the captured CO₂** without leaks or escapes due to accidents or other events is an essential prerequisite for "blue" hydrogen to achieve the low climate impact shown. Storage requires suitable storage sites, which are only available to a limited extent. These must be monitored for thousands of years and the storage space excludes alternative uses (raw material extraction, deep geothermal energy, wind turbines, etc.) for an indefinite period (several tens of thousands of years).
 - Additional reductions in climate impact can be achieved by supplying all processes with renewable electricity, with the additional reduced environmental impacts in other categories as described above.

- Only by **combining all these optimistic conditions** "blue" hydrogen can achieve a similarly low climate impact as "green" hydrogen. In many cases, the production of "blue" hydrogen will have a higher environmental impact than the optimal results shown in this study.

The measures examined in this study aim at direct changes in the so-called foreground processes, i.e. measures that can be implemented directly by plant operators or demanded by distributors of PtGLS products, authorities or certification bodies along the process chain for PtGLS products. This achieves a lower limit for climate impacts in the range of 14–24 g CO₂-eq/MJ. Since the remaining environmental impacts originate from the so-called background system, they cannot be addressed by measures in the process chains for the production of PtGLS products themselves. To address these environmental impacts, processes in the background system must be defossilised and improved in other ways as well. The main driver for this is the expansion of renewable energies and the increase in the share of renewable energies in the electricity mix.

1 Einleitung und Hintergrund

Im Forschungsvorhaben *Kriterien für eine nachhaltige Bereitstellung und klimagerechte Integration von strombasierten erneuerbaren Energieträgern*, kurz NEET, wird untersucht, wie eine ökologisch und sozioökonomisch nachhaltige Erzeugung von PtGLS (Power to Gas, Liquids, Solids) Produkten erfolgen kann. Dazu werden sowohl die Umweltwirkungen von Herstellung und Transport der PtGLS-Produkte bis zur Bereitstellung in Deutschland untersucht als auch sozioökonomische Kriterien entwickelt, mit denen mögliche Standorte, die ein technisch hohes Potential zur Herstellung von PtGLS-Produkten aufweisen, bewertet werden können.

Dieses Kurzpapier enthält die Ergebnisse des Arbeitspakets 3, mit dem Ziel, die Umweltwirkungen von verschiedenen Prozessen und Prozesspfaden für die Herstellung von PtGLS-Produkten zu ermitteln und technische Maßnahmen zur Begrenzung der Umwelteffekte abzuleiten. Die folgenden Produkte stehen im Fokus dieser Studie:

- ▶ Wasserstoff (grün, blau, türkis) (siehe Textbox „Wasserstoff-Farben“)
- ▶ Ammoniak (grün, blau)
- ▶ Methan (grün)
- ▶ Methanol (grün)
- ▶ Dimethylether (grün)
- ▶ Benzin/Diesel/Kerosin/Naphtha (grün)

Abschnitt 2 listet die einzelnen Prozesse auf, aus denen sich die zu untersuchenden Pfade zur Herstellung dieser Produkte zusammensetzen. Sie werden als einzelne Datensätze mit den wichtigsten Parametern beschrieben. Eine ausführliche Darstellung der einzelnen Prozesse ist im separaten technischen Anhang als Excel-Tabelle gegeben. Dort sind alle Energie- und Materialflüsse jedes Prozesses beschrieben.

Ausgehend von Erkenntnissen aus früheren Studien wird in Abschnitt 3 für jedes Produkt ein Basispfad definiert, der für die nahe Zukunft als besonders realistisch erscheint. Darüber hinaus werden Variationen der Basispfade festgelegt wie z. B. Stromquelle, Transportmedium und Standort, die einen hohen Erkenntnisgewinn hinsichtlich der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Umweltwirkung der Herstellung versprechen.

In Abschnitt 4 werden die ermittelten Umweltwirkungen der untersuchten PtGLS-Bereitstellungspfade dargestellt. Dabei werden zunächst die methodischen Grundlagen der Berechnung beschrieben (Abschnitt 4.1), gefolgt von den Ergebnissen in den einzelnen Wirkungskategorien (Abschnitt 4.3).

In Abschnitt 5 werden Möglichkeiten aufgezeigt, die wichtigsten Umweltwirkungen zu verringern und es werden die Minderungseffekte quantifiziert.

Wasserstoff-Farben

Wasserstoffgas wird hergestellt, indem mithilfe unterschiedlicher Prozesse die Wasserstoff-Atome aus komplexeren Molekülen (z.B. H_2O , CH_4) entfernt und daraus H_2 synthetisiert wird. Diese Prozesse sind energieaufwendig und erzeugen mitunter Emissionen wie CO_2 . Je nach Ursprungsmolekül, Energiequelle und Herstellungsprozess werden dem Produkt Wasserstoff unterschiedliche Farben zugeschrieben. Diese „Farben“ entsprechen lediglich einer Beschreibung der Produktionshistorie des Wasserstoffs. Die aus Wasserstoff synthetisierten Folgeprodukte (PtGLS) erben die entsprechenden Farb-Bezeichnungen aus der Wasserstoffherstellung.

- ▶ **Grüner Wasserstoff** wird aus der Elektrolyse von Wasser unter Verwendung von Strom ausschließlich aus Erneuerbaren Energien hergestellt. Mehr zu grünem Wasserstoff in Abschnitt 2.2.
- ▶ **Blauer Wasserstoff** wird über die Dampfreformierung von Methan erzeugt. Die Herstellung beruht grundsätzlich auf fossilen Energieträgern, und es entstehen nicht ganz vermeidbare CO₂-Emissionen. Werden diese Emissionen der Dampfreformierung mithilfe von Carbon Capture and Storage (CCS) entfernt und der Kohlenstoff eingelagert, erhält der produzierte Wasserstoff den Titel „blau“. Mehr zu blauem Wasserstoff in Abschnitt 2.3.
- ▶ **Türkiser Wasserstoff** entsteht bei der Methanpyrolyse. Anders als bei der Dampfreformierung wird der Kohlenstoff des fossilen Methans nicht in CO₂, sondern in festen Kohlenstoff umgewandelt, der eingelagert werden kann. Der hierbei produzierte Wasserstoff ist „türkis“. Mehr zu türkischem Wasserstoff in Abschnitt 2.4.

Bei grünem, blauem und türkischem Wasserstoff werden Emissionen von CO₂ entweder durch den Prozess ausgeschlossen (EE-Strom, festes C aus der Pyrolyse) oder nachträglich abgeschieden und in Lagerstätten eingebracht (CCS).

- ▶ Weitere Wasserstoff-Farben werden unterschieden, die im Kontext dieses Berichts nicht weiter bedeutend sind: „grauer“ Wasserstoff entsteht bei der Dampfreformierung von Methan ohne CCS oder bei der Herstellung über Wasserelektrolyse mit nicht komplett erneuerbaren Stromquellen. Bei Nutzung von Biomasse als Energiequelle wird der Wasserstoff als „orange“ bezeichnet. Werden Braun- oder Steinkohle vergast, entsteht „brauner“ oder „schwarzer“ Wasserstoff. Aus natürlichen (geologischen) Quellen gewonnener Wasserstoff wird als „weiß“ bezeichnet. Wird zur Elektrolyse Strom aus Kernkraftwerken verwendet, wird der Wasserstoff als „rot“ (in manchen Quellen auch „pink“ oder „gelb“) bezeichnet.

2 Bereitstellungsprozesse für PtGLS-Produkte

2.1 Stromquellen

Im allgemeinen Verständnis erfolgt die Erzeugung von PtGLS-Produkten unter Verwendung von erneuerbaren Energiequellen. In dieser Studie werden die folgenden erneuerbaren Stromquellen betrachtet:

- ▶ Windkraft an Binnenstandort/Küstenstandort (WEA)
- ▶ Freiflächen-Photovoltaik (PV)
- ▶ Konzentrierende Solarkraftwerke (CSP)

Die genannten erneuerbaren Stromquellen wurden ausgewählt, da sie in vielen Regionen mit vergleichsweise geringem Aufwand als zusätzliche Stromquellen errichtet werden können. Insbesondere wird hier der Zubau erneuerbarer Energien angenommen, also zusätzlich zu bestehenden Stromerzeugungsanlagen errichtete Anlagen. Diese Zusätzlichkeit ist für die Erzeugung von PtGLS-Produkten entscheidend, da sonst der zusätzliche Bedarf an erneuerbarem Strom die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien für andere Sektoren verringern würde und so die allgemeine Dekarbonisierung des Energiesektors verzögern würde (s. auch in Fehrenbach und Fröhlich 2026). Andere erneuerbare Stromquellen, wie z. B. Geothermie, Bioenergie und Wasserkraft werden in der Modellierung nicht betrachtet, da sie nur für spezielle Standorte geeignet sind und z. T. erhebliche Umweltwirkungen verursachen können. In der Textbox auf Seite 38 werden die Umweltwirkungen der Wasserkraft erläutert, die dazu führen, dass diese Technik in der vorliegenden Studie nicht als nachhaltige Energiequelle für einen steigenden Energiebedarf betrachtet wird.

Neben dem direkten Einsatz der genannten Stromquellen WEA, PV und CSP wird angenommen, dass Strom aus diesen Quellen gespeichert (z. B. via VRF = Vanadium-Redox-Flow Stromspeicherung) und zu einem späteren Zeitpunkt genutzt werden kann, um die Elektrolyse mit erhöhter Volllaststunden-Zahl zu betreiben; die Nutzung von gespeichertem Strom wird im Folgenden als „Stromquelle“ im Sinne eines zusätzlichen Lebenswegs-Abschnitts der Bereitstellung bezeichnet. Die Nutzung des zwischengespeicherten Stroms enthält entsprechend die Umweltlasten, die eine Bereitstellung der Speicherinfrastruktur sowie Verluste abbilden.

Für die ausgewählten Standorte werden im Basisfall länderspezifische EE-Strommixe verwendet, die sich aus den entsprechenden oben aufgeführten erneuerbaren Stromquellen zusammensetzen. Die EE-Strommixe wurden so gewählt, dass sie den heutigen Anteilen von PV, WEA und CSP der untersuchten Länder entsprechen. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass der Zubau für alle EE-Stromquellen gleichmäßig erfolgt und kein deutlicher Ausbau von Wasserkraft, Biogas/-masse, Geothermie und Müllverbrennung stattfindet. Diese Annahme ist stark vereinfachend, reduziert jedoch den Aufwand erheblich, der sich bei Betrachtung individueller Ausbaupfade ergeben würde.

Zum Vergleich der untersuchten Standorte sind im Folgenden ausgewählte Parameter dargestellt: Tabelle 1 zeigt die angenommenen Volllaststunden der Stromerzeugungsanlagen. Tabelle 2 enthält die Treibhaus-Potentiale für die Erzeugung von 1 kWh Strom aus diesen Stromerzeugungsanlagen je Standort. Die Zusammensetzung des EE-Strommixes pro Land ist in Tabelle 3 dargestellt, zusammen mit dem resultierenden Treibhauspotential je kWh Strom.

Tabelle 1: Volllaststunden verschiedener Stromerzeugungsanlagen in den betrachteten Erzeugerregionen in Stunden (h). Bezugsjahr: 2022

Standort	Wind Binnenstandort	Wind Küstenstandort	Photovoltaik Freifläche	Konzentrierende Solarkraftwerke
Deutschland (DE)	2.400	4.000	950	k.A.
Nordafrika und Nahost (MENA)*	3.200	4.000	1.600	6.890
Australien (AU)	4.000	4.000	1.481	k.A.
Chile (CL)	6.000	6.000	1.848	k.A.
USA (US)	3.700	4.000	1.490	k.A.
Südafrika (ZA)	2.875	3.110	1.660	k.A.
Canada (CA)	4.520	4.550	650	k.A.
Spanien (ES)	2.300	5.400	1.450	k.A.
Dänemark (DK)	4.200	5.200	950	k.A.

* hier: Mittelwert aus Vereinigte Arabische Emirate (AE) und Marokko (MA)

k.A.: keine Angaben

Quelle: PtX-Atlas (Pfennig et al. 2021, 2023), ES, DK: <https://globalwindatlas.info> und <https://globalsolaratlas.info/>

Für EE-Strom ergeben sich in allen betrachteten Fällen Treibhausgas- und andere Umweltwirkungen, die größer als Null sind. Beim Betrieb entstehen keine direkten THG-Emissionen aus EE-Anlagen, abgesehen von geringen Verlusten des Treibhausgases SF₆, das in bestehenden Schaltanlagen zum Einsatz kommt und zukünftig nicht mehr verwendet werden darf. Der wesentliche Beitrag der Umweltwirkungen entsteht bei Produktion und Bau sowie bei Entsorgung und Rückbau der EE-Anlagen. Diese Aufwendungen und Umweltwirkungen werden über die gesamte Energiemenge geteilt, die die EE-Anlage in ihrer Lebenszeit produziert und daraus ergibt sich die Umweltwirkung pro kWh.

In einigen Variationen der Basisfälle und für die Stromversorgung von Anlagen zur Herstellung von blauem und türkisem Wasserstoff, sowie von blauem Ammoniak wird der länderspezifische Netzstrom angesetzt, der auch fossile Energieträger enthält. Die damit verbundenen Treibhausgas-Emissionen sind in Tabelle 4 dargestellt.

Sofern in der Prozesskette benötigt, wird dieselbe Stromquelle für die Herstellung von elektrolytischem Wasserstoff, die CO₂-Abscheidung und den Hilfsstrom in den Syntheseanlagen verwendet.

Tabelle 2: Treibhauspotenzial verschiedener Stromerzeugungsanlagen an verschiedenen Standorten in g CO₂-Äq./kWh. Bezugsjahr: 2022

	Einheit	Wind Binnenstandort	Wind Küstenstandort	Photo-voltaik Freifläche	Konzentrierende Solarkraftwerke	Stromspeicher VRF-Batterie**
Lebensdauer	Jahre	20	20	25	25	20
Leistung je Anlage	MW	6	15	-	50	-
Deutschland (DE)	g CO ₂ -Äq./kWh	12	10	52	-	36

	Einheit	Wind Binnen-standort	Wind Küsten-standort	Photo-voltaik Freifläche	Konzentrierende Solarkraftwerke	Stromspeicher VRF-Batterie**
Nordafrika und Nahost (MENA)*	g CO ₂ -Äq./kWh	9	10	32	40	36
Australien (AU)	g CO ₂ -Äq./kWh	7	10	34	-	36
Chile (CL)	g CO ₂ -Äq./kWh	7	7	27	-	36
USA (US)	g CO ₂ -Äq./kWh	-	10	33	-	36
Südafrika (ZA)	g CO ₂ -Äq./kWh	-	13	30	-	36
Canada (CA)	g CO ₂ -Äq./kWh	-	9	-	-	36
Spanien (ES)	g CO ₂ -Äq./kWh	-	7	34	-	36
Dänemark (DK)	g CO ₂ -Äq./kWh	-	8	52	-	36

* hier: Mittelwert aus Vereinigte Arabische Emirate (AE) und Marokko (MA)

** ohne Strom-Bereitstellung

- : keine Angaben

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf SYSEET (Liebich et al. 2020a), REFINE (Dittrich et al. 2025) und PtX-Atlas (Pfennig et al. 2021, 2023).

Tabelle 3: Zusammensetzung des EE-Strommix (Wind, PV, CSP) an verschiedenen Standorten und resultierendes Treibhauspotenzial pro kWh*. Bezugsjahr: 2022

Stromquelle	Wind Binnen-standort	Wind Küsten-standort	Photovoltaik Freifläche	Konzentrierende Solarkraftwerke	Resultierendes Treibhauspotenzial
Deutschland (DE)	53%	14%	33%	0	25 g CO ₂ -Äq./kWh
Nordafrika und Nahost (MENA)**	39%	0%	53%	8%	23 g CO ₂ -Äq./kWh
Australien (AU)	46%	0%	54%	0	21 g CO ₂ -Äq./kWh

*ohne Biogas/-masse, Geothermie, Wasserkraft und Müllverbrennung

**hier: Mittelwert aus Vereinigte Arabische Emirate (AE) und Marokko (MA)

Quelle: Eurostat (https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ured/default/table),

IEA(<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>), eigene Berechnungen nach (Fröhlich et al. 2024)

Tabelle 4: Treibhauspotenzial von Netzstrom ausgewählter Länder in g CO₂-Äq./kWh. Bezugsjahr: 2022 für Deutschland, sonst 2021

Land	g CO ₂ -Äq./kWh
Deutschland (DE)	481
Mittlerer Osten / Nordafrika (MENA*)	822
Vereinigte Arabische Emirate (AE)	586
Marokko (MA)	1057
Australien (AU)	800
Chile (CL)	526
USA (US)	487
Südafrika (ZA)	1242
Canada (CA)	190
Spanien (ES)	204
Dänemark (DK)	185

*hier: Mittelwert aus Vereinigte Arabische Emirate (AE) und Marokko (MA)

Quelle: eigene Berechnung ifeu Strommodell ELMO (Fröhlich et al. 2024)

TextBox: Umweltwirkungen von Wasserkraft

Wasserkraft ist eine der ältesten Energiequellen, die sich die Menschheit zu Nutzen gemacht hat und gilt gleichzeitig als bedeutende erneuerbare Energiequelle. Sowohl bei der Nutzung von Fließgewässern als auch im Falle von Stauseen sind jedoch vielfältige ökologische und sozioökonomische Auswirkungen zu beobachten.

Stromerzeugung aus Wasserkraft ist potenziell ganzjährig und wetterunabhängig möglich. Sie kann flexibel betrieben werden und sowohl Lücken in der erneuerbaren Stromerzeugung aus anderen Quellen schließen als auch eine Grundversorgung sicherstellen. Allerdings ist das technische Zubaupotenzial für Wasserkraftwerke in Deutschland sehr gering. Je nach Gegebenheit sind z. B. in den Alpenländern und in Skandinavien die Anteile an der Stromerzeugung deutlich höher, doch ein weiterer Ausbau ist auch dort nur bedingt möglich (IHA 2024). Weltweit gibt es insbesondere außerhalb Europas große Potenziale für Stromerzeugung aus Wasserkraft, die aber überwiegend auf dem Bau großer Staudämme basieren (IHA 2024).

Die „World Commission on Dams“ hat 2001 einen Bericht vorgelegt (Commission On Dams 2001), der die Auswirkungen von Staudamm-Projekten auf Ökologie und Gesellschaft kritisch beleuchtet. Die wesentlichen Ergebnisse in Bezug auf Umweltwirkungen sind:

- ▶ Großstaudämme haben tiefgreifende und irreversible Umweltauswirkungen, darunter der Verlust von Wäldern, Feuchtgebieten und Ackerland und als Folge daraus das Aussterben von Arten.
- ▶ 20 Prozent des durch große Staudämme bewässerten Landes gehen durch Versalzung und Staunässe verloren; und 5 Prozent des weltweiten Süßwassers verdunstet aus Stauseen.
- ▶ Stauseen emittieren Treibhausgase durch die Verrottung von überfluteter Vegetation und Böden sowie durch organisches Material, das aus dem Einzugsgebiet in den Stausee fließt.

2.2 Wasserstoff aus Elektrolyse von Wasser („grüner Wasserstoff“)

Als „grün“ wird Wasserstoff aus Elektrolyse betrachtet, wenn der Elektrolyseur mit erneuerbarem Strom betrieben wird, unabhängig von der Elektrolysetechnik. Konkret ist in der Erneuerbare Energie-Richtlinie (RL EU 2023/2413; engl. „Renewable Energy Directive III“. im Folgenden „RED III“ (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union 2023) und zugehörigen Delegierten Verordnungen (2023/1184 und 2023/1185 (Europäische Kommission 2023a; b)) definiert, dass „grüner“ Wasserstoff folgende Bedingungen erfüllen muss und dann als RFNBO (Renewable fuel of non-biological origin) gilt:

- ▶ Herstellung vollständig aus erneuerbaren Stromquellen, ohne Strom aus Biomasse
- ▶ Direkter Anschluss der Elektrolyse an die erneuerbare Stromquelle und ausschließliche Versorgung über diese oder Strom wird aus einem Stromnetz mit entweder
 - hohem erneuerbarem Anteil (> 90 %)
 - oder niedriger THG-Intensität (< 18 g CO₂-Äq./MJ) bezogen

In letzterem Fall ist außerdem ein Bezugsvertrag über erneuerbaren Strom und der Nachweis über die zeitliche und geographische Nähe der Stromproduktion zum Stromverbrauch notwendig.

- ▶ Des Weiteren ist nachzuweisen, dass die Stromerzeugung zusätzlich zu den schon vorhandenen Stromerzeugungsanlagen stattfindet und nicht dadurch andere Verbraucher weniger EE-Strom beziehen können. Das beinhaltet, dass die Stromerzeugungsanlage keine Förderung in Form von Betriebs- oder Investitionsbeihilfen erhalten hat.

Eine detailliertere Betrachtung der Kriterien für RFNBO wurde in einem separaten Kurzpapier durchgeführt (Fehrenbach und Fröhlich 2026).

Im Rahmen dieser Studie werden zwei Elektrolysetechniken betrachtet:

- ▶ Die alkalische Elektrolyse (AEL) mit wässriger Kali- oder Natronlauge als Elektrolyt und
- ▶ die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) mit einer protonenleitenden Membran als Elektrolyt.

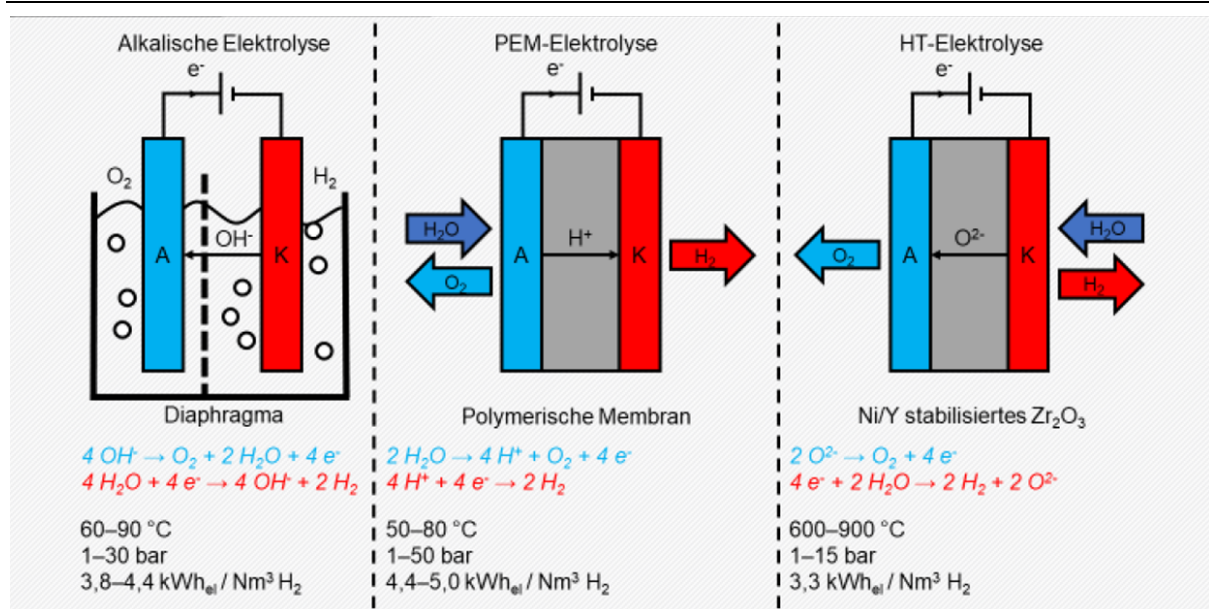
Die AEL ist ein etabliertes Verfahren, das weltweit großtechnisch eingesetzt wird. Vorteile der AEL gegenüber der PEMEL sind geringere Investitionskosten, ein stabiler Betrieb, sowie der geringere Bedarf an kritischen Rohstoffen (z. B. Iridium). Die PEMEL bringt potenzielle Vorteile gegenüber der AEL mit sich, weshalb sie Gegenstand zahlreicher Forschungen ist und ebenfalls bereits im großtechnischen Maßstab eingesetzt wird. Die Vorteile der PEMEL gegenüber der AEL sind: Die Stromdichte ist höher, so dass sie bei gleicher Leistung kleiner dimensioniert werden kann. Darüber hinaus erträgt die PEMEL höhere und schnellere Lastschwankungen oder Laststufenwechsel als die AEL und benötigt kürzere Startzeiten aus dem kalten Standby. Diese Flexibilität macht die PEMEL interessant für die Nutzung Schwankungen unterworfenener erneuerbarer Energien wie Windenergie und für den netzdienlichen Betrieb.

Obwohl der für die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTE oder Solid Oxide Electrolysis Cell SOEC) insgesamt benötigte Strombedarf zur Erzeugung von Wasserstoff deutlich geringer ist als bei der AEL und bei der PEMEL, wird die HTE im Rahmen dieser Studie nicht weiter betrachtet. Insgesamt führen die hohen Temperaturen, die für die HTE benötigt werden, zu größeren Herausforderungen bezüglich des Anlagendesigns, zu einer geringeren Lebensdauer der Anlagen und zu insgesamt höheren Kosten für die Wasserstoff-Herstellung im Vergleich zu AEL oder PEMEL. Darüber hinaus erschweren die benötigten hohen Temperaturen der HTE einen

flexiblen Betrieb bei fluktuierender Verfügbarkeit von Strom, so dass die HTE aufgrund ihrer langen Startzeiten bevorzugt im Dauerbetrieb eingesetzt wird. Die AEL und PEMEL sind aufgrund der deutlich niedrigeren Temperaturniveaus von diesen Limitierungen nicht betroffen. Darüber hinaus sind die AEL und PEMEL bezüglich ihres Entwicklungsstandes weiter fortgeschritten¹.

Die AEL und PEMEL unterscheiden sich in ihrem Aufbau und den Betriebsparametern. Das grundsätzliche Prinzip der Elektrolyse beruht auf der Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff durch Anlegen einer elektrischen Gleichspannung. An der Kathode des Aufbaus wird jeweils Wasserstoff abgeschieden, während sich an der Anode Sauerstoff bildet. Die Betriebsweisen von AEL, PEMEL und HTE sind schematisch in Abbildung 1 dargestellt.

Abbildung 1: Schematischer Überblick der drei Wasserelektrolyseverfahren Alkalische Elektrolyse (AEL), Polymerelektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) und Hochtemperatur-Elektrolyse (HTE).



AEL, PEMEL und HTE mit Elektrodengleichungen; technische Parameter Betriebstemperatur, Zellspannung und Energieverbrauch am Stack. A = Anode (blau), K = Kathode (rot).

Quelle: (Rosental et al. 2024)

Der Verbrauch an aufbereitetem, deionisiertem Wasser für die Elektrolyse liegt – basierend auf der Stöchiometrie der Reaktion – bei 9 kg je Kilogramm produziertem Wasserstoff; laut (Saravia et al. 2024) werden insgesamt 10 kg Reinstwasser je Kilogramm Wasserstoff benötigt. Die benötigte Rohwassermenge, aus der das Reinstwasser hergestellt wird, und die entsprechenden Verluste werden durch die ursprüngliche Wasserqualität und die eingesetzten Reinigungsprozesse beeinflusst: je kg Wasserstoff werden zwischen 12 und 13 kg (Oberflächenwasser) und 20–30 kg (Meerwasser) als Rohwasserzufuhr benötigt.

Neben Wasser für die Elektrolyse entsteht ein Wasserbedarf zur Prozesskühlung. Unter dem Wasserbedarf wird die insgesamt zugeführte Wassermenge verstanden. Das Wasser wird entweder erwärmt in den ursprünglichen Gewässerkörper zurückgeführt oder diesem dauerhaft entzogen und somit verbraucht. Wasserverbrauch entsteht bei der Elektrolyse von Wasser erstens bei Verdunstungskühlung oder zweitens bei einer küstennahen Einleitung von

¹ Technology Readiness Level (TRL) von HTE liegt bei 5–7 gegenüber PEMEL 7–9 und AEL 9 (Rosental et al. 2024).

Süßwasser (Kühlwasser) in Salzwasserkörper. Die Wahl des Kühlsystems für die Elektrolyse beeinflusst entsprechend den Wasserbedarf und -verbrauch (Saravia et al. 2024):

- ▶ Eine Durchlaufkühlung, zum Beispiel mit Flusswasser, hat zwar einen hohen Wasserbedarf im Bereich 920-2.450 kg/kg H₂, weist allerdings nur einen sehr geringen Wasserverbrauch von weniger als 1 kg/kg H₂ auf.
- ▶ Eine Kreislaufführung von Kühlwasser mit Verdunstungskühlung hat demgegenüber einen Wasserbedarf von 17-40 kg/kg H₂; da ein Großteil des Wassers bei der Kühlung verdunstet ist der Wasserverbrauch mit 10-25 kg/kg H₂ deutlich höher als der Verbrauch der Durchlaufkühlung.
- ▶ Bei der Luftkühlung oder Trockenkühlsystemen als Alternative zur Wasserkühlung wird ein Verdunstungskühlturm durch einen Trockenkühlturm ersetzt, wodurch sich der Wasserverbrauch um ca. 95 % gegenüber der Verdunstungskühlung reduzieren lässt. Gleichzeitig steigt jedoch der Energiebedarf beim Trockenkühlsystem aufgrund der höheren Temperatur der Luft gegenüber Wasser um einen Faktor 1,6–4 (European Commission 2001).

Neben dem eigentlichen Bedarf an Wasser treten durch die Kühlung weitere potenzielle Umweltwirkungen auf. Eine Durchlaufkühlung beispielsweise leitet die aufgenommene Wärme mit dem verwendeten Kühlwasser in Oberflächengewässer, während eine Verdunstungskühlung für einen Eintrag von Wasserdampf und latenter Wärme in die Atmosphäre verantwortlich ist. Gleichzeitig können Substanzen in die Umwelt gelangen, die zur Kühlwasseraufbereitung verwendet werden oder aus der Kühlwassernutzung resultieren, wie eine erhöhte Konzentration an Salzen.

Die Wahl des Kühlsystems kann durch Standortfaktoren beeinflusst sein; Beispiele sind die Verfügbarkeit von Wasser am Standort oder vorhandene Infrastruktur in Industrieparks. In dieser Studie wird eine Kreislaufführung mit Verdunstungskühlung mit einem Kühlwasserbedarf von 40 Liter je Kilogramm Wasserstoff angenommen. Der Wasserverbrauch der Elektrolyse selbst liegt in dieser Studie bei 12,6 Litern Rohwasser (Oberflächenwasser) je Kilogramm Wasserstoff (Saravia et al. 2024).

Die Umweltwirkungen der Wasserstoffherstellung umfassen sowohl die Lasten der Bereitstellung von Wasser, Energie und Betriebsmitteln als auch – abweichend von der Definition in den EU-Regularien - die Herstellung der Infrastruktur und des Elektrolyseurs selbst. Die Parameter Lebensdauer und Produktionsmenge, bestimmt durch Auslastung und Betriebsstunden des Elektrolyseurs beeinflussen das Ausmaß, in dem die Umweltwirkungen aus diesen Bereichen der Produktion von einem Kilogramm Wasserstoff zugeschrieben werden. Insbesondere wird die Umweltlast, die mit der Herstellung des Elektrolyseurs entsteht, als jährliche Last auf die Lebensdauer verteilt; ein regelmäßiges Ersetzen der Stacks wird in der Umweltbilanzierung berücksichtigt, jedoch nicht deren Entsorgung. Die Belegung von Industriefläche wird mit 90 m² je MW_{el} Leistungsaufnahme angenommen.

Insbesondere beim Systemwirkungsgrad liegen unterschiedliche Literaturquellen vor, wobei diese Studie sich an (Smolinka et al. 2018) orientiert, wie in Tabelle 5 dargestellt. Der Systemwirkungsgrad der Wasserstoffproduktion beschreibt das System, bestehend aus dem Wirkungsgrad der Stacks und weiteren Prozessen des Elektrolyse-Systems. Über die Jahre wird eine Steigerung der Wirkungsgrade für AEL und PEMEL in der Zukunft angenommen. Die Wirkungsgrade der PEMEL liegen hierbei für alle Jahre unterhalb der Wirkungsgrade der AEL, da die AEL-Technik erprobter und etablierter als die PEMEL ist.

Tabelle 5: Systemwirkungsgrade der modellierten Elektrolysetechniken AEL und PEMEL.

Elektrolysetechnik	Systemwirkungsgrad* [%]			
	Jahr	2017	2025	2030
Alkalische Elektrolyse		64.6 %	66.5 %	67.8 %
Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse		61.7 %	61.9 %	62.1 %

* Systemwirkungsgrad = LHV produzierter Wasserstoff bezogen auf benötigte Strommenge für das Gesamtsystem aus Elektrolyse-Stack und anderen Komponenten der Elektrolyse-Anlage (Pumpen, Kompressoren, Systemelektronik)

Quelle: abgeleitet aus (Smolinka et al. 2018)

Die Materialbedarfe für die Elektrolyseure sind für die Produktion von 1 MJ Wasserstoff (entspricht 8 g) in Tabelle 6 aufgelistet. Das in PEM Stacks benötigte Iridium ist ein extrem seltenes Element (derzeitige Förderung ca. 8-9 t/Jahr (Nationaler Wasserstoffrat 2023)), das für die PEMEL als Katalysatorbeschichtung auf der Anode eingesetzt wird. Aktuelle Forschungsprojekte beschäftigen sich mit der Reduktion des Iridium-Bedarfes. Andere Materialien wie Titan und Platin sind bei weitem nicht so kritisch wie Iridium. PTFE (Polytetrafluorethylen) wird für die Membran in AEL und PEMEL eingesetzt, wobei der Bedarf für die AEL etwa dreimal so hoch ist wie für die PEMEL. Ob das in den kommenden Jahren stufenweise Verbot perfluorierter Verbindungen (PFAS), das am 20.09.2024 im Rahmen einer EU-Verordnung (2024/2462)² angekündigt wurde, die Elektrolyse-Technik betrifft ist noch nicht absehbar.

Die in Tabelle 6 genannten Strombedarfe betreffen die Herstellung der Elektrolyseure und werden aus dem Stromnetz bezogen.

Tabelle 6: Material- und Energiebedarfe für die Herstellung von Elektrolyseuren, bezogen auf die Herstellung von 1 MJ Wasserstoff

Material	Einheit	AEL	PEMEL	AEL für 1 kg H ₂	PEMEL für 1 kg H ₂
Stahl	kg	1.2E-04	5.8E-05	1.44E-02	6.96E-03
Gusseisen	kg	2.1E-06	3.2E-06	2.52E-04	3.84E-04
Kupfer	kg	1.8E-06	1.9E-06	2.16E-04	2.28E-04
Aluminium	kg	4.6E-07	1.6E-06	5.52E-05	1.92E-04
Nickel	kg	9.3E-06	-	1.12E-03	-
Titan	kg	-	4.5E-06	-	5.40E-04
Platin	kg	-	6.3E-10	-	7.56E-08
Iridium*	kg	-	6.8E-09	-	8.16E-07
Kunststoff	kg	2.0E-06	4.7E-06	2.40E-04	5.64E-04
Zirkoniumoxid	kg	2.4E-07	-	2.88E-05	-
PTFE	kg	4.7E-07	1.4E-07	5.64E-05	1.68E-05
Polysulfon	kg	1.6E-07	-	1.92E-05	-
Fiberglas	kg	1.3E-06	-	1.56E-04	-

² <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/2462/oj/>

Material	Einheit	AEL	PEMEL	AEL für 1 kg H ₂	PEMEL für 1 kg H ₂
Beton	kg	2.2E-08	1.2E-08	2.64E-06	1.44E-06
Strom	kWh	4.2E-04	1.1E-03	5.04E-02	1.32E-01

Lebensdauer und Betriebsstunden lt. Tabelle 18

*Modellierung von Rhodium als Proxy für Iridium nach (Krishnan et al. 2024) Quelle: (Barei et al. 2019; Gerloff 2021; Koj et al. 2017)

2.3 Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Methan („blauer Wasserstoff“)

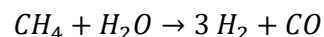
„Blauer Wasserstoff“ bezieht sich hier auf die Herstellung von Wasserstoff über Dampfreformierung aus fossilem Methan mit anschließender Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoffdioxid (CCS). Die genutzten Stromquellen beziehen sich auf den jeweiligen Netzstrom und sind nicht notwendigerweise erneuerbar.

Zur Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas/Methan sind großtechnisch zwei Prozesse üblich:

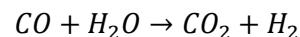
- Dampfreformierung von Methan (SMR, Steam Methane Reforming), und
- Autotherme Reformierung von Methan (ATR, Autothermal Reforming).

Neben den Prozessparametern der Reformierung und der CO₂-Abscheidung (inkl. CO₂-Transport und -Speicherung) müssen auch die Umweltwirkungen der Extraktion, Aufbereitung und des Transportes des Rohstoffs Erdgas, aus dem das Methan für die Reformierung bezogen wird, berücksichtigt werden. Dies schließt die Methanemissionen aus Extraktion und Verarbeitung gemäß dem IEA-Methan Tracker (IEA 2022) ein.

Bei der Reformierung reagiert Methan (CH₄) mit Wasserdampf (H₂O) im Reformier zu Wasserstoff (H₂) und Kohlenstoffmonoxid (CO):

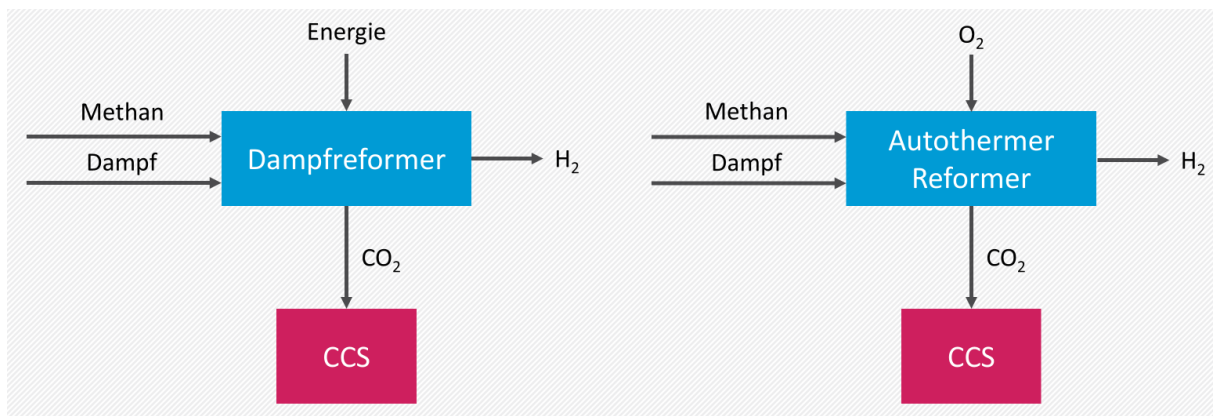


Dieser Prozess ist endotherm und benötigt im Fall von SMR eine Energiezufuhr in Form von Wärme. Durch die Wassergas-Shift-Reaktion von CO mit Wasserdampf wird die Wasserstoff-Ausbeute weiter erhöht:



Auch diese Reaktion ist endotherm und benötigt eine Wärmezufuhr. Im Unterschied zur SMR wird bei der ATR keine externe Wärmezufuhr (aus der Verbrennung von Erdgas) benötigt. Die benötigte Wärmeentsteht bei der ATR im Reaktor durch die Zufuhr von (reinem) Sauerstoff, wodurch ein Teil des Methans unter Wärmebildung oxidiert wird. Der Wasserstoff wird aufgereinigt, und die entstehenden Restgase werden zur Dampferzeugung verbrannt. Überschüssiger Dampf wird in einer Dampfturbine zur Stromerzeugung genutzt. In der Dampfreformierung kann dadurch der Strombedarf der Anlage und ein Teil der nachfolgenden Kompressionsenergie für den Transport des Wasserstoffs gedeckt werden. Die autotherme Reformierung benötigt hingegen zusätzlichen Strom aus dem Netz.

Abbildung 2: Prozessschema der SMR und ATR mit CCS.



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu.

Das abzuschneidende CO_2 entsteht in der SMR zum einen während der Reformierung durch die Oxidation von Kohlenstoff aus dem Rohstoff Erdgas, zum anderen bei der erforderlichen Wärmeerzeugung durch Verbrennung von Erdgas und Restgasen aus der Wasserstoffaufreinigung. Das CO_2 wird ökonomisch sinnvoll nur nach der Reformierung aus dem Synthesegas abgeschieden. Für eine Vermeidung eines höheren Anteils der Emissionen wäre eine Abscheidung nach der Verbrennung zur Wärmeerzeugung notwendig (hier nicht angenommen).

In der ATR ist die Verbrennung von Restgasen aus der Wasserstoffaufbereitung die einzige Quelle direkter CO_2 -Emissionen, da keine zusätzliche Wärmeversorgung notwendig ist. So umfasst in der ATR eine Abscheidung nach der Reformierung bereits den Großteil der prozessbedingten CO_2 -Emissionen. Die CO_2 -Abscheideraten (nach der Reformierung) unterscheiden sich bei SMR und ATR entsprechend deutlich (siehe CO_2 -Speicherung, Rest-Emissionen und Abscheideraten in Tabelle 7). Das abgeschiedene CO_2 wird getrocknet und verflüssigt, um es zu transportieren und einzulagern (Antonini et al. 2020).

Betriebsparameter wurden der Studie von Antonini et al. (2020) entnommen. Tabelle 7 stellt eine Auswahl der wichtigsten Energiebedarfe und der CO_2 -Emissionen dar. Für den Bau und Rückbau der Anlagen wurde der generische Datensatz „chemical factory construction, organics“ aus der LCA-Datenbank ecoinvent (ecoinvent 2024; Wernet et al. 2016) verwendet (s. auch Abschnitt 2.13), ergänzt um Katalysatoren auf $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{Cr}/\text{Cu}/\text{Mg}/\text{Mb}/\text{Ni}$ -Basis. Details finden sich in der Excel-Tabelle im separaten technischen Anhang.

Tabelle 7: Ausgewählte Betriebsparameter der Herstellung von 1 MJ LHV „blauem“ Wasserstoff via Dampfreformierung (SMR) und Autotherme Reformierung (ATR).

	Einheit	SMR mit CCS	ATR mit CCS
Erdgasbedarf	Nm^3	0,038	0,038
Strom-Bedarf (von extern)	kWh	-0,002 (Überschuss)	0,005
Prozesswasser-Bedarf	kg	0,037	0,037
Kühlwasser-Bedarf	kg	0,003	0,003
CO_2 -Speicherung	kg	0,047	0,064
CO_2 -Emission in die Luft	kg	0,026	0,011
CO_2 -Abscheiderate (Reformer)		90 %	90 %

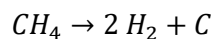
	Einheit	SMR mit CCS	ATR mit CCS
CO ₂ -Abscheiderate (System)		64 %	86 %

Quelle: (Antonini et al. 2020); LHV von Wasserstoff = 120 MJ/kg

Informationen zum Transport und zur Speicherung des CO₂ finden sich in Abschnitt 2.16.

2.4 Wasserstoff aus Methanpyrolyse („türkiser Wasserstoff“)

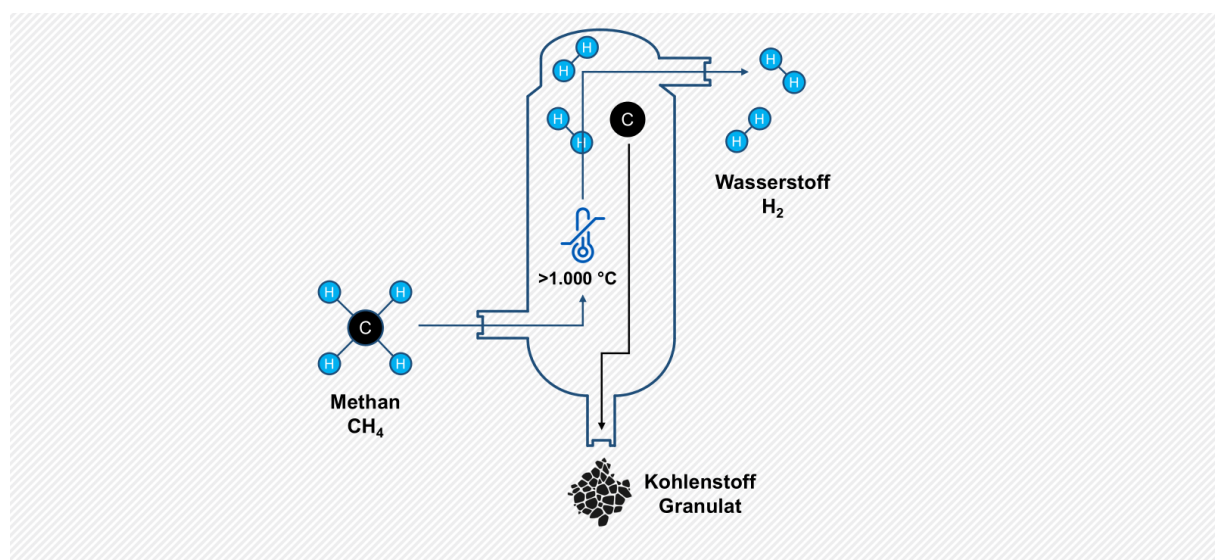
„Türkiser Wasserstoff“ wird durch die (thermische) Pyrolyse von Erdgas hergestellt, ein Hochtemperaturverfahren (> 1.000 °C), bei dem Methan (CH₄) unter Abwesenheit von Sauerstoff thermisch in seine Bestandteile Wasserstoff und festen Kohlenstoff zersetzt wird:



Sofern der feste Kohlenstoff dauerhaft eingelagert wird, können die entsprechenden CO₂-Emissionen vermieden werden, die mit einer Oxidation des Methans oder des festen Kohlenstoffs verbunden wären. Da die thermische Energie im ausgewählten Verfahren über die Verbrennung von Erdgas erzeugt wird, entstehen in diesem Datensatz dennoch fossile CO₂-Emissionen. Hierzu könnte prinzipiell auch der erzeugte Wasserstoff eingesetzt werden. Das feste Kohlenstoff-Nebenprodukt kann auch in verschiedenen Industriezweigen Verwendung finden, was entsprechend zur Freisetzung von CO₂ führen könnte. Das Reaktorschema der thermischen Pyrolyse von Methan ist in Abbildung 3 dargestellt.

Wie bei der Methan-Reformierung werden auch bei der Pyrolyse die Umweltwirkungen der Extraktion, Aufbereitung und des Transportes des Rohstoffs Erdgas, aus dem das Methan für die Pyrolyse bezogen wird, berücksichtigt werden. Dies schließt die Methan-Emissionen aus Extraktion und Verarbeitung gemäß dem IEA-Methan Tracker (IEA 2022) ein.

Abbildung 3: Reaktorschema Methanpyrolyse



Quelle: (Rosental et al. 2024)

Die Pyrolysetechnik befindet sich im Stadium der Laborforschung. Es gibt einige Demonstrationsanlagen. Der TRL liegt bei etwa 3-6 (Rosental et al. 2024). Tabelle 8 stellt eine Auswahl der wichtigsten Energie- und Materialbedarfe dar, basierend auf (Hermesmann und Müller 2022). In der verwendeten Quelle wird ein Teil des Erdgases (0,86 kg/kg H₂) zur Energieerzeugung verbrannt. Dadurch entsteht CO₂, das in die Atmosphäre emittiert wird.

Tabelle 8: Ausgewählte Betriebsparameter der Herstellung von 1 MJ LHV „türkischem“ Wasserstoff.

Synthese	Einheit	Wert
Erdgas-Bedarf	Nm ³	0,054
Strom-Bedarf (inkl. Kompression H ₂ auf 30 bar)	kWh	0,027
CO ₂ -Emission in die Luft	kg	0,0155
Fester Kohlenstoff	kg	0,027
Materialbedarf*		
Palladium	kg	7.04E-08
Kupfer	kg	4.69E-08
Niedriglegierter Stahl	kg	1.66E-05
Hochlegierter Stahl	kg	3.24E-06
Silizium	kg	5.15E-07
Zinn	kg	2.15E-04
Siliziumcarbid (SiC)	kg	2.69E-08

*In Hermesmann und Müller (2022) ist keine Produktionskapazität der Anlage angegeben, daher wird der Materialbedarf bezogen auf 1 MJ H₂ dargestellt

Quelle: (Hermesmann und Müller 2022; Patel et al. 2024), Dichte Erdgas: 0,735 kg/Nm³

2.5 CO₂-Quellen

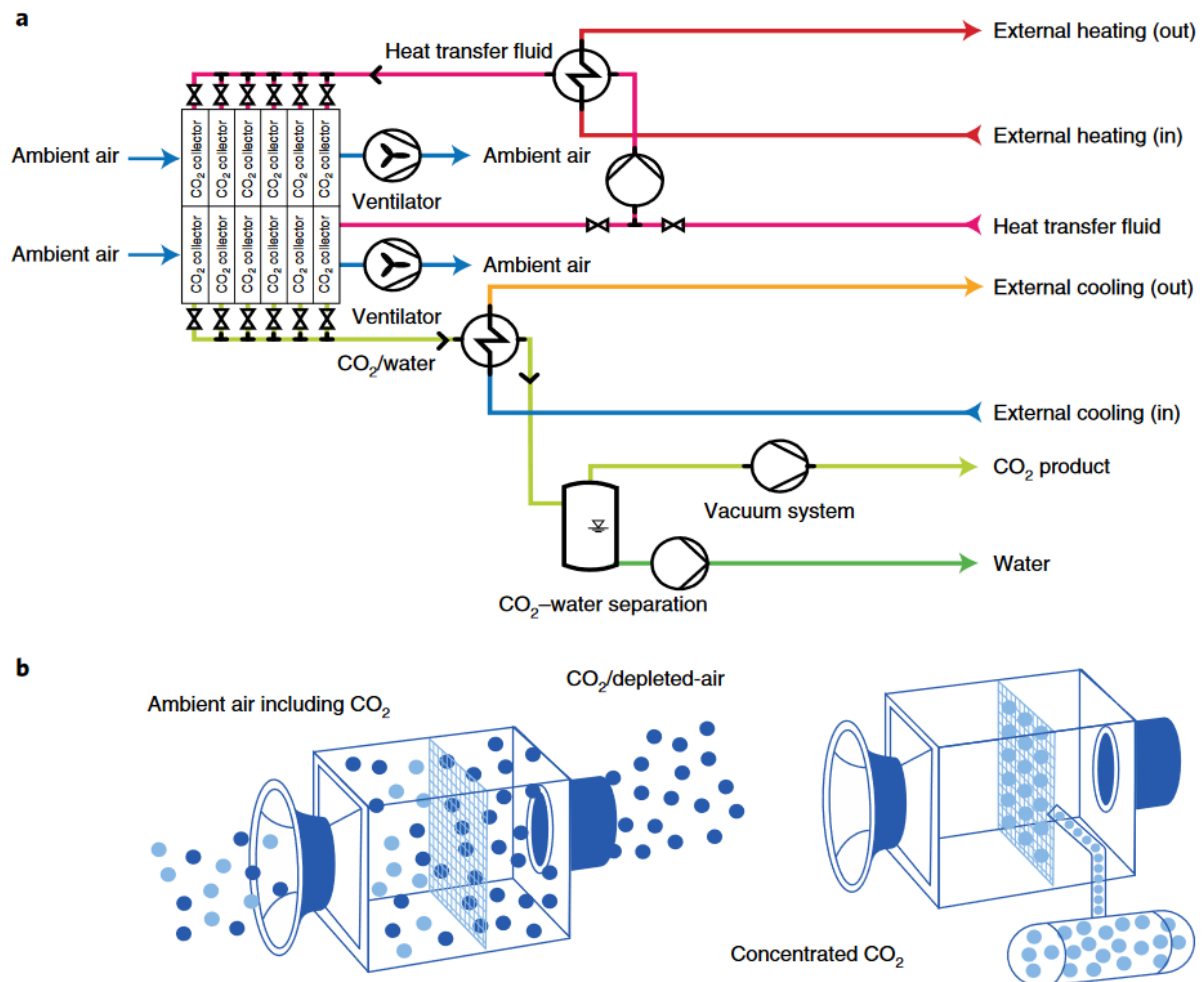
Zum Aufbau des Kohlenstoff-Gerüsts der Kohlenwasserstoffe wird in dieser Studie CO₂ als Kohlenstoff-Quelle verwendet. Prinzipiell sind verschiedene Herkunftsarten von CO₂ denkbar, die in diesem Projekt nur teilweise berücksichtigt wurden: neben dem Basisfall, der Abscheidung aus der Luft, werden nur solche CO₂-Quellen untersucht, die in einem weitgehend defossilisierten Wirtschaftssystem weiterhin vorhanden sein werden und konzentriertes CO₂ freisetzen. Diese sind Zementwerke und Müllverbrennungsanlagen. Durch alternative Baustoffe und Müllvermeidung wird die verfügbare CO₂-Menge gegenüber heute vermutlich sinken. Eine absolute Potenzialbetrachtung ist aber nicht Teil dieser Studie.

Zement wird in vielen Industrienationen und auch in Schwellenländern hergestellt. Für die in dieser Studie betrachteten Länder können Zementwerke insgesamt berücksichtigt werden. Müllverbrennungsanlagen gibt es in nennenswertem Maße derzeit vor allem in Deutschland und anderen westlichen Industrieländern. Sie stellen aber auch in anderen Ländern eine wünschenswerte Ausbauoption für die Abfallbehandlung dar, die möglicherweise zukünftig höhere Potenziale verspricht. Auch hier hängen die zukünftig verfügbaren Mengen von der konkreten Ausgestaltung eines defossilisierten Wirtschaftssystems ab. (Münter et al. 2025).

Im Basisfall wird CO₂ bereitgestellt durch **Abscheidung aus der Luft** (engl.: Direct Air Capture, DAC), da diese Möglichkeit unabhängig von sonstiger Infrastruktur (außer Energieversorgung) an jedem beliebigen Standort installiert werden kann. Die globale Durchschnitts-Konzentration von CO₂ in der Atmosphäre wird für das Jahr 2023 mit 419 ppm (= 0,0419 Vol.-%) angegeben (Lan et al. 2025). Durch die geringe Konzentration ist die Abscheidung von CO₂ aus der Luft sehr energieintensiv, weil hohe Gasvolumina bewegt werden müssen. Die derzeit erfolgversprechendsten und technisch am weitesten entwickelten Verfahren arbeiten mit einer adsorptiven Kopplung von CO₂ an einem Trägermaterial (stark verzweigte Polymer-Moleküle

mit Amino-Gruppen (N-H), z. B. Polyethylenimin PEI) bei Raumtemperatur. Nach Sättigung des Trägers wird unter reduziertem Druck und erhöhter Temperatur (80-100 °C) CO₂ wieder desorbiert (Deutz und Bardow 2021; Fröhlich et al. 2019; Qiu et al. 2022; Vocht et al. 2022).

Abbildung 4: Flussdiagramm und Adsorptions-/Desorptionsphase des DAC-Prozesses von Climeworks.



a) Technisches Prozessfließbild der DAC über Temperatur-Vakuum-Swing-Adsorptionsverfahren mit 12 CO₂-Kollektoren, Wärmetauschern für Heizung und Kühlung, Vakuumsystem und Wasserabscheideeinheit. b) CO₂-Kollektor in Adsorptions- (links) und Desorptionsphase (rechts). In der Adsorptionsphase ist das CO₂ (hellblau) an die Adsorptionsmittel gebunden. In der Desorptionsphase wird das CO₂ durch Vakuum-Temperaturwechsel mit Hilfe von Wärme unter 100 °C freigesetzt. Quelle: (Deutz und Bardow 2021).

In **Zementwerken** wird Kalkstein bei Temperaturen von ca. 1.400-1.450 °C zu Kalziumoxid (CaO) gebrannt, unter Freisetzung von CO₂. Neben diesen prozessbedingten CO₂-Emissionen, die ca. 2/3 der Gesamtemission eines Zementwerks ausmachen, entstehen zusätzliche Emissionen bei der Verbrennung heute meist fossiler Brennstoffe im Drehrohrofen (ca. 1/3). Diese Brennstoffe bestehen derzeit neben primären Energieträgern wie Kohle oft auch aus Abfällen zur Verwertung, z. B. Altkunststoffe und Altreifen. Durch die gleichzeitige Freisetzung von CO₂ aus Kalkstein und Brennstoff ist die CO₂-Konzentration im Abgas vergleichsweise hoch (ca. 14-33 Vol.-% CO₂). Würde das Verfahren im Zuge der Transformation des Energiesystems auf Wasserstoff als Brennstoff umgestellt, ergäben sich niedrigere CO₂-Konzentrationen im Bereich von ca. 10-20 Vol.-%. Das CO₂ kann mittels Aminwäsche aus dem Abgasstrom entfernt werden. Dabei reagiert physikalisch absorbiertes CO₂ chemisch mit einem in der Waschlösung enthaltenen Amin. Dadurch wird eine deutlich höhere Beladung der Waschlösung mit CO₂ erzielt

und die Selektivität deutlich erhöht. Gängige Waschlösungen werden mit Monoethanolamin (MEA), Diethanolamin (DEA) oder Methyldiethanolamin (MDEA) versetzt, wobei viele weitere Amine für das Waschverfahren geeignet sind (Puxty et al. 2009). Die praktische Umsetzung erfolgt in einer Absorptionskolonne im Gegenstrom nach vorhergehender Entschwefelung des Abgases. Die Regeneration³ erfolgt bei 120–140 °C unter Freisetzung des gebundenen CO₂. Nach Abkühlen der Aminlösung auf 40 °C wird diese zurück in den Absorber geführt (Fröhlich et al. 2019).

In gleicher Weise lässt sich CO₂ aus den **Abgasen einer Müllverbrennungsanlage mittels Aminwäsche** nach der Rauchgas-Reinigung und -Kondensation abscheiden. Die CO₂-Konzentration im Abgas ist dabei etwas niedriger (12-15 Vol.-%), jedoch ist aufgrund der Abfallzusammensetzung ein großer Anteil biogenen Kohlenstoffes enthalten. Meist wird von einem biogenen CO₂-Anteil von etwa 50 % ausgegangen.

Biogasanlagen sind eher im kleineren Maßstab verfügbar und nur für eine kleinskalige PtGLS-Produktion geeignet (Münter et al. 2025). Dennoch können sie mittels **Abscheidung aus der Biogasaufbereitung zu Biomethan** als biogene CO₂-Quelle dienen. Als nachhaltige Biomasse-Quellen kommen insbesondere landwirtschaftliche Reststoffe in Betracht. Die CO₂-Konzentration im Biogas beträgt etwa 60 Vol.-% und für eine Einspeisung ins Gasnetz muss das CO₂ vom Biomethan getrennt werden. In dieser Studie wird die Abscheidung mit Aminwäsche modelliert, die ohne weitere Aufbereitung eine hohe CO₂-Konzentration liefert. Es wird angenommen, dass der Strombedarf mit deutschem Netzstrom und der Wärmebedarf über die Verbrennung von Biogas gedeckt wird. Die Lasten der Aufbereitung werden zwischen Biomethan und CO₂ nach Kohlenstoffgehalt aufgeteilt, das CO₂ erhält keine Lasten aus der Biogas-Herstellung.

Die folgenden potenziellen CO₂-Quellen werden in dieser Studie nicht berücksichtigt:

- ▶ **Abgase aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe zur Energieerzeugung (Kraftwerksabgase)** wurden in diesem Projekt nicht als CO₂-Quellen berücksichtigt. Da die Verbrennung fossiler Rohstoffe nie vollständig treibhausgasneutral stattfinden kann, wird diese Quelle als nicht zukunftsfähig eingestuft. Zudem werden die eingefangenen und in PtGLS-Produkten gespeicherten CO₂-Emissionen am Lebensende der PtGLS-Produkte wieder in die Atmosphäre abgegeben, tragen also nicht zu einer dauerhaften Reduktion der CO₂-Emissionen bei.
- ▶ **Abgase aus der Verbrennung biogener Brennstoffe zur Energieerzeugung** werden an dieser Stelle ausgeschlossen, da heute insbesondere Anbaubiomasse (Holz) zur Energieerzeugung in Biomasse-Kraftwerken eingesetzt wird. Anbaubiomasse ist unter einigen Gesichtspunkten als problematisch einzustufen (Flächenbedarf und die damit einhergehenden Landnutzungsänderungen, sowie Einsatz von Düngemitteln und Pestiziden, Verdrängung anderer Nutzungen, oftmals Monokultur) und ein weiterer Ausbau der Verwendung von Anbaubiomasse als Energierohstoff nicht gewünscht. Die Nutzung von CO₂ aus biogenen Abfall- und Reststoffen und industriellen Biomasseprozessen wird in einem separaten Kurzpapier behandelt (Münter et al. 2025). Die Schlussfolgerung dort ist, dass als biogene CO₂-Quellen aus Nachhaltigkeitsgesichtspunkten lediglich die Abgase von Müllverbrennungsanlagen und Zellstofffabriken oder die Biomethan-Aufbereitung in Frage kommen (Münter et al. 2025).
- ▶ **Elektrochemische Gewinnung aus Meerwasser** (electrochemical direct ocean capture, eDOC) ist eine Technologie, die derzeit erforscht wird (Aleta et al. 2023; Karunarathne et al.

³ Nach Angaben aus der Literatur können in einer integrierten Anlage ca. 3 % der Wärme aus der Abwärme des Zementwerks gedeckt werden, der Rest wird hier durch zusätzliche Verbrennung von fossilen Brennstoffen erzeugt.

2025), die aufgrund des momentan niedrigen Entwicklungsstandes (TRL 4-5) jedoch hier nicht betrachtet wird.

Tabelle 9 zeigt die wichtigsten Betriebsparameter, für die in dieser Studie berücksichtigten CO₂-Quellen Direct Air Capture (DAC), Zementwerk, Müllverbrennungsanlage (MVA) und Biogas-Aufbereitung. Die ausgewählten Literaturstellen betrachten nicht nur die Energieaufwendungen der CO₂-Abscheidung an sich, sondern auch die Herstellung der Sorbentien und der Anlagen (Bisinella et al. 2021; Deutz und Bardow 2021; Meunier et al. 2020; Qiu et al. 2022). Details finden sich im separaten technischen Anhang.

Tabelle 9: Ausgewählte Betriebsparameter der Bereitstellung von 1 kg CO₂.

	Einheit	DAC	Zementwerk	Müllverbrennung MVA	Biogasauf- bereitung
Abscheiderate	%	90	90	90	97
Anteil an installierten Anlagen	%				53
Input					
Strom	kWh	0,5	0,0069	0,1	0,11
Wärme	MJ	5,4 ³	3,65 ⁴	1,72 ⁵	3,76
Amin	kg	0,003 ¹	0,004 ²	0,004 ²	0,004 ²
Output					
CO ₂	kg	1	1	1	1
Biomethan	m3				0,98
Emissionen in die Luft					
CO ₂ fossil	kg	0	0,1034	0,0875	0
CO ₂ biogen	kg	0	0,0066	0,0875	0,1
Methan	kg	0	0	0	0,00041
Quelle		Deutz und Bardow 2021	Müller et al. 2024	Bisinella et al. 2021	Dunkelberg et al. 2015

¹ PEI auf Silica-Träger mit PEI-Anteil von 36 Gew.-%

² Monoethanolamin

³ Wärmebedarf wird gedeckt durch Abwärme aus der PtGLS-Synthese

⁴ Wärmebedarf für MEA-Wäsche 3,76 MJ/kg CO₂, davon werden 0,11 MJ durch interne Abwärme gedeckt

⁵ Wärmebedarf für MEA-Wäsche 3,76 MJ/kg CO₂, davon werden 90% durch interne Wärmeproduktion gedeckt, jedoch können 40 % davon nicht mehr in die Fernwärme-Versorgung eingespeist werden und müssen folglich ersetzt werden
Quelle: (Bisinella et al. 2021; Deutz und Bardow 2021; FNR 2014; Müller et al. 2024; Qiu et al. 2022)

Als Strom für die Abscheidung aus der Luft wird die gleiche Quelle angenommen, die auch die gekoppelte Syntheseanlage versorgt. Die Abwärme der Syntheseanlage deckt den Wärmebedarf der DAC-Einheit.

Der Strom für die Abscheidung im Zementwerk und in der Biogasaufbereitung wird aus dem standortspezifischen Strommix bezogen. Die Wärme für die Aminwäsche wird durch eine zusätzliche Erzeugung aus fossilen Brennstoffen bereitgestellt. Für die Abscheidung von CO₂ aus

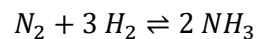
der MVA werden Strom und Wärme aus der internen Erzeugung verwendet. Dadurch reduziert sich die Stromeinspeisung ins Netz sowie die Wärmeauskopplung in z. B. Wärmenetze.

Die Umweltwirkungen der Herstellung der Abscheideanlagen werden ebenfalls berücksichtigt.

2.6 Ammoniaksynthese

Die Ammoniak-Synthese erfolgt nach dem Haber-Bosch-Verfahren unter Verwendung von „grünem“ (s. Abschnitt 2.2) Wasserstoff zur Herstellung von „grünem“ Ammoniak. Die Versorgung der Herstellungsprozesse erfolgt mit dem Strommix des jeweiligen Standortes, weitere Prozesse, die in Deutschland erfolgen, werden mit dem Strommix DE angesetzt.

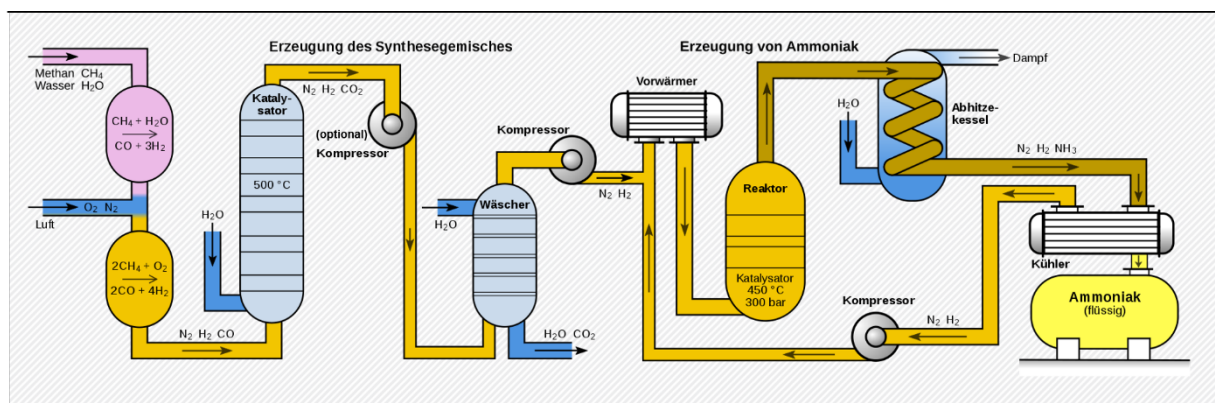
Beim Haber-Bosch-Verfahren wird Ammoniak (NH_3) aus Stickstoff (N_2) und Wasserstoff (H_2) nach dem folgenden Reaktionsschema erzeugt:



Die Reaktion läuft unter hohem Druck (150-350 bar) und mittlerer Temperatur (450-550 °C) ab und wird durch Eisen katalysiert.

Im konventionellen Verfahren wird Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Methan erzeugt. Durch eine partielle Verbrennung des Methans mit Luft, wird dem Synthesegasgemisch der benötigte Stickstoff zugeführt, während der Luft-Sauerstoff verbraucht wird. Nach der Entfernung von Wasser und CO_2 in der Gaswäsche verbleiben die Ausgangsstoffe für die Ammoniak-Synthese N_2 und H_2 (Abbildung 5).

Abbildung 5: Prozessschema der großtechnischen Ammoniaksynthese nach Haber und Bosch.



Quelle: Wikipedia, 2007: Haber-Bosch Verfahren. Lizenz: CC-BY-SA 4.0. (<https://de.wikipedia.org/wiki/Haber-Bosch-Verfahren#/media/Datei:Haber-Bosch.svg>)

Bei der Verwendung von grünem Wasserstoff muss der Stickstoff separat aus der Luft bereitgestellt werden, entweder durch kryogene Luftzerlegung oder durch Druckwechseladsorption, wobei letztere nur für kleinere Anlagen geeignet ist. Für die kryogene Luftzerlegung werden ca. 0,3 kWh Strom pro kg Stickstoff benötigt (D'Angelo et al. 2021). Da sowohl die Erzeugung von Wasserstoff als auch von Stickstoff bei niedrigen Temperaturen und Drücken abläuft, muss das Reaktionsgemisch vor Eintritt in den Reaktor auf die Reaktionsbedingungen (s.o.) gebracht werden.

Für den Bau und Rückbau der Anlagen wurde der generische Datensatz „chemical factory construction, organics“ aus der LCA-Datenbank ecoinvent (ecoinvent 2024; Wernet et al. 2016) verwendet (s. auch Abschnitt 2.13).

Tabelle 10: Ausgewählte Betriebsparameter der Herstellung von 1 kg Ammoniak.

	Einheit	Wert
Input		
Wasserstoff	kg	0,176
Stickstoff	kg	0,815
Strom	kWh	0,556
Output		
Ammoniak	kg	1
Emissionen in die Luft		
Ammoniak	kg	0,00163
Stickoxide	kg	0,001

Quelle: (D'Angelo et al. 2021; Patel et al. 2024)

2.7 Ammoniak-Spaltung

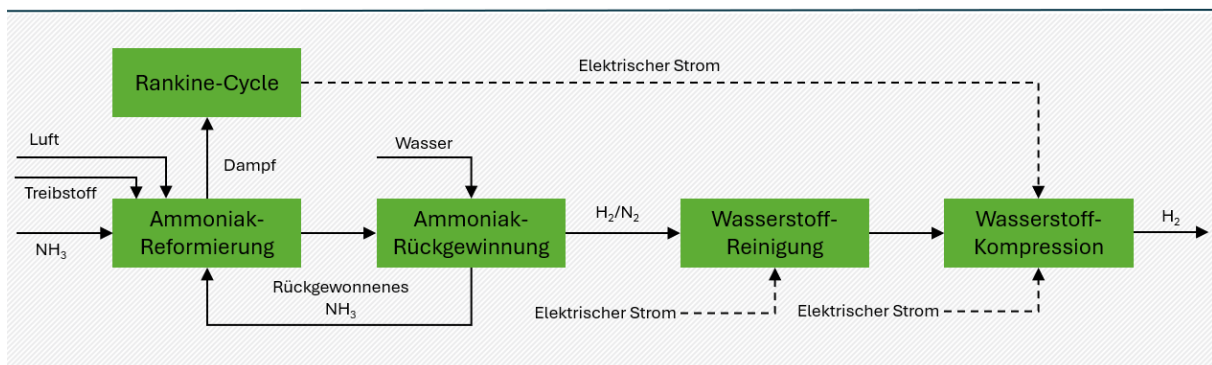
Ammoniak kann als Trägersubstanz für Wasserstoff verwendet werden. Dazu muss Ammoniak in die Ausgangsstoffe zerlegt werden (sog. Ammoniak-Spaltung). Der Spaltungs-Prozess ist stark endotherm und zusammen mit der anschließenden Separation und Aufreinigung des Wasserstoffs ist eine thermische Energie von etwa 4,7 MJ/kg NH₃ (entspricht ca. 35 MJ/kg H₂) erforderlich (Chatterjee et al. 2021; Jackson et al. 2020). Die Kompression des Wasserstoffs auf 250 bar erfordert ca. 1,8 kWh/kg H₂ elektrische Energie (Jackson et al. 2020). Von Jackson et al. (2020) wird ein Prozess zur Herstellung von 200 t H₂ pro Tag beschrieben (s. Abbildung 6), der die folgenden Schritte enthält:

- ▶ Ammoniak-Spaltung an Eisen/Cobalt- oder Nickel/Aluminiumoxid-Katalysatoren (Alghool et al. 2024; TOPSOE 2023) bei 400-450 °C
- ▶ Abtrennung von Wasserstoff und nicht umgesetztem Ammoniak
- ▶ Rückführung des nicht umgesetzten Ammoniaks in den Reformer
- ▶ Abtrennung von Wasserstoff und Stickstoff durch Verflüssigung
- ▶ Die Wärmeerzeugung erfolgt durch Verbrennung eines Teils des eingesetzten Ammoniaks sowie eines Teils des erzeugten Wasserstoffs. Aus dem überschüssigen Dampf wird über eine Turbine Strom erzeugt, der zur Kompression des Wasserstoffs eingesetzt wird.

Nur 76 % des im NH₃ gebundenen Wasserstoffs werden zurückgewonnen. Energetisch entspricht das einem Wirkungsgrad von 86 %.

Für den Bau und Rückbau der Anlagen wurde der generische Datensatz „chemical factory construction, organics“ aus der LCA-Datenbank ecoinvent (ecoinvent 2024; Wernet et al. 2016) verwendet (s. auch Abschnitt 2.13). Details finden sich in der Excel-Tabelle im separaten technischen Anhang.

Abbildung 6: Prozessfließbild Ammoniak-Spaltung



Quelle: eigene Darstellung, ifeu, nach (Jackson et al. 2020).

Tabelle 11: Ausgewählte Betriebsparameter der Spaltung von Ammoniak zu 1 kg Wasserstoff.

	Einheit	Wert	Quelle
Input			
Ammoniak	kg	7,46	Abgeleitet aus Jackson et al. 2020
Strom	kWh	4,82	Abgeleitet aus Jackson et al. 2020
Al ₂ O ₃ (Katalysator-Träger)	kg	5,11E-05	Alghool et al. 2024
Nickel (Katalysator)	kg	5,11E-05	Alghool et al. 2024
Kühlwasser	kg	0,0383	Alghool et al. 2024
Output			
Wasserstoff	kg	1	
Emissionen in die Luft			
Ammoniak	kg	0,00746	Schätzung: 0,1% Schlupf
Stickoxide	kg	0,00746	Schätzung: 0,1% Oxidation

Quelle: (Alghool et al. 2024; Jackson et al. 2020)

Trotz gründlicher Literaturrecherche und Expertengesprächen konnten keine berichteten Daten zu direkten Emissionen aus der Ammoniak-Spaltung ermittelt werden. Da im Prozess selbst keine fossilen Brennstoffe eingesetzt werden, sind Emissionen von CO, CO₂, NMVOC, und SO₂ ausgeschlossen. Die Bildung von NO_x im Reaktor ist durch die Abwesenheit von Sauerstoff ebenfalls reduziert. Zur Abbildung direkter Emissionen nach einer Abgasreinigung durch Selektive Katalytische Reduktion (SCR) wurde daher ein Ammoniak-Schlupf sowie eine Restoxidation von je 0,1 % pro kg eingesetztem Ammoniak abgeschätzt (Tabelle 11).

Beim Einsatz von Ammoniak als Energieträger oder Wasserstoff-Träger ist zu berücksichtigen, dass bei Ladevorgängen, beim Speichern und beim Transport Ammoniak entweichen kann. Diese Prozesse werden üblicherweise mit verflüssigtem Ammoniak bei -34 °C durchgeführt. Bei Speicherung und Transport wird die Kühlung dadurch erreicht, dass ein Teil des Ammoniaks verdampft und die Verdunstungskälte die Temperatur stabil hält. Ein Teil des verdampften Ammoniaks (engl. Boil-off gas) wird wieder verflüssigt und zurückgeführt, ein Teil entweicht jedoch auch in die Atmosphäre.

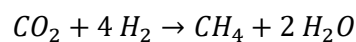
Tabelle 12: Verlustraten bei Ladung, Speicherung und Transport von Ammoniak.

	Verluste	Kommentar
Verladeprozesse	0,037 %	Jeweils pro Be- und Entladevorgang (Schiff)
Speicher	0,02 %	Durch Leckagen (Speicherung über 20 Tage)
Transport	0,025 % / Tag	Transportzeiten bewegen sich im Rahmen von 20-50 Tagen

Quelle: (de Kleijne et al. 2024)

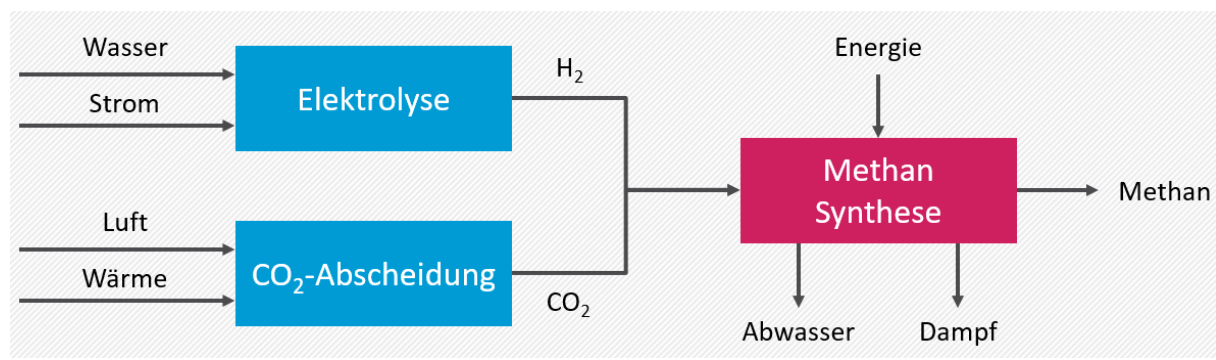
2.8 Methansynthese

In der Power-to-Gas-Synthese (PtG) wird aus CO₂ und Wasserstoff in einem Schritt, dem Sabatier-Prozess, Methan synthetisiert und anschließend in einer Gastrocknungseinheit behandelt. Da das Produkt, ähnlich wie natürliches Erdgas noch kleinere Anteile von CO₂ und Wasserstoff enthalten kann, nennt man es auch synthetisches Erdgas (engl.: Synthetic Natural Gas (SNG)). Die exotherme Reaktion verläuft nach dem folgenden Schema:



Übliche Prozessbedingungen liegen bei 300-550 °C, moderaten Drücken (5-10 bar) und erfordern die Anwesenheit eines Nickel-Katalysators. Aus dem Produktgas wird Wasser auskondensiert und das Methan durch eine Aufbereitung von weiteren Nebenprodukten (vor allem CO und nicht umgesetztes CO₂) getrennt. Für die Reaktion stehen dabei verschiedene Reaktorkonzepte zur Verfügung, beispielsweise Zwei-Phasen Fest- und Flüssigbettreaktoren, (mikro-)strukturierte Reaktoren und Drei-Phasen-Flüssigbettreaktoren (Rönsch et al. 2016).

Abbildung 7: Prozessschema der Methansynthese.



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu.

Für den Bau und Rückbau der Anlagen wurde ein vereinfachter Datensatz bestehend aus Edelstahl und Polyethylen, sowie einem Ni/Al₂O₃-Katalystor verwendet, wie in der verwendeten Literaturquelle angegeben (Zhang et al. 2017). Details finden sich in der Excel-Tabelle im separaten technischen Anhang.

Tabelle 13: Ausgewählte Betriebsparameter der Methan-Synthese.

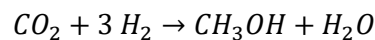
	Einheit		Quelle
Input			
CO ₂	kg	2,94	Navajas et al. 2022
Wasserstoff	kg	0,51	Navajas et al. 2022

	Einheit		Quelle
Strom-Bedarf	kWh	0,33	Navajas et al. 2022
Nickel (Katalysator)	kg	1,6 E-05	Navajas et al. 2022
Output			
Methan	kg	1	
Wärmeenergie	kWh	3,01	Navajas et al. 2022
Emissionen in die Luft			
CO ₂	kg	0,19	Navajas et al. 2022

Quelle: (Navajas et al. 2022; Zhang et al. 2017, 2020)

2.9 Methanolsynthese

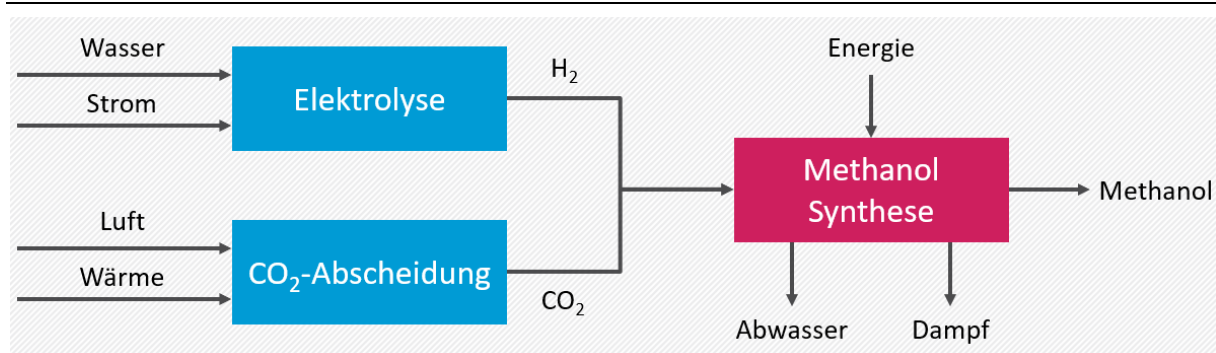
Die Synthese von Methanol aus Kohlendioxid und Wasserstoff läuft nach der folgenden exothermen Reaktionsgleichung ab:



Für die rein strombasierte Prozessführung stehen prinzipiell zwei Optionen zur Verfügung (Rosental et al. 2024):

- In der zweistufigen Synthese wird zuerst CO₂ mit Wasserstoff zu CO und Wasser umgesetzt (reverse Wasser-Gas-Shift Reaktion, RWGS). Für die Synthese zu Methanol, werden CO und Wasser voneinander getrennt und CO zusammen mit einem Wasserstoffstrom in den Reaktor geführt. Die Reaktion erfolgt bei 50–100 bar und 200–300 °C an Kupfer/Zinkoxid-Katalysatoren (Lange 2001). Nach der Reaktion wird unreaktiertes Gas recycelt, ein kleiner Teil als Purge-Gas verbrannt und überschüssige Wärme zurückgewonnen. Ungewünschte Nebenprodukte und Wasser werden in einer Destillation abgetrennt, um reines Methanol zu erhalten (Bazzanella und Ausfelder 2017). Für die Modellierung wird angenommen, dass überschüssige Wärmeenergie für die CO₂-Abscheidung verwendet wird.
- Bei der Direktsynthese werden CO₂ und H₂ gemeinsam in den Reaktor geführt und reagieren dort zu Methanol und Wasser. Gegenüber der zweistufigen Synthese sind die Reaktionsbedingungen milder und die Wärmeabfuhr ist niedriger. Dadurch ist die Kühlung weniger aufwändig und es entstehen weniger Nebenprodukte, was zu einer höheren Ausbeute führt (Marlin et al. 2018).

Abbildung 8: Prozessschema der direkten Methanolsynthese.



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu.

Für die weiteren Berechnungen in dieser Studie wird die einstufige Methanolsynthese zugrunde gelegt, weil diese schon in Pilot- und Industrieanlagen umgesetzt ist (TRL 7-9) In Tabelle 14 sind die Prozessparameter der einstufigen Methanolsynthese dargestellt, basierend auf den Arbeiten von Hank et al. (2019) und Schemme (2020). Für den Bau und Rückbau der Anlagen wurde der generische Datensatz „chemical factory construction, organics“ aus der LCA-Datenbank ecoinvent (ecoinvent 2024; Wernet et al. 2016) verwendet, der durch eine von den genannten Autoren vorgeschlagene Materialliste ergänzt wurde, die auch einen Zn/Cu/Al₂O₃-Katalysator beinhaltet. Details finden sich in der Excel-Tabelle im separaten technischen Anhang.

Tabelle 14: Ausgewählte Betriebsparameter der einstufigen Methanol-Synthese.

	Einheit		Quelle
Input			
CO ₂	kg	1,37	Schemme 2020
Wasserstoff	kg	0,19	Schemme 2020
Kühlwasser	kg	68,8	Hank 2019
Strom	kWh	0,154	Schemme 2020
Kupferoxid	kg	7,9E-06	Hank 2019
Zinkoxid	kg	2,1E-05	Hank 2019
Aluminiumoxid	kg	4,0E-06	Hank 2019
Output			
Methanol	kg	1	
Überschuss-Dampf	MJ	1,76	Schemme 2020
Wasser	kg	0,6	Eigene Berechnung
Kühlwasser	kg	68,8	Hank 2019

Quelle: (Hank et al. 2019; Schemme 2020)

2.10 Methanol-to-Gasoline

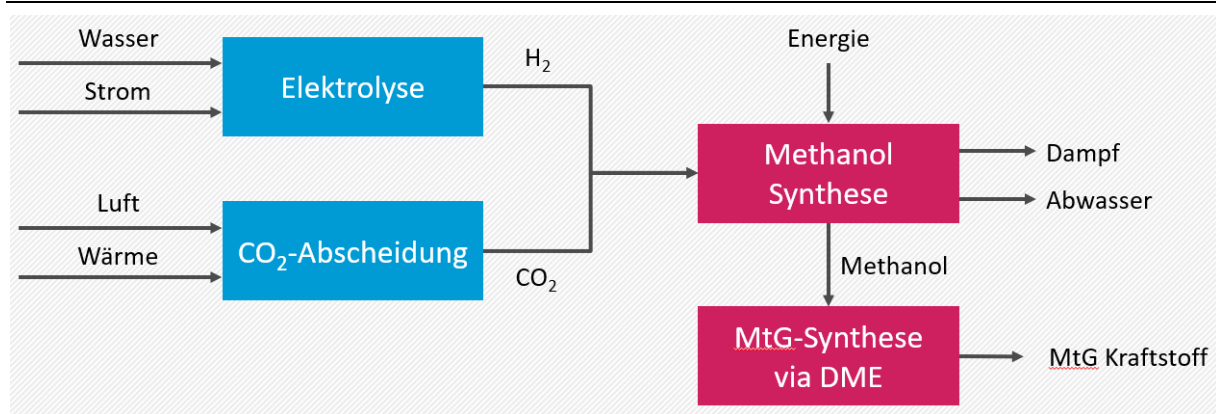
In einem Synthesereaktor wird an einem Katalysator (z. B. Cu/ZnO) Methanol über das Zwischenprodukt Dimethylether (DME) in Benzin umgewandelt. Dieses muss in einem zweiten Schritt von Restmethanol separiert werden. Die MtG-Technik wurde bereits in der Praxis getestet und in verschiedenen Demonstrations- und industriellen Produktionsanlagen eingesetzt. Bereits in den 1990er-Jahren existierte eine Anlage in Neuseeland. In Chile (Haru Oni) befindet sich aktuell eine MtG-Anlage im Bau, die ab 2026 planmäßig 410.000 t/a produzieren soll. Derzeit beträgt die Produktionskapazität jedoch nur knapp 100 t Benzin pro Jahr⁴, versorgt mit biogenem CO₂ aus einer nahegelegenen Brauerei. Die Installation einer Direct Air Capture Anlage zur Versorgung mit CO₂ soll im Laufe des Jahres 2025 abgeschlossen werden⁵. Die im Modell verwendeten Prozessdaten kommen von der Chemieanlagenbau Chemnitz GmbH und wurden in einer FVV-Studie erhoben (Kramer et al. 2022). Der

⁴ <https://www.hifglobal.com/locations/hif-haru-oni> (26.06.2025)

⁵ <https://www.hifglobal.com/media/news-description/2024/12/12/02-hif-global-begins-installation-of-the-first-direct-air-capture-unit-in-chile> (26.06.2025)

Wirkungsgrad bezogen auf den Heizwert (Benzin-Produktion bezogen auf Methanol-Einsatz) beträgt dabei 82 %.

Abbildung 9: Prozessschema der MtG-Synthese.



Quelle: Eigene Darstellung, ifeu.

Für den Bau und Rückbau der Anlagen wurde der generische Datensatz „chemical factory construction, organics“ aus der LCA-Datenbank ecoinvent (ecoinvent 2024; Wernet et al. 2016) verwendet, der durch eine von (Schemme 2020) vorgeschlagene Materialliste ergänzt wurde. Details finden sich in der Excel-Tabelle in im separaten technischen Anhang.

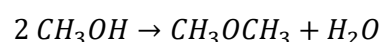
Tabelle 15: Ausgewählte Betriebsparameter der Benzinherstellung über den Methanol-to-Gasoline-Prozess.

	Einheit	Wert	Quelle
Input			
Methanol	kg	2,67	Kramer et al. 2022
Strom	kWh	0,046	Schemme 2020
Output			
Benzin	kg	1	
Überschuss-Dampf	MJ	2,94	Schemme 2020
Wasser als Nebenprodukt	kg	1,23	Schemme 2020

Quelle: (Kramer et al. 2022; Schemme 2020)

2.11 Dimethylether-Synthese

Dimethylether wird durch katalytische Kondensation von Methanol unter Freisetzung von Wasser nach dem folgenden Reaktionsschema erzeugt.:



Die Reaktion an einem Aluminium-Katalysator ist hoch selektiv, d. h. es entstehen praktisch keine Nebenprodukte. Dadurch liegt der Wirkungsgrad der Reaktion bezogen auf den Heizwert bei nahezu 100 %.

Für den Bau und Rückbau der Anlagen wurde der generische Datensatz „chemical factory construction, organics“ aus der LCA-Datenbank ecoinvent (ecoinvent 2024; Wernet et al. 2016) verwendet, der durch eine von (Schemme 2020) vorgeschlagene Materialliste ergänzt wurde. Details finden sich in der Excel-Tabelle im separaten technischen Anhang.

Tabelle 16: Ausgewählte Betriebsparameter der Herstellung von Dimethylether (DME).

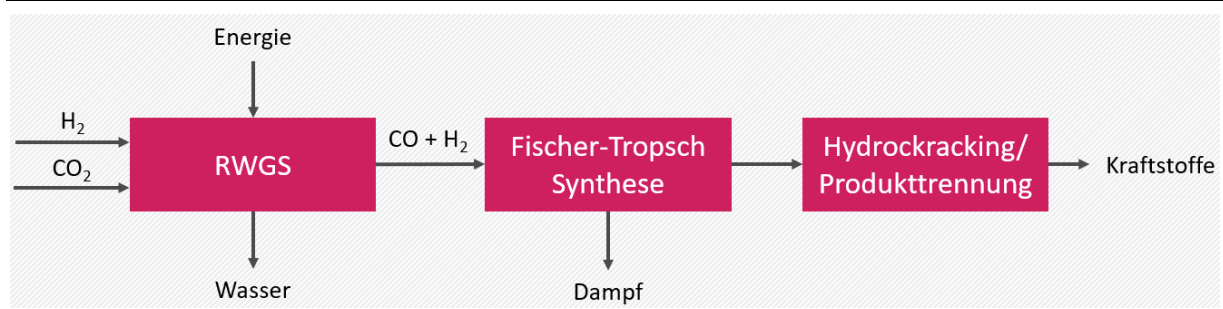
	Einheit	Wert	Quelle
Input			
Methanol	kg	1,43	(Schemme 2020)
Strom	kWh	0,0014	(Schemme 2020)
Dampf	MJ	1,946	(Schemme 2020)
Output			
DME	kg	1	
Überschuss-Dampf	MJ	0,571	(Schemme 2020)
Wasser als Nebenprodukt	kg	0,391	(Schemme 2020)

Quelle: (Schemme 2020)

2.12 Fischer-Tropsch-Synthese

In der Fischer-Tropsch-Synthese werden langkettige Kohlenwasserstoffe aus den einfachen Grundbausteinen Wasserstoff und CO₂ zusammengesetzt. In einem ersten Schritt wird aus CO₂ und H₂ über eine Reverse-Wassergas-Shift (RWGS)-Reaktion Synthesegas, eine Mischung aus CO und H₂ erzeugt. Das Synthesegas wird bei Temperaturen von 210–340 °C über Eisen- und Kobaltkatalysatoren zu einem Gemisch aus langkettigen Kohlenwasserstoffen umgesetzt (Rosental et al. 2024). Die Zusammensetzung der Syntheseprodukte variiert je nach Reaktionsbedingungen, Reaktortyp und Synthesegas-Mischungsverhältnis (CO:H₂ = 1:2 bis 1:20). Die freiwerdende Reaktionswärme kann durch Integration in anderen Prozessen genutzt werden.

Abbildung 10: Prozessschema der Fischer-Tropsch-Synthese über RWGS.

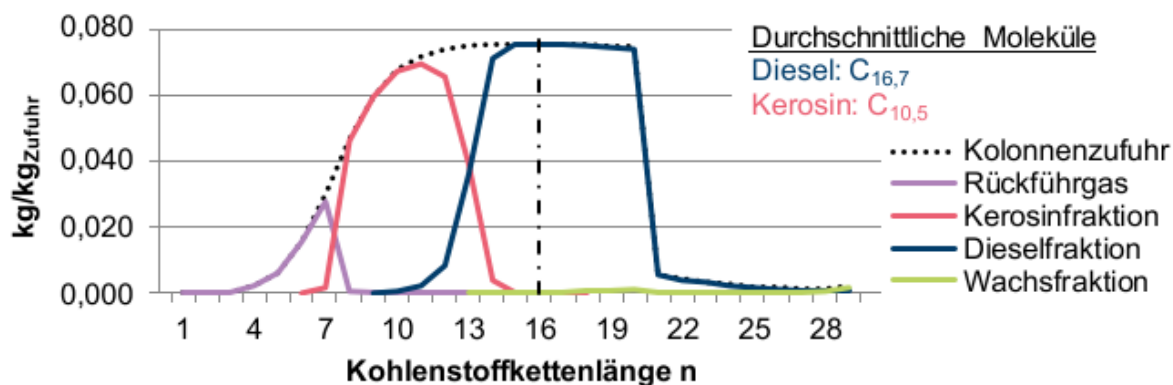


Quelle: Eigene Darstellung, ifeu.

Die Fischer-Tropsch-Synthese liefert vor allem langkettige Kohlenwasserstoffe und produziert damit zum größten Teil Benzin, Kerosin und Diesel. In einer beispielhaften Massenbilanz aus (Schemme 2020) entspricht dies einer Produktmenge von etwa 19 Gew.-% (jede Kohlenstoff-Kettenlänge mit einem Anteil zwischen 0,2 % und 0,6 %). Gleichzeitig werden 40 Gew.-% Wasser als Abfall erzeugt. Ein Teil des eingesetzten CO wird während der Reaktion zu CO₂ oxidiert (24 Gew.-%) und ein weiterer Teil des CO (10 Gew.-%) wird nicht umgesetzt. Als Nebenprodukte entstehen Methan (5,5 Gew.-%) und Wachse / Schweröle mit einer Kettenlänge von mehr als 48 Kohlenstoffatomen (ca. 2,0 Gew.-%). Die Produktverteilung ist in Abbildung 11 dargestellt. Das Gasprodukt wird dem Reformer und das Wachs einem Hydrocracker zugeführt, so dass als Produkte nur Kerosin und Diesel verbleiben. Die Kettenwachstumswahrscheinlichkeit und damit die Produktverteilung sind über das H₂/CO-

Verhältnis, die Katalysatorzusammensetzung sowie über die Temperatur in Richtung Kerosin- oder Dieselfraktion verschiebbar (Schemme 2020). Die Lasten des FT-Prozesses und der nachgeschalteten Raffinierung werden nach Heizwert der Produkte (und den produzierten Mengen) alloziert (Abschnitt 4.1.3)

Abbildung 11: Produktverteilung der atmosphärischen Destillation des FT-Verfahrens



Quelle: (Schemme 2020)

Das Rohprodukt wird meist in einem Hydrocracker und einer Produktaufbereitung/-raffination veredelt. Da sich aus der Synthese eine breite Produktverteilung ergibt und die Fraktionen Benzin, Diesel und Kerosin nach der Synthese durch die Produktaufbereitung voneinander getrennt werden, werden in dieser Arbeit alle drei Energieträger gemeinsam mit demselben Produktionsaufwand bewertet. Die wichtigsten Betriebsparameter der Fischer-Tropsch-Synthese sind in Tabelle 17 dargestellt.

Direkte Emissionen in die Luft aus der FT-Synthese sind vor allem durch die Verbrennung von nicht umgesetzten Gasen und Nebenprodukten zu erwarten (CO , CO_2 , NO_x , VOC, etc.), bisher allerdings nicht quantifiziert worden. Zu Emissionen ins Wasser liegen keine Informationen vor (Rosental et al. 2024).

Für den Bau und Rückbau der Anlagen wurde ein vereinfachter Datensatz bestehend aus Edelstahl, Baustahl und Beton, sowie einem Co/Zeolith-Katalysator verwendet, wie in der verwendeten Literaturquelle angegeben (Schemme 2020). Details finden sich in der Excel-Tabelle im separaten technischen Anhang.

Tabelle 17: Ausgewählte Betriebsparameter der Herstellung von flüssigen Energieträgern über Fischer-Tropsch-Synthese.

	Einheit	Wert	Quelle
Input			
CO_2	kg	3,14	Liebich et al. 2020a
Wasserstoff	kg	0,49	Kramer et al. 2021
Strom	kWh	0,30	Schemme 2020
Prozesswasser	kg	3,73	Liebich et al. 2020a
Kühlwasser	kg	161	Liebich et al. 2020a
Output			
FT-Kraftstoff	kg	1	

	Einheit	Wert	Quelle
Überschuss-Dampf	MJ	13,2	Annahme: Wärmerückgewinnung 70 %

Quelle: (Kramer et al. 2021; Liebich et al. 2020a; Schemme 2020)

2.13 Produktionsanlagen und Infrastruktur

Der Bau sowie der Rückbau der Anlagen zur Produktion der PtGLS-Produkte wurden in der Betrachtung der Umweltwirkungen berücksichtigt, ebenso die verwendeten Katalysatoren. Die Materialbedarfe wurden verteilt auf die Gesamtmenge an Produkt, die über die Lebensdauer der Anlage hergestellt wird. Diese ergibt sich aus der Multiplikation von Lebensdauer, Produktionskapazität und Betriebsstunden pro Jahr. Die Darstellung der einzelnen Produktionsanlagen ist an dieser Stelle zu umfangreich, die Daten können der Excel-Tabelle im separaten technischen Anhang entnommen werden. Tabelle 18 gibt einen Überblick über die angenommenen Parameter zur Bestimmung der Lebenszeit-Produktion.

Großtechnische Anlagen zur Ammoniak-Produktion und zur Methan-Dampfreformierung werden direkt mit dem ecoinvent-Prozess „market for chemical factory, organics“ abgebildet.

Tabelle 18: Parameter zur Bestimmung der Lebenszeit-Produktion der untersuchten Prozesse.

	Produktionskapazität	Lebensdauer (a)	Betriebsstunden pro Jahr (h/a)	Quelle
PEMEL-Elektrolyse Stack	1 MWel	13,25	4.000	Smolinka et al. 2018
PEMEL-Elektrolyse BoP	1 MWel	21	4.000	Smolinka et al. 2018
AEL-Elektrolyse Stack	1 MWel	17,5	4.000	Smolinka et al. 2018
AEL-Elektrolyse BoP	1 MWel	28	4.000	Smolinka et al. 2018
CO ₂ Direct Air Capture System	100 kt CO ₂ /a	20	4.000	Deutz und Bardow 2021
Methanreformierung (SMR und ATR)	50 kt/a	50	8.000	
Methanpyrolyse	k. A.	20	8.000	Hermesmann und Müller 2022
Methansynthese-Anlage	180 t CH ₄ /a	20	8.000	Zhang et al. 2020
Methanolsynthese-Anlage	50 kt/a	20	8.000	Hank et al. 2019
MtG-Anlage	50 kt/a	20	8.000	Hank et al. 2019
DME	50 kt/a	20	8.000	Hank et al. 2019
FT-Anlage	600 kt/a	20	8.000	Van der Giesen et al. 2014

k. A.: keine Angabe

Quelle: (Deutz und Bardow 2021; van der Giesen et al. 2014; Hank et al. 2019; Hermesmann und Müller 2022; Smolinka et al. 2018; Zhang et al. 2020)

Bei Elektrolyseuren wird von einer Entwicklung der Lebensdauer in den kommenden Jahren ausgegangen. Die Annahmen zu Lebensdauern von Stacks und Elektrolyseur-Systemen sind in

Tabelle 19 und Tabelle 20 dargestellt. Die Werte basieren auf (Smolinka et al. 2018) und enthalten die Annahme von 4.000 Vollaststunden für die Elektrolyse pro Jahr.

Tabelle 19: Lebensdauern der modellierten Elektrolysetechniken, Stack.

Elektrolysetechnik	Lebensdauer Stack [1.000 Stunden]			
	Jahr	2017	2025	2030
Alkalische Elektrolyse		56	70	80
Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse		44	53	60

Quelle: abgeleitet aus (Smolinka et al. 2018)

Tabelle 20: Lebensdauern der modellierten Elektrolysetechnologien, System.

Elektrolysetechnik	Lebensdauer System [Jahre]			
	Jahr	2017	2025	2030
Alkalische Elektrolyse		27	28	29
Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse		20	21	22

Quelle: abgeleitet aus (Smolinka et al. 2018)

2.14 Transport

Transportprozesse werden mit fossilen Kraftstoffen versorgt. Dies entspricht dem aktuellen Stand der Technik. Der Einsatz der transportierten PtGLS-Produkte als Kraftstoff wird in den Zielszenarien in Abschnitt 5 diskutiert.

Für die Transporte von PtGLS-Produkten aus dem außereuropäischen Ausland nach Deutschland werden folgende Möglichkeiten angenommen:

- ▶ Flüssige und verflüssigte Energieträger (Synthetisches Benzin, Diesel, DME, Methanol, Ammoniak) werden per Tankschiff transportiert. Im Fall von Ammoniak wird ein Verlust durch „Boil-off-Gas“ von 0,025 % pro Tag angenommen (de Kleijne et al. 2024), der in die Atmosphäre emittiert wird, da derzeit noch keine NH₃-betriebenen Schiffe am Markt sind.
- ▶ Synthetisches Erdgas wird per Pipeline transportiert, sofern Pipelines existieren oder geplant sind (950 mm Durchmesser, 10 mm Wandstärke, Lebensdauer 40 Jahre). Alternativ wird ein Transport verflüssigt per Schiff, analog heutiger Flüssiggas-Transporte angenommen. In diesem Fall wird von einem Methan-Slip im Motor in Höhe von 1-3 % des Treibstoffes ausgegangen, der in die Atmosphäre emittiert wird.
- ▶ Als Standard-Methode zum Transport von Wasserstoff wird in dieser Studie Ammoniak als Wasserstoff-Träger angenommen, sofern auf der Transportroute keine Wasserstoff-Pipeline existiert. In diesem Fall werden die Ammoniak-Synthese (s. Abschnitt 2.6), der Ammoniak-Transport (s. o.) und die Ammoniakspaltung (s. Abschnitt 2.7) berücksichtigt. Folgende Alternativen werden untersucht:
 - Wasserstoff-Pipeline für kurze bis mittlere Distanzen (bis 3.000 km). Die Verdichter werden mit Netzstrom betrieben (Verdichter alle 125 km, jeweils 0,3 kWh/kg H₂). Die Stromversorgung erfolgt mit dem Strommix des Produktionslandes. Daten der H₂-Pipeline sind: 1220 mm Durchmesser, Wandstärke 30 mm, Lebensdauer 40 Jahre (Tsiklios et al. 2022).

- Transport verflüssigten Wasserstoffs per Schiff. In diesem Fall wird das Schiff mit Boil-off-Gas betrieben.
- Transport des flüssigen Wasserstoff-Trägers LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) per Schiff mit Rücktransport des „leeren“ LOHC (Cho et al. 2024; Wulf et al. 2018).
- Transport des flüssigen Wasserstoff-Trägers Dimethylether per Schiff mit Rücktransport von CO₂ (mit Verflüssigung des CO₂, Annahme 3 % CO₂-Verlust).

Der Wasserstoff-Gehalt in diesen Trägersubstanzen variiert erheblich: LOHC enthält 6,2 Gew.-% H₂, NH₃ enthält 17,6 Gew.-% H₂, DME enthält 26,1 Gew.-% H₂. Dies beeinflusst den Transportaufwand pro Kilogramm H₂.

2.15 Wasseraufbereitung

Die Wasser-Bedarfe der einzelnen Prozessschritte sind in den jeweiligen Prozess-Beschreibungen dargestellt. Grundsätzlich wurde für die Bereitstellung von Prozesswasser der generische Datensatz “market for water, deionised” aus der ecoinvent Datenbank (ecoinvent 2024; Wernet et al. 2016) verwendet. Dieser beschreibt die Bereitstellung von vollentsalztem Wasser (VE-Wasser) mit einer Leitfähigkeit von 0.1-1 µS/cm² aus Grund- und Oberflächenwasser. Der Strombedarf liegt bei ca. 0.03 kWh/m³.

Für die Meerwasser-Entsalzung wird der ecoinvent-Prozess “tap water production, seawater reverse osmosis, conventional pretreatment, baseline module, single stage” verwendet, der einen Strombedarf von ca. 3.7 kWh/m³ ansetzt und auch Emissionsdaten der konzentrierten Permeatlösung enthält.

2.16 CO₂-Speicherung inklusive Kompression und Transport

Wird Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Erdgas gewonnen (Abschnitt 2.3), wird das dabei entstehende CO₂ aufgefangen, verflüssigt zu einem geeigneten Speicherort transportiert und dort in tiefliegende Gesteinsschichten verpresst. In dieser Studie werden zwei Optionen beispielhaft betrachtet:

- ▶ die Abscheidung an der Anlage, den Transport per CO₂-Leitung über eine Entfernung von 200 km und die Verpressung in einer Tiefe von 1000 m in einem salinen Aquifer.
- ▶ die Abscheidung an der Anlage, den Transport per Schiff über 50 km und die Verpressung in einer ehemaligen Gaslagerstätte.

Die Aufwendungen für die Verflüssigung, den Transport per CO₂-Leitung und das Verpressen sind Volkart et al. (2013) entnommen. Darin auch der Aufwand für die Infrastruktur (Pumpen, Turbinen, Tanks für die Verflüssigung; Bau und Unterhalt der CO₂-Leitung; Bohrloch und Kompressoren zur Verpressung) enthalten. Die Aufwendungen für den Schiffstransport sind aus Roussanaly et al. (2021) entnommen und enthalten auch Bau und Instandhaltung des Schiffes.

2.17 Zusätzliche Anlagen

Betriebsdaten für die folgenden zusätzlichen Prozesse sind in der Modellierung enthalten und werden im Detail in einer Excel-Tabelle als separater Anhang bereitgestellt.

- ▶ Verflüssigung von Methan
 - Strombedarf Verflüssigung 0,08 kWh/kg SNG

- Energiebedarf durch Verbrennung von Methan in Gasturbine: 5,2 MJ/kg SNG zur Verflüssigung, 0,25 MJ/ kg SNG zur Regasifizierung
- Methan-Verlust: 0,05 %
- ▶ Verflüssigung und Regasifizierung von Wasserstoff:
 - Strombedarf: 8,5 kWh/kg H₂ zur Verflüssigung, 0,75 kWh/kg H₂ zur Regasifizierung
 - Wasserstoff-Verlust: 7,1 %
- ▶ Verflüssigung von Ammoniak:
 - Strombedarf Verflüssigung und Beladung: 0,08 kWh/kg NH₃ (de Kleijne 2024)

3 Prozessketten zur Herstellung von PtGLS-Produkten

In diesem Projekt wird für jedes der untersuchten PtGLS-Produkte ein Basispfad festgelegt, der zum heutigen Zeitpunkt eine realistische Kombination aus Produktionsstandort, Stromquelle, Synthesetechnik und Transportmethode darstellt. Darüber hinaus werden Varianten der Basispfade untersucht, die den Einfluss von verschiedenen Parametern auf die Umweltwirkungen, weitere mögliche Entwicklungen sowie zum Teil Extremfälle von Prozessketten der PtGLS-Produkte darstellen sollen. Die Prozessketten und ihre Variationen werden in den folgenden Abschnitten im Detail vorgestellt. Eine Übersicht über alle Varianten ist in Tabelle 21 aufgelistet.

Die Basisfälle beschreiben dabei die Herstellung der PtGLS-Produkte Wasserstoff, Ammoniak, SNG, Methanol, Dimethylether und Kraftstoffe (allg. „FT“) in der MENA-Region mit Wasserstoff aus alkalischer Elektrolyse und Strom aus erneuerbaren Energien. Gegebenenfalls benötigtes CO₂ wird aus DAC gewonnen und die Endprodukte nach Deutschland transportiert. Der Transport und die (ggf. anfallende) Umwandlung von H₂-Trägern zurück zu Wasserstoff erfolgen mit herkömmlichen Techniken (z. B. mit fossilen Energieträgern betriebenen Tankern) und Netzstrom (z. B. für Ammoniak-Spaltung).

Variiert wurden (*Basisfälle in kursiv*)

- Transportentfernung (400 km, 2.000 km, *4.000 km*, 10.000 km, 19.000 km)
- Transportmethode (*Schiff*, Pipeline)
- Wasserstoff-Träger/Zustand für den Transport (gasförmig, verflüssigt, *Ammoniak*, LOHC, DME)
- Stromquelle zur Elektrolyse (*EE-Mix*, Versorgungsmix Graustrom, 100 % Wind, 100 % PV, 100 % CSP), einschließlich der Stromspeicherung
- Herstellungsmethode Wasserstoff (*AEL*, PEMEL, SMR+CCS, ATR+CCS, Methanpyrolyse)
- Herstellungsmethode Ammoniak (mit *grünem H₂*, mit blauem H₂)
- Herstellungsmethode flüssige Kohlenwasserstoffe (*FT-Synthese*, Methanol, DME, Methanol-to-Gasoline)
- CO₂-Quelle (*Direct Air Capture*, Müllverbrennungsanlage, Zementwerk, aus Biomethan-Aufbereitung)
- Standorte (*MENA-Region*, Deutschland, Australien, Chile, USA, Canada, Südafrika, Spanien, Dänemark)

Alle Basisfälle und Varianten erhalten eine fortlaufende Nummer sowie eine Kurzbezeichnung der relevanten Parameter, um eine einfache Lesbarkeit der Ergebnisgrafiken zu gewährleisten.

Lesebeispiel für die Variantenbezeichnungen

- „B-01: H₂, MENA, EE-Mix, AEL, NH₃, Schiff & Spaltung“: Beschreibt die Herstellung von Wasserstoff mit standortspezifischem EE-Strom-Mix im Basisfall in der MENA-Region, die Synthese und den Transport via Ammoniak in Schiffen und die anschließende Rückwandlung in Wasserstoff durch Ammoniakspaltung in Deutschland.

- „V-09: H2, DE, EE-Strom DE, GH2, Pipeline“: Beschreibt die Herstellung von Wasserstoff in der Variante 09 in Deutschland, mit der Nutzung von standortspezifischem EE-Strom-Mix und dem Transport als gasförmiger Wasserstoff in einem Pipeline-Netz über eine Distanz von 400 km.

Eine Übersicht über alle Varianten ist in Tabelle 21 aufgelistet. Basisfälle und Varianten wurden so festgelegt, dass eine möglichst große Bandbreite aus technologischen Kombinationen und Lieferketten abgebildet werden konnten. Dabei wurden sowohl „minimal“ und „maximal“ Varianten auf Grundlage von Erkenntnissen aus vorangegangenen Projekten (Biemann et al. 2024; Dittrich et al. 2025; Liebich et al. 2020a), als auch politisch relevante und auf internationalen Vereinbarungen basierende Pfade abgebildet.

Tabelle 21: Übersicht der Bereitstellungspfade für PtGLS-Produkte.

Nr.	Typ	Produkt	Standort	Strom	Verfahren	CO ₂	PtGLS-Synthese/ H ₂ -Träger	Transport	Kurzbezeichnung
B-01	Basisfall "Status Quo"	H2	MENA	EE-Mix	AEL	-	NH3	Schiff & Spaltung	B-01: H2, MENA, EE-Mix, AEL, NH3, Schiff & Spaltung
B-02	Basisfall "Status Quo"	NH3	MENA	EE-Mix	AEL	-	NH3	Schiff	B-02: NH3, MENA, EE-Mix, AEL, NH3, Schiff
B-03	Basisfall "Status Quo"	SNG	MENA	EE-Mix	AEL	DAC	SNG	LNG Schiff	B-03: SNG, MENA, EE-Mix, AEL, DAC, SNG, LNG Schiff
B-04	Basisfall "Status Quo"	MeOH	MENA	EE-Mix	AEL	DAC	MeOH	Schiff	B-04: MeOH, MENA, EE-Mix, AEL, DAC, MeOH, Schiff
B-05	Basisfall "Status Quo"	DME	MENA	EE-Mix	AEL	DAC	DME	Schiff	B-05: DME, MENA, EE-Mix, AEL, DAC, DME, Schiff
B-06	Basisfall "Status Quo"	FT	MENA	EE-Mix	AEL	DAC	FT	Schiff	B-06: FT, MENA, EE-Mix, AEL, DAC, FT, Schiff
V-07	Variante	H2	MENA	Gr-Mix	SMR + CCS	-	NH3	Schiff & Spaltung	V-07: H2, MENA, Gr-Mix, SMR + CCS, NH3, Schiff & Spaltung
V-08	Variante	H2	MENA	Gr-Mix	Pyrolyse	-	NH3	Schiff & Spaltung	V-08: H2, MENA, Gr-Mix, Pyrolyse, NH3, Schiff & Spaltung
V-09	Variante	H2	DE	EE-Mix	AEL	-	GH2	Pipeline	V-09: H2, DE, EE-Mix, AEL, GH2, Pipeline
V-10	Variante	H2	MENA	EE-Mix	AEL	-	GH2	Pipeline	V-10: H2, MENA, EE-Mix, AEL, GH2, Pipeline
V-11	Variante	H2	MENA	EE-Mix	AEL	-	LH2	Schiff & Regasifizierung	V-11: H2, MENA, EE-Mix, AEL, LH2, Schiff & Regasifizierung
V-12	Variante	H2	MENA	EE-Mix	AEL	-	LOHC	Schiff & Spaltung	V-12: H2, MENA, EE-Mix, AEL, LOHC, Schiff & Spaltung

Nr.	Typ	Produkt	Standort	Strom	Verfahren	CO ₂	PtGLS-Synthese/ H ₂ -Träger	Transport	Kurzbezeichnung
V-13	Variante	H2	MENA	EE-Mix	AEL	-	DME	Schiff & Spaltung	V-13: H2, MENA, EE-Mix, AEL, DME, Schiff & Spaltung
V-14	Variante	H2	MENA	Gr-Mix	AEL	-	NH3	Schiff & Spaltung	V-14: H2, MENA, Gr-Mix, AEL, NH3, Schiff & Spaltung
V-15	Variante	H2	MENA	PV	AEL	-	NH3	Schiff & Spaltung	V-15: H2, MENA, PV, AEL, NH3, Schiff & Spaltung
V-16	Variante	H2	MENA	CSP	AEL	-	NH3	Schiff & Spaltung	V-16: H2, MENA, CSP, AEL, NH3, Schiff & Spaltung
V-17	Variante	H2	MENA	Wind Küste	AEL	-	NH3	Schiff & Spaltung	V-17: H2, MENA, Wind Küste, AEL, NH3, Schiff & Spaltung
V-18	Variante	H2	MENA	EE +Speicher	AEL	-	NH3	Schiff & Spaltung	V-18: H2, MENA, EE+Speicher, AEL, NH3, Schiff & Spaltung
V-19	Variante	H2	MENA	EE-Mix	ATR + CCS	-	NH3	Schiff & Spaltung	V-19: H2, MENA, EE-Mix, ATR + CCS, NH3, Schiff & Spaltung
V-20	Variante	H2	MENA	EE-Mix	PEMEL	-	NH3	Schiff & Spaltung	V-20: H2, MENA, EE-Mix, PEMEL, NH3, Schiff & Spaltung
V-21	Variante	H2	MENA	EE-Mix	AEL	-	EE-NH3	Schiff & Spaltung	V-21: H2, MENA, EE-Mix, AEL, EE-NH3, Schiff & Spaltung
V-22	Variante	NH3	DE	EE-Mix	AEL	-	NH3	Lkw	V-22: NH3, DE, EE-Mix, AEL, NH3, Lkw
V-23	Variante	SNG	DE	EE-Mix	AEL	DAC	SNG	-	V-23, SNG, DE, EE-Strom DE
V-24	Variante	SNG	DE	EE-Mix	AEL	Bio- methan	SNG	-	V-24, SNG, DE, EE-Strom DE, Biomethan
V-25	Variante	SNG	MENA	EE-Mix	AEL	DAC	SNG	Pipeline	V-25, SNG, MENA, Pipeline

Nr.	Typ	Produkt	Standort	Strom	Verfahren	CO ₂	PtGLS-Synthese/ H ₂ -Träger	Transport	Kurzbezeichnung
V-26	Variante	SNG	AU	EE-Mix	AEL	DAC	SNG	LNG Schiff	V-26, SNG, AU, EE-Strom AU, LNG Schiff
V-27	Variante	MeOH	DE	EE-Mix	AEL	DAC	MeOH	Lkw	V-27, MeOH, DE, EE-Strom DE, Lkw
V-28	Variante	MeOH	AU	EE-Mix	AEL	DAC	MeOH	Schiff	V-28, MeOH, AU, EE-Strom AU, Schiff
V-29	Variante	DME	DE	EE-Mix	AEL	DAC	DME	Lkw	V-29, DME, DE, EE-Strom DE, Lkw
V-30	Variante	DME	AU	EE-Mix	AEL	DAC	DME	Schiff	V-30, DME, AU, EE-Strom AU, Schiff
V-31	Variante	FT	MENA	Gr-Mix	AEL	DAC	FT	Schiff	V-31: FT, MENA, Gr-Mix, AEL, DAC, FT, Schiff
V-32	Variante	FT	MENA	PV	AEL	DAC	FT	Schiff	V-32: FT, MENA, PV, AEL, DAC, FT, Schiff
V-33	Variante	FT	MENA	CSP	AEL	DAC	FT	Schiff	V-33: FT, MENA, CSP, AEL, DAC, FT, Schiff
V-34	Variante	FT	MENA	Wind Küste	AEL	DAC	FT	Schiff	V-34: FT, MENA, Wind Küste, AEL, DAC, FT, Schiff
V-35	Variante	FT	MENA	EE +Speicher	AEL	DAC	FT	Schiff	V-35: FT, MENA, EE+Speicher, AEL, DAC, FT, Schiff
V-36	Variante	FT	MENA	EE-Mix	AEL	Zement	FT	Schiff	V-36: FT, MENA, EE-Mix, AEL, Zement, FT, Schiff
V-37	Variante	FT	MENA	EE-Mix	AEL	MVA	FT	Schiff	V-37: FT, MENA, EE-Mix, AEL, MVA, FT, Schiff
V-38	Variante	MtG	MENA	EE-Mix	AEL	DAC	MtG	Schiff	V-38: MtG, MENA, EE-Mix, AEL, DAC, MtG, Schiff

Nr.	Typ	Produkt	Standort	Strom	Verfahren	CO ₂	PtGLS-Synthese/ H ₂ -Träger	Transport	Kurzbezeichnung
V-39*	Variante	MeOH	ZA	Wind Küste	AEL	DAC	MeOH	Schiff	V-39: MeOH, ZA, Wind Küste, AEL, DAC, MeOH, Schiff
V-40*	Variante	MeOH	ZA	PV	AEL	DAC	MeOH	Schiff	V-40: MeOH, ZA, PV, AEL, DAC, MeOH, Schiff
V-41*	Variante	H2	DK	Wind Küste	AEL	-	GH2	Pipeline	V-41: H2, DK, Wind Küste, AEL, GH2, Pipeline
V-42*	Variante	H2	SP	PV	AEL	-	GH2	Pipeline	V-42: H2, SP, PV, AEL, GH2, Pipeline
V-43*	Variante	H2	SP	Wind Küste	AEL	-	GH2	Pipeline	V-43: H2, SP, Wind Küste, AEL, GH2, Pipeline
V-44*	Variante	FT	ZA	PV	AEL	DAC	FT	Schiff	V-44: FT, ZA, PV, AEL, DAC, FT, Schiff
V-45*	Variante	SNG	CA	Wind Küste	AEL	DAC	SNG	LNG Schiff	V-45: SNG, CA, Wind Küste, AEL, DAC, SNG, LNG Schiff
V-46	Variante	H2	DE	Gr-Mix	ATR + CCS	-	NG aus US	NG per LNG Schiff -	V-46: H2, DE, Gr-Mix, ATR + CCS, NG aus US
V-47	Variante	H2	DE	Gr-Mix	ATR + CCS	-	NG aus NO	NG per Pipeline	V-47: H2, DE, Gr-Mix, ATR + CCS, NG aus NO
V-48	Variante	H2	DE	Gr-Mix	ATR + CCS	-	NG aus QA	NG per LNG Schiff	V-48: H2, DE, Gr-Mix, ATR + CCS, NG aus QA
V-49*	Variante	MeOH	CL	Wind Küste	AEL	DAC	MeOH	Schiff	V-49: MeOH, CL, Wind Küste, AEL, DAC, MeOH, Schiff
V-50*	Variante	MeOH	CL	PV	AEL	DAC	MeOH	Schiff	V-50: MeOH, CL, PV, AEL, DAC, MeOH, Schiff
V-51*	Variante	FT	AU	Wind Küste	AEL	DAC	FT	Schiff	V-51: FT, AU, Wind Küste, AEL, DAC, FT, Schiff

Nr.	Typ	Produkt	Standort	Strom	Verfahren	CO ₂	PtGLS-Synthese/ H ₂ -Träger	Transport	Kurzbezeichnung
V-52*	Variante	FT	AU	PV	AEL	DAC	FT	Schiff	V-52: FT, AU, PV, AEL, DAC, FT, Schiff
V-53*	Variante	SNG	USA	Wind Küste	AEL	DAC	SNG	Schiff	V-53: SNG, USA, Wind Küste, AEL, DAC, SNG, Schiff
V-54*	Variante	SNG	USA	PV	AEL	DAC	SNG	Schiff	V-54: SNG, USA, PV, AEL, DAC, SNG, Schiff
V-55	Variante	H2	DE	Gr-Mix	SMR + CCS	-	NG aus QA	-	V-55: H2, DE, Gr-Mix, SMR + CCS, NG aus QA
V-56	Variante	H2	DE	Gr-Mix	Pyrolyse	-	NG aus QA	-	V-56: H2, DE, Gr-Mix, Pyrolyse, NG aus QA

* Markierte Pfade nur im Anhang dargestellt. Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

3.1 Wasserstoff

Im Basisfall der Wasserstoff-Herstellung und Anlieferung wird eine Produktion von grünem Wasserstoff in der Region Nordafrika/Nahost (MENA, Middle East North Africa) angenommen. Der Wasserstoff wird durch alkalische Elektrolyse (AEL) mit erneuerbarem (EE) Strom erzeugt, nach dem Haber-Bosch-Verfahren in Ammoniak (NH_3) umgewandelt und per Schiff über eine Distanz von 4.000 km transportiert. Nach der Spaltung (Cracking) von Ammoniak in Deutschland liegt der grüne Wasserstoff zur Nutzung vor. Der oberste dargestellte Bereitstellungspfad und die weiteren hellgrünen Prozesse in Abbildung 12 beziehen sich auf den Basisfall.

► **Basisfall B-01: Grüner Wasserstoff: Standort MENA, AEL-Elektrolyse, EE-Strommix, Transport per Schiff (H_2 -Träger NH_3 , 4.000 km)**

Dieser Basisfall wird durch die Variation unterschiedlicher Prozessparameter abgeändert. Die Variationen beziehen sich auf einzelne Prozesse wie Wasserstoff-Produktion, Standorte, Wasserstoff-Träger oder Transporte; sie werden im Folgenden dargestellt.

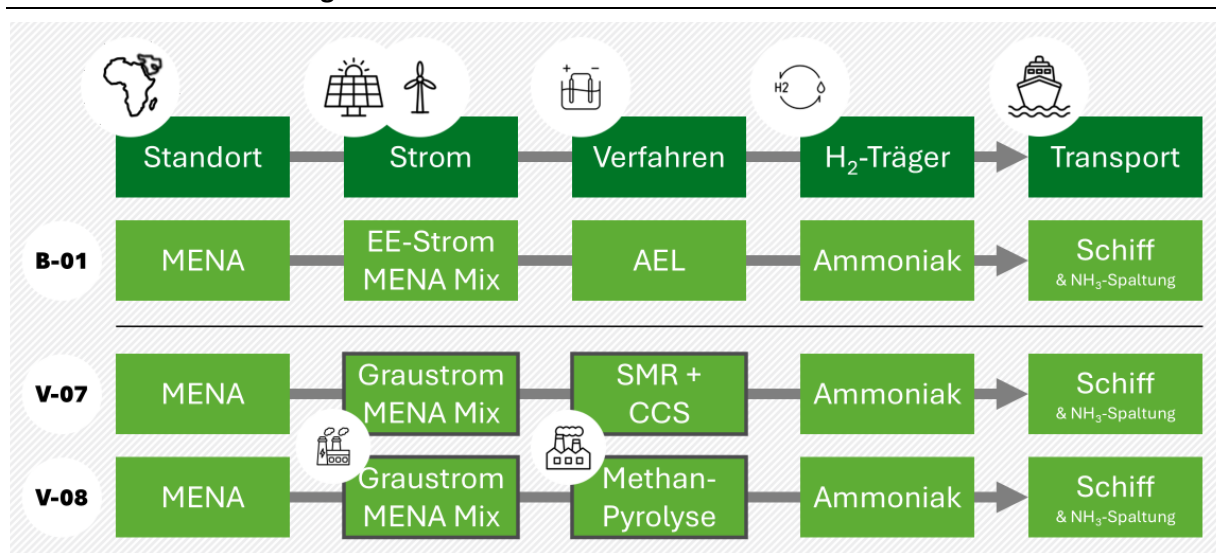
► **Variationen: blauer/türkiser Wasserstoff**

Bei unverändertem Produktions-Standort (MENA) und gleichbleibendem Transport-Modus nach Deutschland (via NH_3 per Schiff) zählt die Wasserstoff-Farbe zu den variierten Parametern. In der Variation V-07 wird blauer Wasserstoff per Dampfreformierung mit CO_2 -Abscheidung produziert. Die Variation V-08 beschreibt die Produktion von türkischem Wasserstoff aus der Methan-Pyrolyse mit anschließender Speicherung des festen Kohlenstoffs. Die variierten Prozesse entlang der Bereitstellungspfade sind in Abbildung 12 durch eine graue Umrandung gekennzeichnet.

► V-07: Blauer Wasserstoff: SMR mit CCS, Transport per Schiff (H_2 -Träger NH_3)

► V-08: Türkiser Wasserstoff: Pyrolyse von Erdgas, C-Speicherung, Transport per Schiff (H_2 -Träger NH_3)

Abbildung 12: Wasserstoff-Bereitstellungspfade nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen blauer/türkiser Wasserstoff. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.

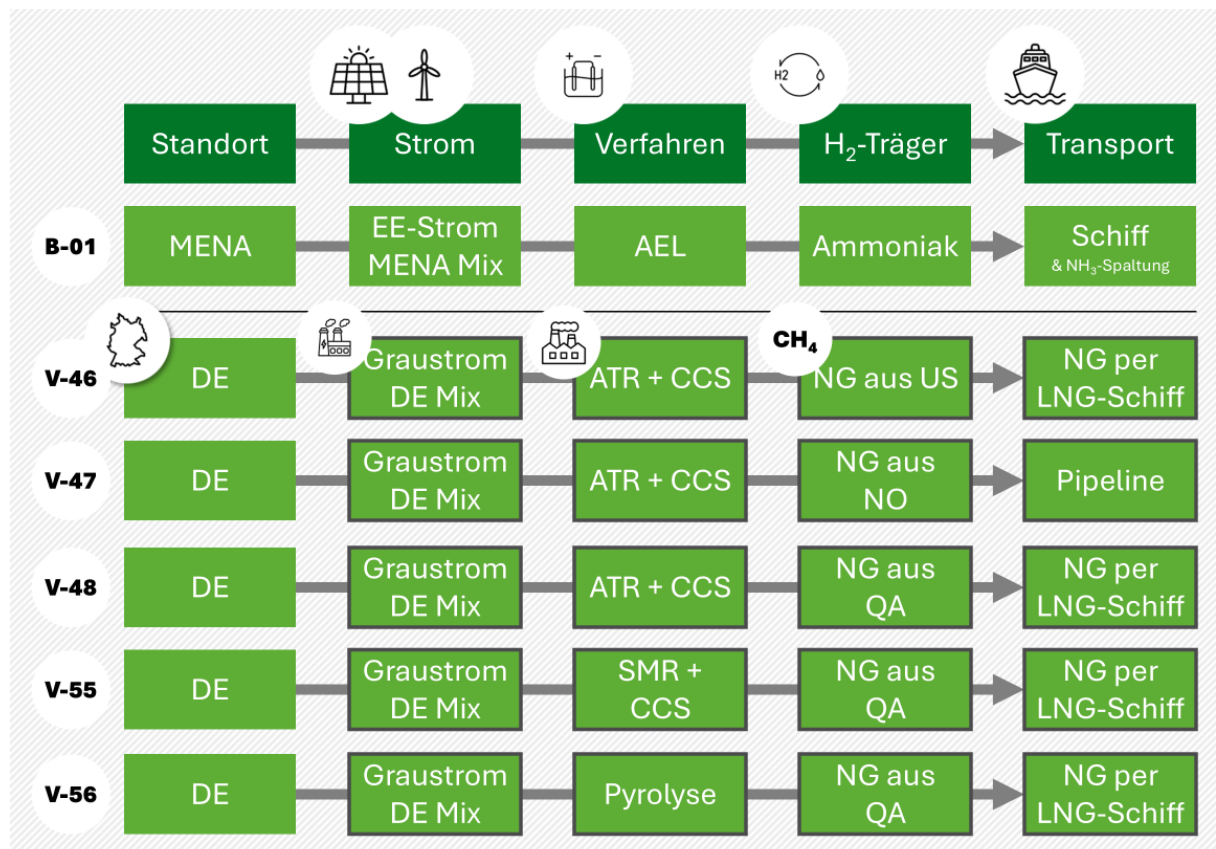


MENA = Naher Osten/Nordafrika.

Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

Zudem wurden fünf Fälle für den Import von Erdgas aus verschiedenen Regionen und einer Wasserstoffherzeugung in Deutschland ergänzt (Abbildung 13). Die Varianten V-46 bis -48 zeigen die Variation der Förderregion mit ATR und CCS als Verfahren, die Varianten V-48, -55 und -56 zeigen die Variation der Wasserstoffherzeugung beim Import von Erdgas aus der MENA-Region, vertreten durch Qatar. In all diesen Varianten wird Graustrom für den Betrieb der Anlagen in Deutschland verwendet.

Abbildung 13: Wasserstoff-Bereitstellungspfade nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen blauer/türkiser Wasserstoff mit Erdgasimport nach Deutschland. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.



MENA = Naher Osten/Nordafrika.

Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

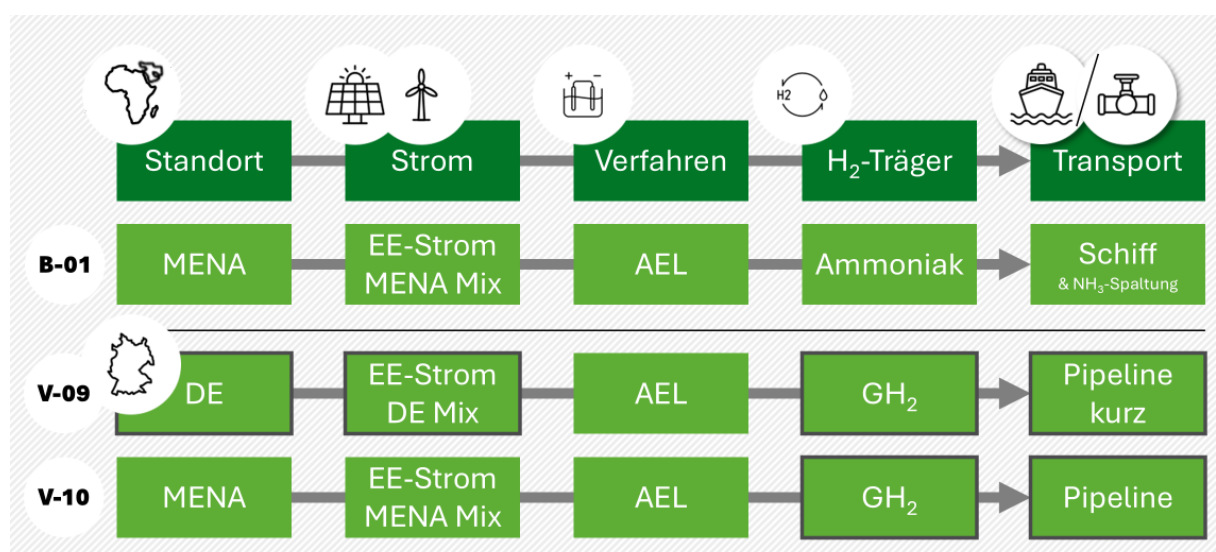
► Variationen: Standort (MENA/DE), Transport von grünem Wasserstoff via Pipeline

Bei unveränderter Produktions-Technik (AEL Elektrolyse) variieren die Produktions-Standorte des grünen Wasserstoffs und somit die entsprechenden erneuerbaren Strommixe und Transportwege. In der Variation V-09 wird grüner Wasserstoff in Deutschland (DE) produziert und per Wasserstoff-Pipeline in gasförmigem Zustand zum Zielort transportiert; die angenommene Pipeline-Distanz beträgt 450 km innerhalb DE. Die Variation V-10 beschreibt die Produktion von grünem Wasserstoff in der MENA-Region, analog dem Basisfall, mit anschließendem Pipelinetransport über eine Distanz von 3.000 km nach DE. Die variierten Prozesse entlang der Bereitstellungspfade sind in Abbildung 14 durch eine graue Umrandung gekennzeichnet.

- V-09: Grüner Wasserstoff (GH₂) aus DE + Pipeline (400 km Transmissions-Netz Hochdruck + 50 km Distribution Niederdruck)

- V-10: Grüner Wasserstoff (GH₂) aus MENA + Pipeline (3.000 km Transmissions-Netz Hochdruck + 50 km Distribution Niederdruck)

Abbildung 14: Wasserstoff-Bereitstellungspfade nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen Standort und Transport (Pipeline). Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.



MENA = Naher Osten/Nordafrika, GH₂ = gasförmiger Wasserstoff.

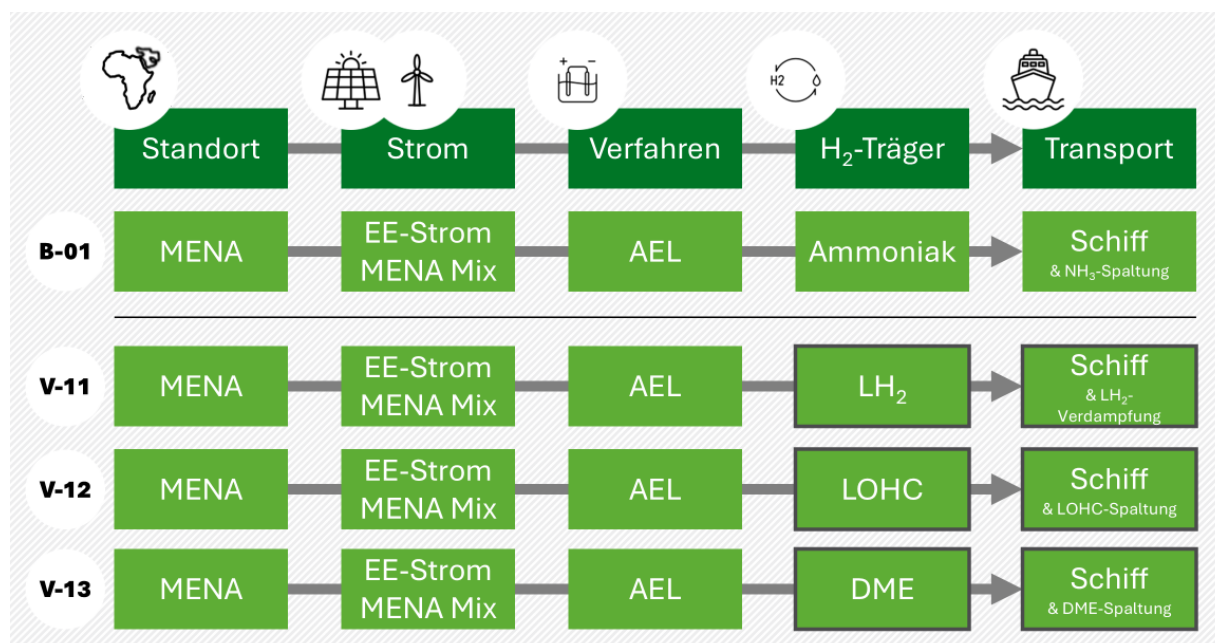
Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

► Variationen: H₂-Träger (LH₂, LOHC, DME) + Schiffstransport 4.000 km

Bei einem Produktionsstandort innerhalb der ursprünglichen Region (MENA) und gleichbleibender Produktion des grünen Wasserstoffs (AEL) wird der Wasserstoffträger variiert. Als mögliche Wasserstoffträger alternativ zu NH₃ werden in V-11 verflüssigter Wasserstoff (LH₂, Liquid H₂), in V-12 flüssiger organischer H₂-Träger (LOHC, Liquid Organic Hydrogen Carrier) und in V-13 Dimethylether (DME) angenommen. In DE wird der Wasserstoff verdampft bzw. aus LOHC und DME durch Spaltung zurückgewonnen. Im Fall eines Transportes in Form von LOHC und DME wird der zur Bindung des Wasserstoffs verwendete Kohlenstoff in Form von „leerem LOHC“ oder CO₂ auf dem Seeweg zum Produktionsstandort (MENA) zurückgeführt. Die variierten Prozesse entlang der Bereitstellungspfade sind in Abbildung 15 durch eine graue Umrandung gekennzeichnet.

- V-11: Grüner Wasserstoff aus MENA + Schiff (LH₂) 4.000 km
- V-12: Grüner Wasserstoff aus MENA + Schiff (H₂-Träger LOHC) 4.000 km mit Rücktransport des „leeren LOHC“ (C-Kreislauf)
- V-13: Grüner Wasserstoff aus MENA + Schiff (H₂-Träger DME) 4.000 km mit Rücktransport des C als CO₂ (C-Kreislauf)

Abbildung 15: Wasserstoff-Bereitstellungspfade nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen H₂-Träger (Schiff, 4.000 km). Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.



MENA = Naher Osten/Nordafrika, LH₂ = Liquid H₂, LOHC = Liquid Organic Hydrogen Carrier, DME = Dimethylether.

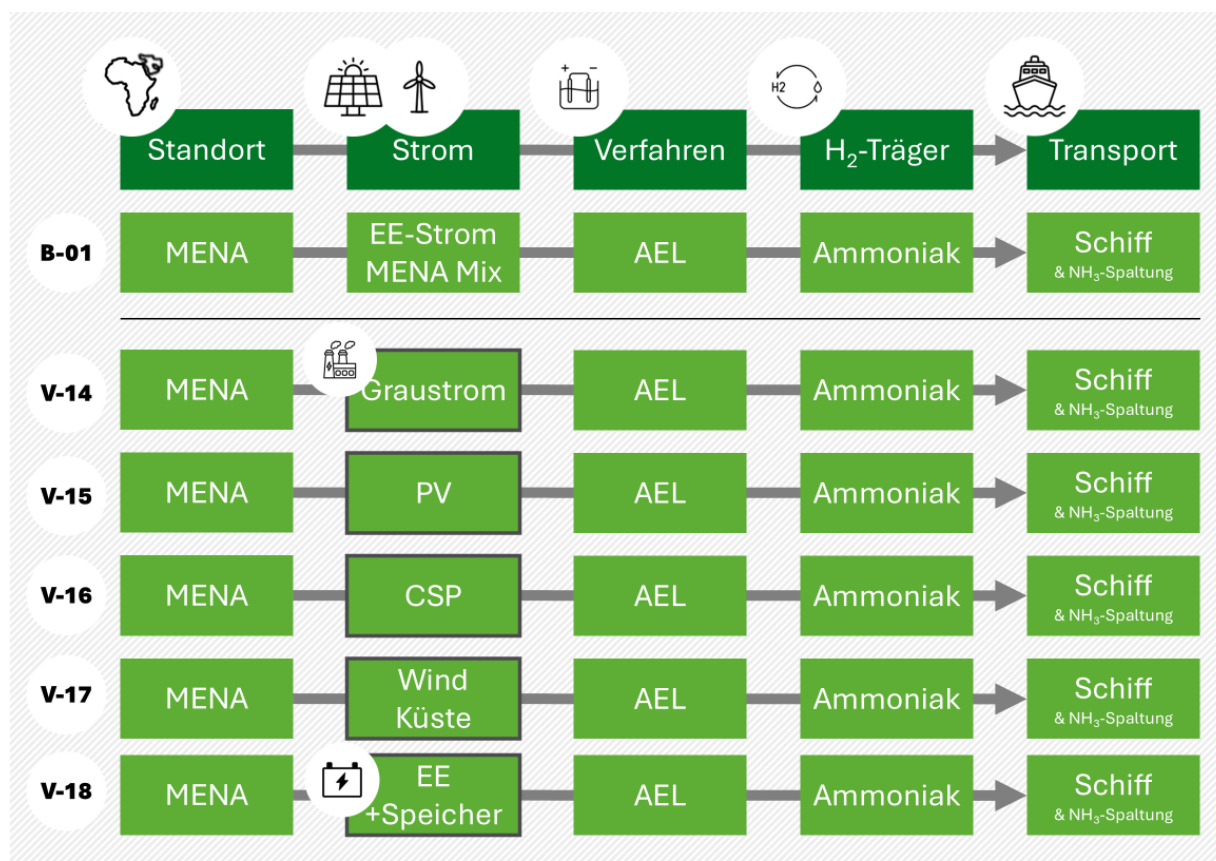
Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

► Variationen: Strommix

Bei unverändertem Produktions-Standort (MENA) und gleichbleibender Herstellung des Wasserstoffs (AEL) wird der genutzte Strommix in der MENA-Region variiert. Die Variationen umfassen sowohl die Nutzung von Graustrom aus dem Versorgungsmix (in V-14) als auch verschiedene erneuerbare Optionen: in V-15 direkt verfügbarer Strom aus Photovoltaik (PV), in V-16 Strom aus konzentrierender Solarenergie (CSP, Concentrated Solar Power), in V-17 Strom aus Windenergie an Küstenstandorten; in V-18 gespeicherter EE-Strom in Redox-Flow-Stromspeichern zu Erhöhung der Vollaststunden-Zahl; Der erzeugte Wasserstoff wird – wie im Basisfall – in Form von NH₃ auf dem Seeweg nach DE transportiert und dort in H₂ umgewandelt. Die variierten Prozesse entlang der Bereitstellungspfade sind in Abbildung 16 durch eine graue Umrandung gekennzeichnet.

- V-14: Versorgungsmix Graustrom des Standortes für alle Prozesse entlang der Prozesskette
- V-15/V-16/V-17: Je 100 % PV, CSP oder WEA (Wind, Küstenstandort) als erneuerbare Extreme mit begrenzter Vollaststunden-Zahl
- V-18: EE-Strommix des Standortes mit Redox-Flow Stromspeicher für 8.600 h-Versorgung der Elektrolyse

Abbildung 16: Wasserstoff-Bereitstellungspfade nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen Stromquellen. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.



MENA = Naher Osten/Nordafrika, CSP = Concentrated Solar Power.

Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

► Variationen: Verfahren autotherme Reformierung mit CCS; PEMEL-Elektrolyseverfahren und grüne Ammoniaksynthese

Zusätzlich zum Basisfall und den vorgestellten Variationen (Produktionsstandort, Strommix, Wasserstoff-Produktionsverfahren, Wasserstoffträger und Transportwege) werden drei zusätzliche Variationen erstellt. Die variierten Prozesse entlang der Bereitstellungspfade sind in Abbildung 17 durch eine graue Umrandung gekennzeichnet.

Die Variante V-19 entspricht einer Wasserstoffproduktion basierend auf der autothermen Reformierung von Methan (ATR). Die Verfahren SMR (in Variante V-07 für H₂) und ATR unterscheiden sich unter anderem signifikant in Bezug auf die Abscheideraten von CO₂ via CCS (s. Tabelle 7).

► V-19: Blauer Wasserstoff: ATR + CCS

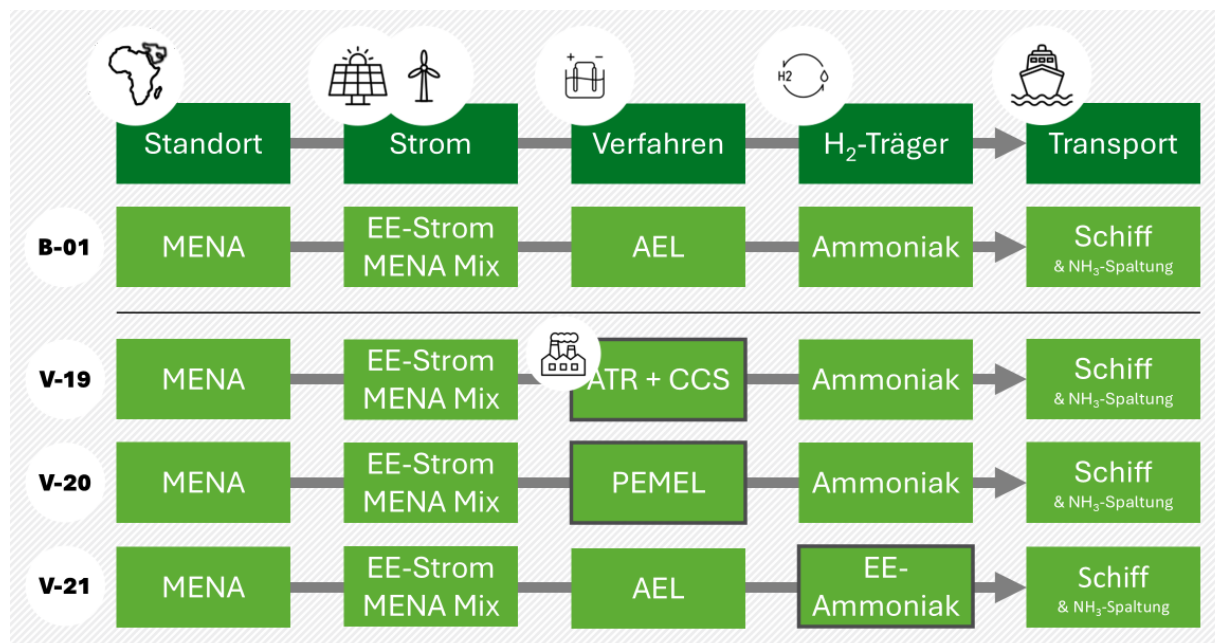
Die Variante V-20 bezieht sich auf die Variation der Elektrolyse-Technik. Der grüne Wasserstoff wird hier in der MENA-Region mit dem Verfahren der Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEMEL) anstatt wie im Basisfall durch alkalische Elektrolyse (AEL) hergestellt. Die Verfahren unterscheiden sich in Bezug auf die eingesetzten Materialien und Ressourcenbedarfe.

► V-20 Grüner Wasserstoff: PEMEL

Die Variante V-21 zeigt den Einfluss der Nutzung von erneuerbarem Strom auf die Ammoniaksynthese. Hier wird nicht nur der Wasserstoff, sondern auch Ammoniak mit EE-Strom hergestellt. Der grüne Ammoniak wird in Deutschland wieder zu grünem Wasserstoff gespalten.

► V-21: Ammoniak-Herstellung unter Verwendung von EE-Strom

Abbildung 17: Wasserstoff-Bereitstellungspfade nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen: Herstellungsverfahren und H₂-Träger. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.



MENA = Naher Osten/Nordafrika, ATR = Autothermal Reforming, CCS = Carbon Capture and Storage, PEMEL = Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse.

Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

3.2 Ammoniak

Die in Abschnitt 3.1 betrachteten Varianten beziehen sich auf die Herstellung und Lieferung von Wasserstoff nach Deutschland (DE). Der vorliegende Abschnitt behandelt die Produktion und Lieferung von Ammoniak nach Deutschland, hergestellt aus Wasserstoff. Der Basisfall der Ammoniakherstellung für die Nutzung in Deutschland entspricht dem Wasserstoff-Basisfall: Es wird eine Produktion von grünem Wasserstoff in der Region Nordafrika/Nahost (MENA, Middle East North Africa) angenommen. Der Wasserstoff wird durch alkalische Elektrolyse (AEL) mit erneuerbarem (EE) Strom erzeugt, nach dem Haber-Bosch-Verfahren in Ammoniak (NH₃) umgewandelt und per Schiff über eine Distanz von 4.000 km transportiert. Der grüne Ammoniak liegt damit zur Nutzung in Deutschland vor. Der oberste dargestellte Bereitstellungspfad und die hellgrünen Prozesse in Abbildung 18 beziehen sich auf den Basisfall.

► **Basisfall B-02: Grüner Ammoniak: Standort MENA, AEL-Elektrolyse, EE-Strommix, Haber-Bosch-Synthese, Transport per Schiff (4.000 km)**

Dieser Basisfall wird durch die Variation von Prozessparametern abgeändert. Die betrachtete Variante bezieht sich auf den Produktions-Standort; sie wird im Folgenden dargestellt.

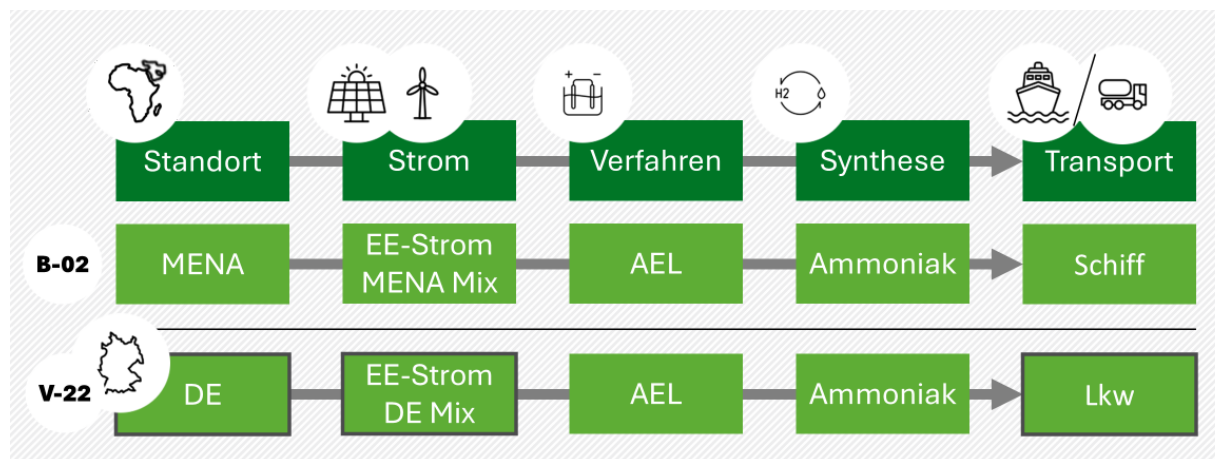
► **Variation: grüner Ammoniak aus DE**

Die Variation V-22 beschreibt die Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland mittels Elektrolyse (AEL) mit EE-Strommix Deutschland mit anschließender Herstellung von

Ammoniak. In Abbildung 18 sind die variierten Prozesse entlang der Bereitstellungspfade durch eine graue Umrandung gekennzeichnet.

- V-22: Grüner Ammoniak: Standort DE (Elektrolyse + Synthese), Distribution per Lkw in DE über 400 km

Abbildung 18: Ammoniak-Bereitstellungspfade nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen Ammoniak-Farbe und Standort. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.



Abkürzungen: MENA = Naher Osten/Nordafrika.

Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

3.3 Methan (SNG)

Die Produktion von synthetischem Methan erfolgt durch die Reaktion von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid (CO₂). Die Herstellung des Wasserstoffs als erstem Schritt entspricht dem Basisfall B-01. Der Wasserstoff wird noch am Produktionsstandort mit aus der Umgebungsluft gewonnenem CO₂ (DAC, Direct Air Capture) zu synthetischem Methan umgesetzt, welches verflüssigt und per Schiff (LNG) über eine Distanz von 4.000 km nach DE gelangt. Der oberste dargestellte Bereitstellungspfad und die hellgrünen Prozesse in Abbildung 19 beziehen sich auf den Basisfall.

- **Basisfall B-03: Standort MENA, AEL-Elektrolyse, EE-Strommix, CO₂ aus DAC, Methan-Synthese, Transport per Schiff (LNG, 4.000 km)**

Dieser Basisfall wird durch die Variation von Produktions-Standort und Transport des synthetischen Methans nach Deutschland abgeändert; die Variationen werden im Folgenden dargestellt.

- **Variationen Standort/Transport und CO₂-Quelle**

In der Variation V-23 wird grüner Wasserstoff in Deutschland produziert. Das daraus hergestellte synthetische Methan wird innerhalb Deutschlands per Pipeline verteilt (450 km).

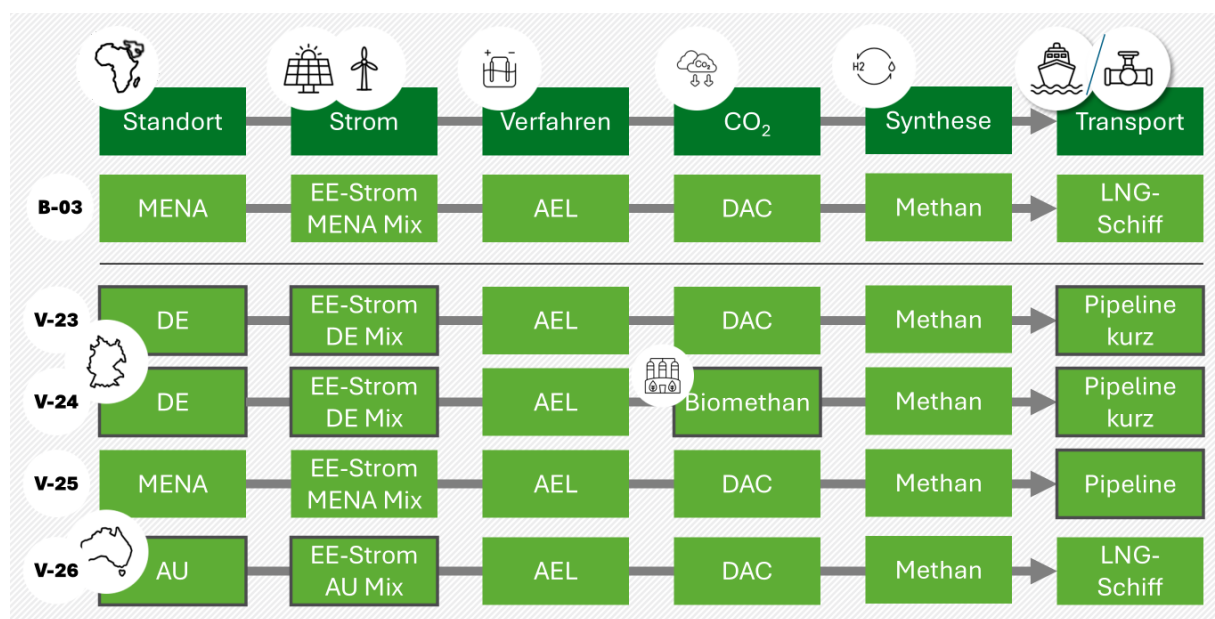
In der Variation V-24 wird zusätzlich die CO₂-Quelle verändert, es kommt abgeschiedenes CO₂ aus einer Biomethananlage zum Einsatz.

Die Variation V-25 beschreibt die Produktion von synthetischem Methan nach dem Basisfall mit verändertem Transport nach DE; während der Basisfall einen Schifftransport von verflüssigtem Methan (LNG, Liquified Natural Gas) über eine Distanz von 4.000 km beinhaltet, wird in dieser Variante der Transport via Pipelines (3.000 km) angenommen.

Die Variante V-26 beschreibt ebenfalls den Transport von synthetischem Methan aus grünem Wasserstoff auf dem Seeweg, der Produktionsstandort ist in dieser Variante Australien, so dass die Transportdistanz sich auf 19.000 km erhöht. In Abbildung 19 sind die variierten Prozesse entlang der Bereitstellungspfade durch eine graue Umrandung gekennzeichnet.

- V-23: DE + Pipeline (400 km Transmissions-Netz Hochdruck + 50 km Distribution Niederdruck)
- V-24: DE + Pipeline (s. o.), CO₂ aus Biomethan
- V-25: MENA + Pipeline 3.000 km
- V-26: Australien + Schiff (LNG) 19.000 km

Abbildung 19: Bereitstellungspfade für synthetisches Methan nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen Standort/Transport. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.



Abkürzungen: MENA = Naher Osten/Nordafrika, AU = Australien, LNG = Liquefied Natural Gas.

Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

3.4 Methanol

Auch die Herstellung von synthetischem Methanol beruht auf der Umsetzung von Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid (CO₂). Der Basisfall der Methanolherstellung wird analog zur Methan-Synthese gewählt. Der Wasserstoff wird noch am Produktionsstandort mit aus der Umgebungsluft gewonnenem CO₂ (DAC, Direct Air Capture) zu synthetischem Methanol umgesetzt, welches per Schiff über eine Distanz von 4.000 km nach DE gelangt. Der oberste dargestellte Bereitstellungspfad und die hellgrünen Prozesse in Abbildung 20 beziehen sich auf den Basisfall.

- **Basisfall: Standort MENA, AEL-Elektrolyse, EE-Strommix, CO₂ aus DAC, Methanol-Synthese, Transport per Schiff (4.000 km)**

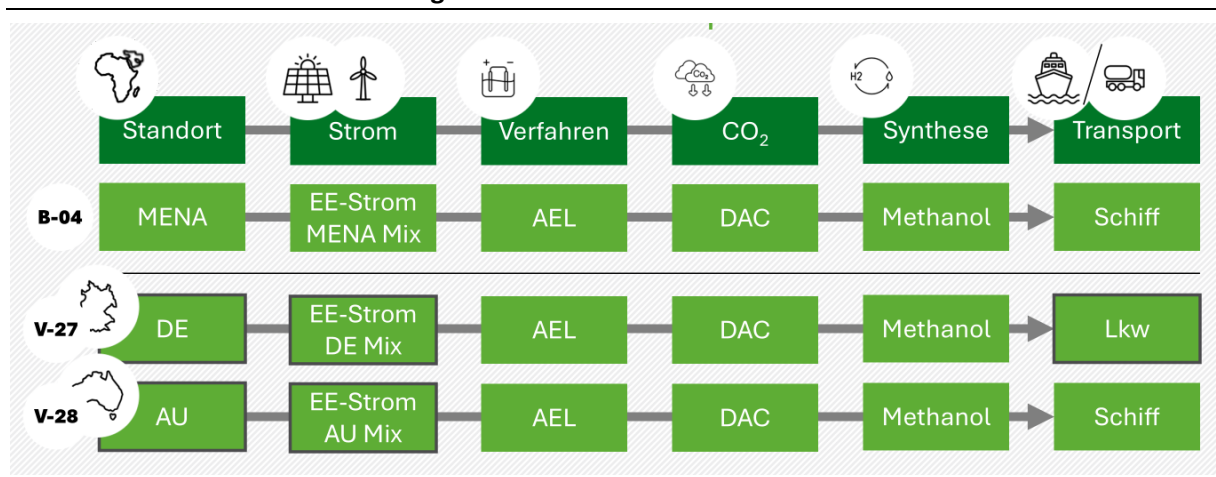
Dieser Basisfall wird durch die Variation von Produktions-Standort und Transport des synthetischen Methanols nach Deutschland abgeändert; die Variationen werden im Folgenden dargestellt.

► Variationen: Standort/Transport

In der Variante V-27 wird grüner Wasserstoff in Deutschland produziert. Das daraus hergestellte synthetische Methanol wird innerhalb Deutschlands per Lkw verteilt (150 km). Die Variante V-28 beschreibt den Transport von synthetischem Methanol aus grünem Wasserstoff aus Australien auf dem Seeweg über eine Transportdistanz von 19.000 km. In Abbildung 20 sind die variierten Prozesse entlang der Bereitstellungspfade durch eine graue Umrandung gekennzeichnet.

- V-27: DE (Elektrolyse + Synthese), Lkw 150 km
- V-28: Australien (Elektrolyse + Synthese), Schiff 19.000 km

Abbildung 20: Bereitstellungspfade für synthetisches Methanol nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen Standort/Transport. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.



MENA = Naher Osten/Nordafrika, AU = Australien. Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

3.5 Dimethylether

DME wird durch Dehydratisierung von Methanol hergestellt. Basisfall und Variationen der Dimethylether-Herstellung (DME) entsprechen der Herstellung von Methanol, die in Abschnitt 3.4 beschrieben wird. In der Wasserstoff-Variante V-13 wird die Herstellung und Lieferung von DME nach DE bereits betrachtet, wobei DME als Wasserstoffträger genutzt wird. Im Unterschied zur DME-Variante der Wasserstoff-Pfade wird im vorliegenden Fall das benötigte CO₂ aus der Umgebungsluft gewonnen (DAC, Direct Air Capture) und nicht nach der Spaltung von DME aus Deutschland zurückgeführt (vergleiche Abbildung 15). Der oberste dargestellte Bereitstellungspfad und die hellgrünen Prozesse in Abbildung 21 beziehen sich auf den Basisfall, die variierten Prozesse entlang der Bereitstellungspfade sind durch eine graue Umrandung gekennzeichnet.

- **Basisfall B-05: Standort MENA, AEL-Elektrolyse, EE-Strommix, CO₂ aus DAC, Methanol/DME-Synthese, Transport per Schiff**

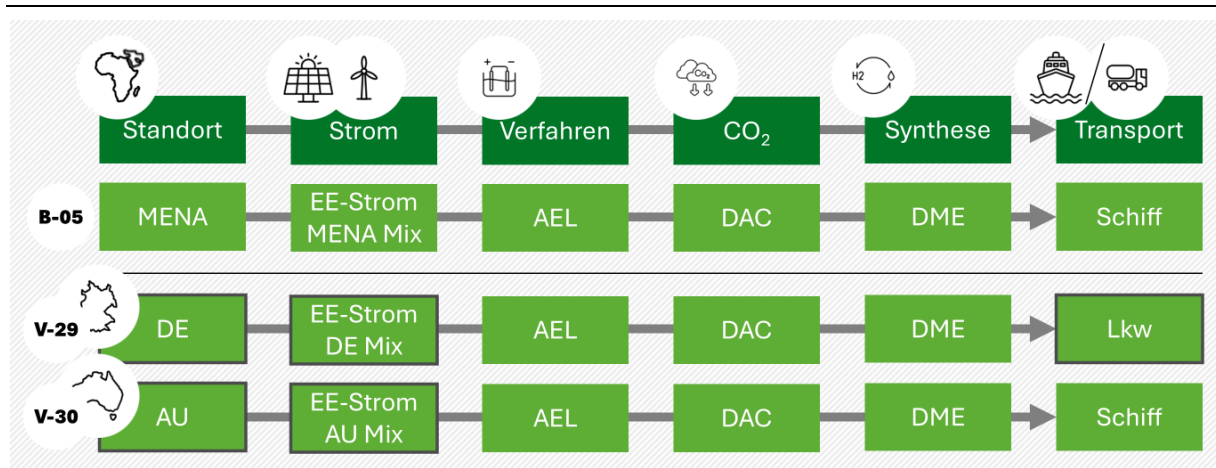
Dieser Basisfall wird durch die Variation von Produktions-Standort und Transport des Dimethylethers nach Deutschland abgeändert; die Variationen werden im Folgenden dargestellt

► Variationen: Standort/Transport

In Variante V-29 wird Wasserstoff in Deutschland produziert und nur über kurze Distanz per Lkw transportiert, während in Variante V-30 DME in Australien produziert wird und per Schiffstransport nach Deutschland gelangt.

- V-29: DE (Elektrolyse + Synthese), Lkw 150 km
- V-30: Australien (Elektrolyse + Synthese), Schiff 19.000 km

Abbildung 21: Bereitstellungspfade für DME nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen Standort/Transport. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.



MENA = Naher Osten/Nordafrika, AU = Australien. Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

3.6 Benzin/Diesel/Kerosin/Naphtha

Der Basisfall für die Herstellung der genannten synthetischen Kraftstoffe (Benzin, Diesel, Kerosin, Naphtha) basiert auf der Herstellung von grünem Wasserstoff im Basisfall. Aus Wasserstoff und CO₂ aus der Umgebungsluft (via DAC, Direct Air Capture) wird Synthesegas und hieraus über die Fischer-Tropsch-Synthese (FT) Power-to-Liquid-Kraftstoff (PtL) hergestellt. Der oberste dargestellte Bereitstellungspfad und die hellgrünen Prozesse in Abbildung 22 beziehen sich auf den Basisfall.

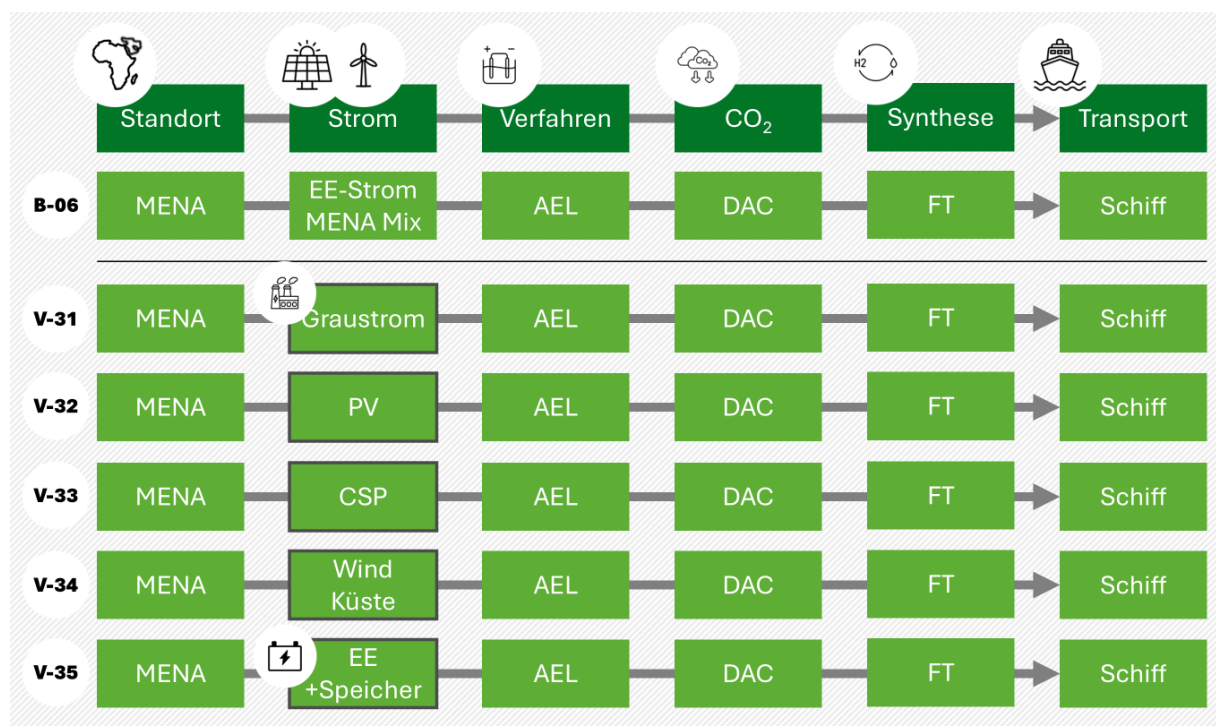
- **Basisfall B-06: Standort MENA, AEL-Elektrolyse, EE-Strommix, CO₂ aus DAC, FT-Synthese, Transport per Schiff (4.000 km)**

Die variierten Prozesse entlang der Bereitstellungspfade entsprechen den Variationen der Wasserstoff-Herstellung in Abbildung 16 und beinhalten in Variante V-31 die Nutzung von Graustrom aus dem Versorgungsmix („grauem“ Wasserstoff) und in den Varianten V-32/V-33/V-34 unterschiedliche erneuerbare Stromversorgungen aus je einer Erzeugungsart sowie in Variante V-35 die Verwendung des EE-Strommix und von Redox-Flow Stromspeichern zur Erhöhung der Vollaststunden-Zahl. Die Variationen sind in Abbildung 22 durch eine graue Umrandung gekennzeichnet.

► Variationen: Strommix

- V-31: Versorgungsmix Graustrom für alle Prozesse entlang der Prozesskette
- V-32/V-33/V-34: Je 100 % PV, CSP oder 100% WEA (Wind, Küstenstandort) als erneuerbare Extreme mit begrenzter Vollaststunden-Zahl
- V-35: EE-Strommix mit Redox-Flow Stromspeicher für 8.600 h-Versorgung der Elektrolyse

Abbildung 22: Bereitstellungspfade für synthetische Kraftstoffe nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen Stromquellen. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.



MENA = Naher Osten/Nordafrika, CSP = Concentrated Solar Power, FT = Fischer-Tropsch.

Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

► Variationen: CO₂-Quelle und Synthese-Technik für Benzin

In zwei Variationen wird der Basisfall B-06 mit unterschiedlichen CO₂-Quellen abgewandelt. Anders als im Fall der Gewinnung aus der Umgebungsluft (DAC, Direct Air Capture) im Basisfall werden in den Variationen Punktquellen genutzt.

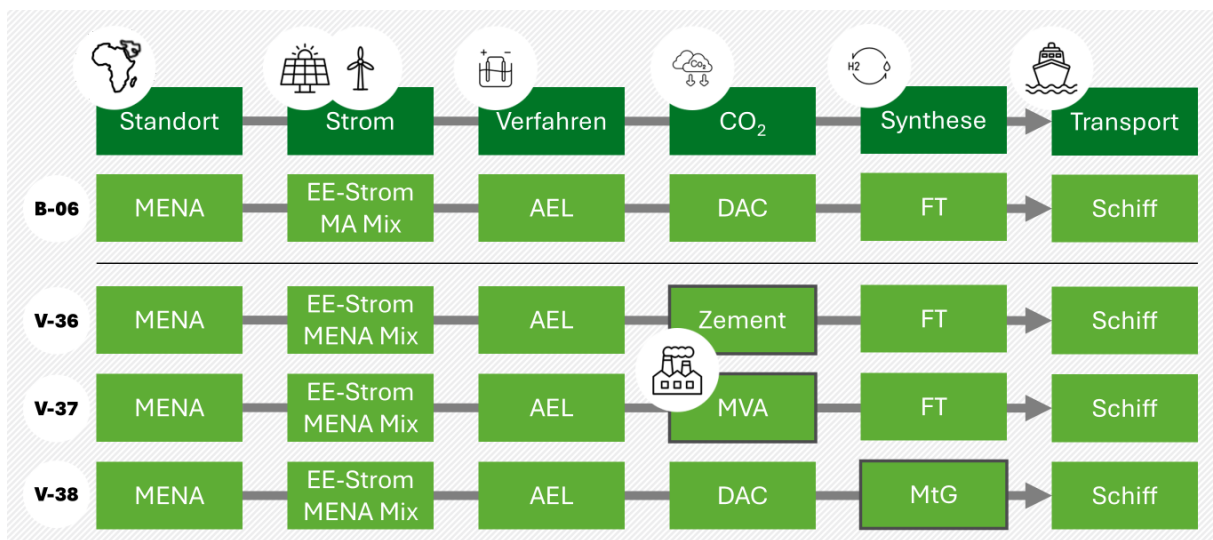
In Variation V-36 werden prozessbedingte (mineralische) CO₂-Emissionen des Kalkbrennens aus dem Zementwerk genutzt. Der Produktionsstandort bleibt die MENA-Region. Die Variation V-37 nutzt CO₂ aus der Müllverbrennung (MVA) in der MENA-Region. In Abbildung 23 sind die variierten Prozesse entlang der Bereitstellungspfade durch eine graue Umrandung gekennzeichnet.

- V-36: Zementwerk
- V-37: Müllverbrennung (MVA)

Neben den Verfahren zur Herstellung des Wasserstoffs und Gewinnung des CO₂ wird in Variante V-38 der Prozess der Kraftstoffsynthese variiert. Anstelle der Fischer-Tropsch-Synthese wird das Methanol-to-Gasoline-Verfahren (MtG) zur Herstellung von Benzin eingesetzt. Die Produktion des Kraftstoffes erfolgt dabei in der MENA-Region, der Transport nach Deutschland findet wie im Basisfall auf dem Seeweg statt.

- V-38: Methanol-to-Gasoline (MtG)

Abbildung 23: Bereitstellungspfade für synthetische Kraftstoffe nach Prozessen im Basisfall (hellgrüne Prozesse) und Variationen CO₂-Quellen. Bzgl. des Basisfalls variierte Prozesse: grau umrandet.



MENA = Naher Osten/Nordafrika, MVA = Müllverbrennungsanlage, FT = Fischer-Tropsch, MtG = Methanol-to-Gasoline.

Quelle: Eigene Darstellung, ifeu

4 Klima- und Umwelteffekte der Herstellung von PtGLS-Produkten

4.1 Methodische Grundlagen der ökobilanziellen Betrachtung

Die Ökobilanz beinhaltet die Modellierung der ausgewählten Prozessketten mit den entsprechenden Bereitstellungsprozessen und Transporten nach Deutschland für die betrachteten Wasserstoffträger. Die Modellierung umfasst neben der Auswahl der Systemgrenzen, die alle relevanten Prozesse enthält, auch die Wahl einer funktionalen Einheit und einer Softwarelösung, in der sämtliche Stoffströme erfasst und ausgewertet werden können (siehe Abschnitt 4.1.1). Das Modell basiert auf einer Modellstruktur, die mit Prozessparametern und Annahmen befüllt wird. Die zentralen Prozessparameter wurden im Rahmen der Beschreibung der Bereitstellungsprozesse in den vorangegangenen Abschnitten dargestellt. Die Informationen stammen aus Veröffentlichungen und spezialisierten Datenbanken (siehe Abschnitt 4.1.2). Eine wichtige Grundlage der Ökobilanz ist die methodische Entscheidung bzgl. der Allokation von Umweltlasten bei Prozessen mit mehreren Produkten; die Allokationsmethodik wird in Abschnitt 4.1.3 dargestellt. Ergebnis der Ökobilanz ist die Auswertung der Modellierungen in Form einer Reihe ausgewählter Umweltwirkungskategorien (siehe Abschnitt 4.1.4).

Es ist wichtig zu beachten, dass die Ergebnisse der folgenden Berechnungen von denen anderer Veröffentlichungen abweichen können. Dies ist durch eine abweichende Datenbasis, unterschiedliche Annahmen und Modellierungsprinzipien begründet. Insbesondere die Ergebnisse nach den Berechnungsregeln der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 zur Richtlinie (EU) 2018/2001 („Erneuerbaren Energien Verordnung“, bzw. „Renewable Energy Directive (RED)“) führen zu anderen Ergebnissen. So werden in diesen Berechnungsregeln beispielsweise die Lasten aus der Herstellung und Entsorgung der Infrastruktur nicht einberechnet. Somit haben Strom aus Photovoltaik oder Wind Emissionsfaktoren von Null.

4.1.1 Beschreibung Modell

In dieser Studie werden alle Prozesse entlang der Produktionskette betrachtet. Wie in Abbildung 24 dargestellt sind folgende Prozessschritte in den **Systemgrenzen** enthalten:

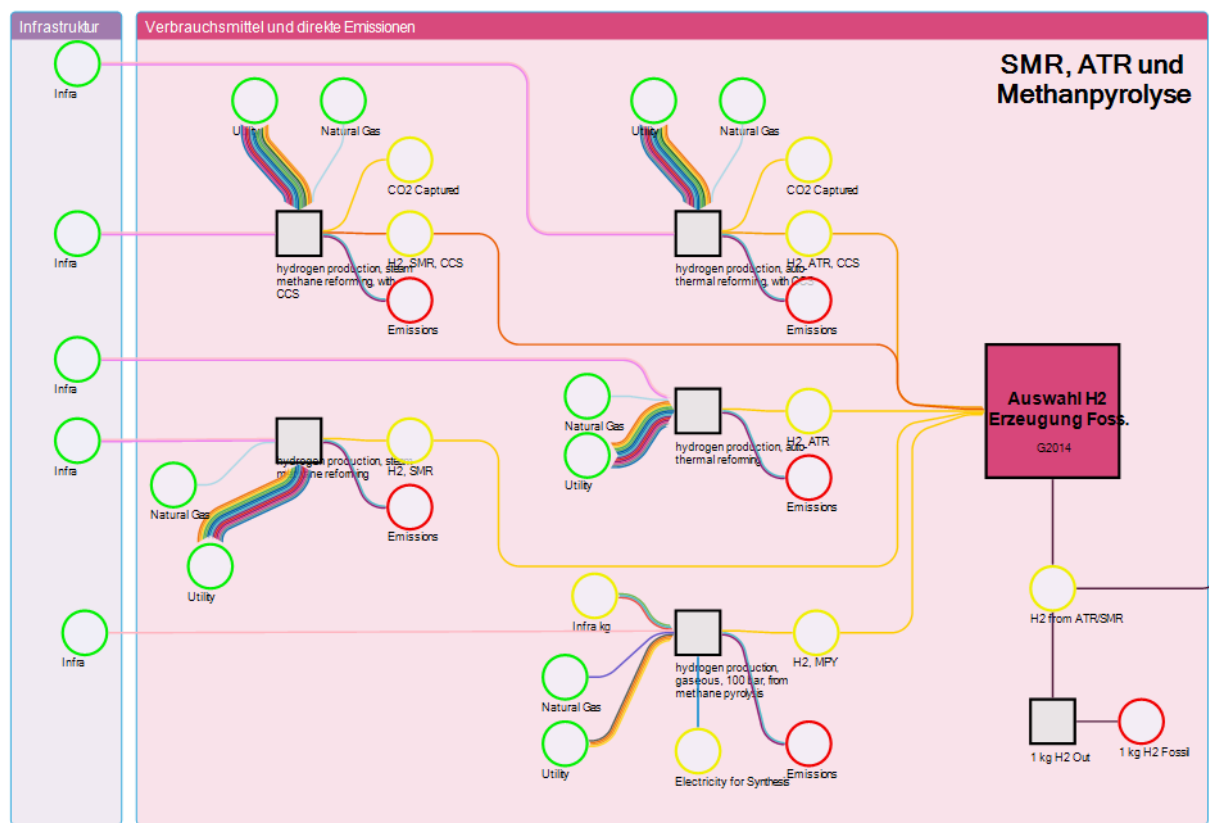
- Förderung und Transport fossiler Energieträger zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung
- Bereitstellung elektrischer Energie
- Bereitstellung thermischer Energie
- Bereitstellung Biomethan (Variation CO₂-Quelle)
- Betrieb der Anlagen zur Wasser-Elektrolyse, CO₂-Abscheidung, Produktsynthese und -aufbereitung, Rücktransport des „entladenen“ LOHC
- Infrastruktur und Betriebsstoffe für Anlagen und Transportmittel, insbesondere zur Bereitstellung von regenerativer Energie, der Elektrolyseure und Synthesanlagen
- Vorketten sämtlicher Materialien, die in den o. g. Prozessen verwendet werden
- Emissionen aus dem Lebensende (EoL, End-of-Life) der Produktionsanlagen

Nicht eingeschlossen in den hier genannten Systemgrenzen sind die am Lebensende des Produktes entstehenden Emissionen und Abfälle.

Die **funktionelle Einheit** in den Modellen wird auf 1 MJ (LHV, unterer Heizwert) des Energieträgers festgelegt, so dass die Ergebnisse untereinander vergleichbar sind. Die Bereitstellung der Produkte erfolgt jeweils in Deutschland.

Die Modellierung der Massen- und Energieströme für die Vordergrundprozesse (siehe Abbildung 24) wird in der Stoffstrom- und Ökobilanzierungs-Software „Umberto11“ vorgenommen. Daten für Hintergrundprozesse wurden aus der Ökobilanzdatenbank ecoinvent v3.11 (ecoinvent 2024; Wernet et al. 2016) entnommen. Parallel dazu wurde das Modell im Open Source-Framework für Life Cycle Assessment (LCA) „Brightway“ durchgeführt. Dies erlaubt eine tiefere Analyse der zugrundeliegenden Umweltwirkungen.

Abbildung 24: Umberto 11 Teil-Modell Screenshot – SMR, ATR und Methanpyrolyse.



Quelle: Eigene Darstellung, Bildschirmfoto, ifeu.

4.1.2 Datenbasis

Zentrale Prozessparameter für die Bereitstellungsprozesse der untersuchten PtGLS-Produkte und die zugehörigen Literaturquellen sind in Abschnitt 2 dargestellt. Eine detailliertere Zusammenstellung mit sämtlichen in der Modellierung verwendeten Parametern findet sich im separaten technischen Anhang.

Für Hintergrundprozesse wie Vorketten von Energieträgern (Extraktion und Verarbeitung), die Versorgung mit elektrischem Strom oder die Bereitstellung von Chemikalien und anderen Rohstoffen werden Informationen aus der Ökobilanz-Datenbank ecoinvent v3.11 (ecoinvent 2024; Wernet et al. 2016) herangezogen.

4.1.3 Allokation

Der Umgang mit Nebenprodukten macht einige methodische Entscheidungen in Bezug auf die Allokation von Rohstoffbedarfen und Umweltlasten notwendig. Über eine Allokation

(Zuweisungen) werden Rohstoff- und Materialeinsatz sowie Emissionen und Abfälle den Produkten eines Prozesses zugerechnet. Zentrale Bedingung für eine gelungene Allokation ist die Erhaltung von Massen- und Energieströmen, wobei unterschiedliche methodische Ansätze zur Allokation gewählt werden können. Die Bedarfe und Lasten eines Prozesses lassen sich zum Beispiel basierend auf den Massenverhältnissen der Produkte, auf deren ökonomischem Wert, Energiegehalt oder anderen Nutzen verteilen und zuweisen.

Für die in dieser Studie festgelegten Allokationsregeln gelten folgende Ansätze:

- ▶ Bei Prozessen mit mehr als einem Wertprodukt werden – wenn möglich - physikalische Allokationen nach Energie- (unterer Heizwert, LHV) oder Exergiegehalt angewendet. Als Wertprodukte werden auch Wärmeenergie und elektrische Energie betrachtet, die dann entsprechend ihres Exergiegehaltes alloziert werden.
- ▶ Die Verwendung eines Nebenproduktes innerhalb des Bereitstellungspfades („closed loop“) wird bilanziell angerechnet. Gleiches gilt für thermische und elektrische Energie aus den Syntheseprozessen: diese ersetzt bilanziell die entsprechende Energie in vorgelagerten Prozessen wie z. B. Elektrolyse oder CO₂-Abscheidung. Darüber hinaus werden keine Gut- oder Lastschriften zugewiesen.
- ▶ Folgende Festlegungen wurden bzgl. der CO₂-Bereitstellung für die Syntheseprodukte getroffen: CO₂ als Emission aus einem Prozess, der zum Ziel hat, ein Wertprodukt zu erzeugen (wie bei der Zement-Herstellung oder der Stromerzeugung im Kraftwerk) wird als "Abfall zur Verwertung" betrachtet. Sämtliche Lasten der Vorkette (Rohstoffbereitstellung, Transport, Vorprozesse) und des Hauptprozesses selbst werden dem jeweiligen Wertprodukt zugeordnet.
Insbesondere werden die Lasten für Kohlenstoff aus fossilen Quellen nicht dem PtX-Produkt angelastet. Diese Kohlenstoffmengen werden jedoch nachrichtlich aufgeführt.

4.1.4 Wirkungskategorien und Bewertungssysteme

Die Auswertung der mathematischen Modellierung erfolgt nach den folgenden Wirkungskategorien und Bewertungssystemen entsprechend der Zusammenstellung in UBA 2016 (Detzel et al. 2016):

- ▶ Klimawandel: Global Warming Potential (GWP 100a) nach (IPCC 2021) in g CO₂-Äq.
- ▶ Ressourcenbeanspruchung: Kumulierter Energieaufwand (KEA) in MJ (HHV)
- ▶ Ressourcenbeanspruchung: Abiotic Depletion Potential, Elements (ADP) in kg Sb-Äq. (CML 2016)
- ▶ Versauerung: Acidification Potential (AP) nach (Hauschild und Wenzel 1998) in g SO₂-Äq.
- ▶ Sommersmog: Photochemical Ozone Creation Potential (POCP) nach ReCiPe (Goedkoop et al. 2009) in g C₂H₄-Äq.
- ▶ Eutrophierung: Eutrophication Potential (EP) nach (Heijungs et al. 1992) in g PO₄-Äq.
- ▶ Ozonabbau: Ozone Depletion Potential (ODP) nach (WMO 2014) in g CFC-11-Äq.
- ▶ Feinstaub: Particulate Matter <2,5 µm (PM_{2.5}) nach (De Leeuw 2002; WHO 2006) in g PM_{2.5} Äq.
- ▶ Naturraumbeanspruchung: Hemerobiegewichtete Landnutzung nach (Fehrenbach et al. 2015, 2019) in m²aLe-a (aLe = artificial Land equivalents)

- **Wasserbedarf:** Bedarf an Süßwasser für Prozesse (kein Kühlwasser) in l H₂O, ohne weitere Bewertung durch Knappheitsindikatoren. Weitere Darstellung der Wasser-Nutzung und Verfügbarkeit s. Kap. 4.2.

In den Wirkungskategorien werden einzelne Emissionen (oder Bedarfe), die potenziell die entsprechende Umweltwirkung in bekanntem Maße verursachen, über Charakterisierungsfaktoren zu je einem einheitlichen Indikator zusammengefasst. Dabei kann eine Emission zu einer oder mehreren unterschiedlichen Umweltwirkungskategorien beitragen: Stickoxide tragen zum Beispiel gleichzeitig und mit unterschiedlichen Charakterisierungsfaktoren zu den Indikatoren Versauerung, Eutrophierung, Feinstaubbelastung und anderen bei, während Kohlenstoffdioxid lediglich eine Klimawirksamkeit zugeschrieben wird.

Zusätzlich zu den in IPCC festgelegten klimarelevanten Substanzen, werden auch Emissionen von Wasserstoff entlang der Prozesspfade (z. B. durch Verdampfungsverluste) mit einer Klimawirkung belegt. Laut einer aktuellen Veröffentlichung von (Chen et al. 2024) liegt das GWP₁₀₀ von Wasserstoff zwischen 6 und 17 und wird für diese Studie auf einen Wert von 10 festgelegt.

4.2 Nutzung und Verfügbarkeit von Wasser

4.2.1 Arten der Wasser-Nutzung

Wasser wird an verschiedenen Stellen in der Prozesskette verwendet. Zu unterscheiden sind:

- **Prozesswasser**, das im Prozess selbst als Reaktionsmittel eingesetzt wird, wie z. B. bei der Elektrolyse oder bei der Dampfreformierung von Methan. Hier sind oft hohe Reinheitsanforderungen zu erfüllen, da Verunreinigungen sich im Reaktor ablagern können, den Katalysator schädigen oder zu unerwünschten Nebenprodukten führen.
- **Kesselspeisewasser**, das zur Dampferzeugung verwendet wird und dieser wiederum zur Beheizung von Reaktoren und Apparaten oder zum Antrieb einer Dampfturbine dient. Für diese Anwendung müssen insbesondere Salze der Erdalkali-Metalle sowie gelöste Gase entfernt werden, da sie beim Erhitzen Isolierschichten auf den Oberflächen bilden oder korrosiv wirken. Der größte Teil des Kesselspeisewassers wird im geschlossenen Kreislauf geführt. Ein kleiner Teilstrom wird entnommen, um die Aufkonzentration von Salzen im Kreislauf zu regulieren (Absalzung). Dieser Strom, sowie ggf. Verluste im Prozess müssen mit Frischwasser ersetzt werden.
- **Kühlwasser** wird zur Wärmeabfuhr aus dem Prozess eingesetzt. Die Menge und die erforderliche Reinheit hängt von der verwendeten Kühlmethode ab:
 - Eine Durchlaufkühlung, zum Beispiel mit Flusswasser oder Meerwasser, hat einen hohen Wasserbedarf am Einlass, allerdings wird praktisch das gesamte Wasser wieder aus dem Prozess ausgeschleust, abgesehen von einem Verdunstungsverlust in Höhe von ca. 1 %. Die Anforderungen an die Wasserqualität sind gering. Es werden jedoch oft Biozide zum Frischwasser zugefügt um ein Fouling (Algen-/Bakterienbewuchs) am Kühlsystem zu verhindern. Diese Biozide gelangen mit dem austretenden Kühlwasser in die Umwelt, sofern das Kühlwasser nicht einer Reinigung zugeführt wird (übliche Größenordnung 0.1- 0.5 g freie Oxidantien/m³ (European Commission 2001)).
 - Eine Kreislaufführung von Kühlwasser mit Verdunstungskühlung hat einen niedrigeren Wasserbedarf am Einlass. Da ein Großteil (> 90%) des Wassers bei der Kühlung verdunstet, ist der Wasserverbrauch deutlich höher als der Verbrauch der

Durchlaufkühlung. Gleichzeitig ist eine Entsalzung (v. a. Entkalkung) des Kühlwassers nötig, um Ablagerungen im Kühlsystem zu verhindern.

4.2.2 Wasser-Verfügbarkeit

Als Wasser-Quellen kommen grundsätzlich folgende Möglichkeiten in Frage:

- ▶ Oberflächenwasser, z. B. aus Flüssen oder Seen
- ▶ Grundwasser
- ▶ Meer- oder Brackwasser
- ▶ Industrielle oder kommunale Abwässer

Durch den Klimawandel ändert sich die Verfügbarkeit von Wasser, insbesondere von Grund- und Oberflächenwasser, sowohl in Deutschland als auch global. Dadurch entstehen auch Nutzungskonflikte zwischen der Versorgung mit Trinkwasser, der Bewässerung von landwirtschaftlich genutzten Flächen und industrieller Nutzung. Eine detaillierte Darstellung der Verfügbarkeit von Wasser heute und in Zukunft ist an dieser Stelle nicht möglich⁶. Es sollten bei der Auswahl der Wasser-Quelle jedoch Faktoren berücksichtigt werden, die die jeweilige Wasser-Verfügbarkeit vor Ort beschreiben.

Es wird an dieser Stelle empfohlen, kein Frischwasser aus Grund- oder Oberflächengewässern als Prozesswasser für die Herstellung von Wasserstoff oder -Derivaten zu verwenden, falls einer der **folgenden Grenzwerte** überschritten wird:

- ▶ **Quotient der Belastbarkeitsgrenze und dem menschlichen Gesamtwasserverbrauch** im Einzugsgebiet des betrachteten Standortes nach Bunsen et al. (2022)⁷ ist im Jahresmittel (oder auch in einzelnen Monaten) **größer als 1**, wodurch die Überschreitung der lokalen Belastbarkeitsgrenzen des Einzugsgebietes angezeigt wird.
 - Die Belastbarkeitsgrenze ergibt sich dabei aus dem natürlichen Wasserdargebot (= Summe von Oberflächenabfluss und Grundwasserneubildung, bestimmt aus dem globalen hydrologischen Modell WaterGAP3 (Alcamo et al. 2003; Döll et al. 2003)), von dem die umweltbedingten Wasserflussanforderungen (= der erforderliche Anteil am natürlichen Wasserdargebot, um die lokalen aquatischen Ökosysteme in einem angemessenen ökologischen Zustand zu erhalten (Pastor et al. 2014)) subtrahiert werden.
 - Der menschliche Gesamtwasserverbrauch wird ebenfalls aus WaterGAP3 entnommen (aus der Beek et al. 2010; Flörke et al. 2013). Er umfasst häuslichen Wasserverbrauch (Haushalte und Kleinbetriebe), Industrie, Kühlwasser, Bewässerung in der Landwirtschaft und Viehzucht.
- ▶ Ein **AWARE⁸-Faktor** (Seitfudem et al. 2025) in einzelnen Monaten oder im Jahresmittel **größer als 20**. Der AWARE-Faktor gibt im Vergleich zum weltweiten Durchschnitt an, welche Menge an Wasser pro Fläche übrigbleibt, wenn der Bedarf von Menschen und aquatischen Ökosystemen gedeckt ist. Ein Wert von 1 entspricht dem Weltdurchschnitt und ein Wert von 10 einer Region, der im Schnitt 10 mal weniger Wasser als im Weltdurchschnitt

⁶ Die Entwicklung der Wasser-Verfügbarkeit in Deutschland wurde im UBA-Projekt WADKlim eingehend untersucht (Flörke et al. 2024)

⁷ Regional aufgelöste Daten für diesen Quotienten sind verfügbar unter <https://wf-tools.see.tu-berlin.de/wf-tools/der-wasserfussabdruck-von-deutschland-zusatzmaterialien/Charakterisierungsfaktoren/>

⁸ AWARE = Available Water Remaining; regional aufgelöste Daten sind verfügbar unter <https://zenodo.org/records/15133241>

zur Verfügung steht. Der obere Grenzwert wird bei 100 festgelegt für Regionen in denen die Entnahme größer ist als die verfügbare Wassermenge.

- ▶ Ein **Wassernutzungs-Index** (z. B. Aqueduct 4.0 Baseline Water Stress (Kuzma et al. 2023)⁹ oder Water Exploitation Index plus, WEI+) **größer als 20 %**. Dieser misst den Wasserverbrauch als Prozentsatz der erneuerbaren Süßwasserressourcen auf der Ebene von Flusseinzugsgebieten oder Untereinheiten. Werte über 20 % deuten darauf hin, dass die Wasserressourcen unter Stress stehen und daher Wasserknappheit herrscht, während Werte über 40 % bedeuten, dass der Wasserstress ernsthaft ist und das Niveau der Süßwassernutzung möglicherweise nicht nachhaltig ist (Raskin et al. 1997).
- Der Aqueduct Indikator basiert auf dem hydrologischen Modell PCR-GLOBWB 2. Er berücksichtigt auf der Entnahmeseite die Sektoren Haushalte, Industrie, Bewässerung und Tierhaltung sowohl mit Brutto- als auch mit Netto-Entnahme (also abzüglich Rückführung in das ursprüngliche System). Das Wasserdargebot wird bestimmt aus der Menge an zuströmendem Wasser (Oberflächen- und Grundwasser abzüglich Verbrauch im Oberlauf), abzüglich Abflüsse in eine Unterregion. Die Berechnung erfolgt monatlich oder als Jahresmittelwert.
- Der Water Exploitation Index wird prinzipiell ähnlich berechnet, bezieht sich jedoch auf das mittlere Wasserdargebot einer bestimmten Periode, z. B. den Zeitraum 1991 -2020. Die Berechnung der erneuerbaren Süßwasserressourcen erfolgt aus der Differenz von Niederschlag und Verdunstung von Boden und Pflanzen zuzüglich dem Zufluss aus anderen Regionen. Die Datenbasis für Europa sind die Datenbanken „Waterbase — Water Quantity database“ (European Environment Agency 2024), die Eurostat Datenbank (Eurostat 2024a; b) und das LISFLOOD Model des Joint Research Center (Institute for the Protection and Security of the Citizen (Joint Research Centre) et al. 2013)

Die Verfügbarkeit von Wasser ist stark vom tatsächlichen Standort und dem Wassereinzugsgebiet abhängig und ist jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen. Für eine tatsächliche Bewertung eines Standortes sollte die Betrachtung regional oder auf Basis von Wassereinzugsgebieten erfolgen, sowie unter Einbezug von Monats- oder Quartalsmittelwerten.

Beispielhaft sind in Tabelle 22 einige der beschriebenen Faktoren als nationale Ganzjahreswerte für Deutschland, Marokko, Spanien, Chile, Canada, Australien und Südafrika dargestellt. Es wird deutlich, dass Standorte in Spanien, Marokko und Chile in allen Indikatoren die Grenzwerte überschreiten und somit dort keine Frischwassernutzung erfolgen sollte. In Australien und Südafrika ist die Situation nicht eindeutig, die Belastbarkeitsgrenze scheint dort nicht überschritten. Eine genauere Analyse der Parameter kann in dieser Studie jedoch nicht erfolgen.

Die Auswertung des Wasser-Bedarfs in dieser Studie erfolgt rein auf Inventar-Basis, das heißt ohne die Beaufschlagung mit einem Knappheits-Indikator, da die ausgewählten Standorte nur beispielhaft sind. Die Bereitstellung von Wasser für die Prozesse kann je nach Standort aus verschiedenen Quellen erfolgen, unter Umständen auch durch Entsalzung von Meerwasser unter entsprechendem erhöhtem Energieaufwand, (s. Abschnitt 2.15).

⁹ Regional aufgelöste Daten für den Aqueduct Baseline Water Stress sind verfügbar unter <https://www.wri.org/data/aqueduct-global-maps-40-data>

Tabelle 22: Ausgewählte Indikatoren für Wasserknappheit für ausgewählte Länder (Überschreiten der vorgeschlagenen Grenzwerte in Fettdruck); jeweils Jahresmittelwerte für ganze Länder, subnationale und monatliche Werte können abweichen.

	Relatives Überschreiten der Belastbarkeitsgrenze ^a	Relative verbleibende Wassermenge ^b	Wassernutzungs-Index ^c
Land			
Deutschland	0,11	2,3	20-40 % (2,04)
Marokko	8,0	91,9	40-80 % (3,99)
Spanien	8,0	73,5	40-80 % (3,94)
Chile	2,9	88,1	>80 % (4,47)
Kanada	0,02	7,0	10-20 % (1,23)
Australien	0,5	79,4	20-40 % (2,91)
Südafrika	0,35	66,1	>80 % (4,17)
Vorgeschlagenes Limit des Indikators für Frischwasser-Nutzung	1,0	20	20 % (2,0)

Quelle: a) (Bunsen et al. 2022), b) AWARE 2.0 (Seitfudem et al. 2025), c) Aqueduct 4.0 (Kuzma et al. 2023).

4.3 Ergebnisse

In den folgenden Abbildungen werden die Umweltwirkungen der untersuchten PtGLS-Produkte jeweils bezogen auf 1 MJ Heizwert (LHV) dargestellt. Die Festlegung auf den Heizwert ermöglicht sowohl die Vergleichbarkeit innerhalb verschiedener Bereitstellungspfade eines Produktes als auch die Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen PtGLS-Produkten. Es gelten die in Tabelle 23 dargestellten spezifischen Heizwerte und Referenzemissionen.

Tabelle 23: Heizwerte (LHV) der untersuchten PtGLS-Produkte und THG-Emissionen der fossilen Referenzprodukte.

Produkt	Heizwert	CF Fossile Referenz
Wasserstoff	120 MJ/kg	95 g CO ₂ -Äq/MJ
Ammoniak*	18,8 MJ/kg	151 g CO ₂ -Äq/MJ
Methan (SNG)	47,5 MJ/kg	69 g CO ₂ -Äq/MJ
Methanol	19,9 MJ/kg	114 g CO ₂ -Äq/MJ
Dimethylether**	28,4 MJ/kg	119 g CO ₂ -Äq/MJ
Benzin/Diesel/Kerosin („FT“)	44,0 MJ/kg	99 g CO ₂ -Äq/MJ
MtG Treibstoff	43,0 MJ/kg	97 g CO ₂ -Äq/MJ

* Abweichung von Original-Quelle: höherer Heizwert wegen kleinem Anteil von H₂ im Produkt.

** Abweichung von Original-Quelle: geringerer Heizwert wegen kleinem Anteil von CO₂ im Produkt. CF = Carbon Footprint inkl. Verbrennung Quelle: National Institute of Standards and Technology (NIST) (Linstrom 2021), ecoinvent 3.11 (ecoinvent 2024).

Die Ergebnisse der Berechnungen werden in gestapelten Säulendiagrammen dargestellt. Auf der Y-Achse ist die Belastung in der jeweiligen Umweltwirkungskategorie (z. B. das Treibhauspotenzial in g CO₂-Äq./MJ H₂-Träger) aufgeführt, die X-Achse zeigt die einzelnen Varianten nebeneinander im Vergleich. Die Säulen liefern eine Beitragsanalyse und sind entsprechend der Produktionsschritte und Lebenszyklen der PtGLS-Produkte aufgeteilt:

Tabelle 24: In den Ökobilanzergebnissen aufgeschlüsselte Lebenswegabschnitte.

Prozessschritt	Berücksichtigte Aktivitäten	Farbe
Infrastruktur	Bau und Entsorgung von Elektrolyseuren, Anlagen zur CO ₂ -Abscheidung und Syntheseanlagen – ohne Verbrauchsmittel.	
Strom Elektrolyse	Strombedarf für die elektrolytische Produktion von Wasserstoff	
Energie CO ₂ -Abscheidung	Energiebedarf für die Abscheidung von CO ₂	
CCS	Energie und direkte Emissionen für Transport und Sequestrierung von CO ₂	
Strom Synthese	Strombedarf Synthese des Wasserstoffs zum jeweiligen Derivat	
Verbrauchsmittel und direkte Emissionen	Katalysatoren, Elektrolyte, Wasserbereitstellung und direkte Emissionen für Elektrolyseure, CO ₂ -Abscheidung und Syntheseanlagen. Ad- und Absorbens-Materialien für CO ₂ -Abscheidung.	
Bereitstellung von Erdgas/LNG	Fossile Erdgasbereitstellung, Emissionen und Infrastruktur, ggf. Kompression zu LNG, Transport	
Transportmedium	Synthese und Rückumwandlung von H ₂ -Transportmedien (NH ₃ , LOHC, DME)	
Transport	Transportaufwendungen für Produkte und Transportmedien sowie Bau und Entsorgung von Schiffen, Lkw und Pipelines	

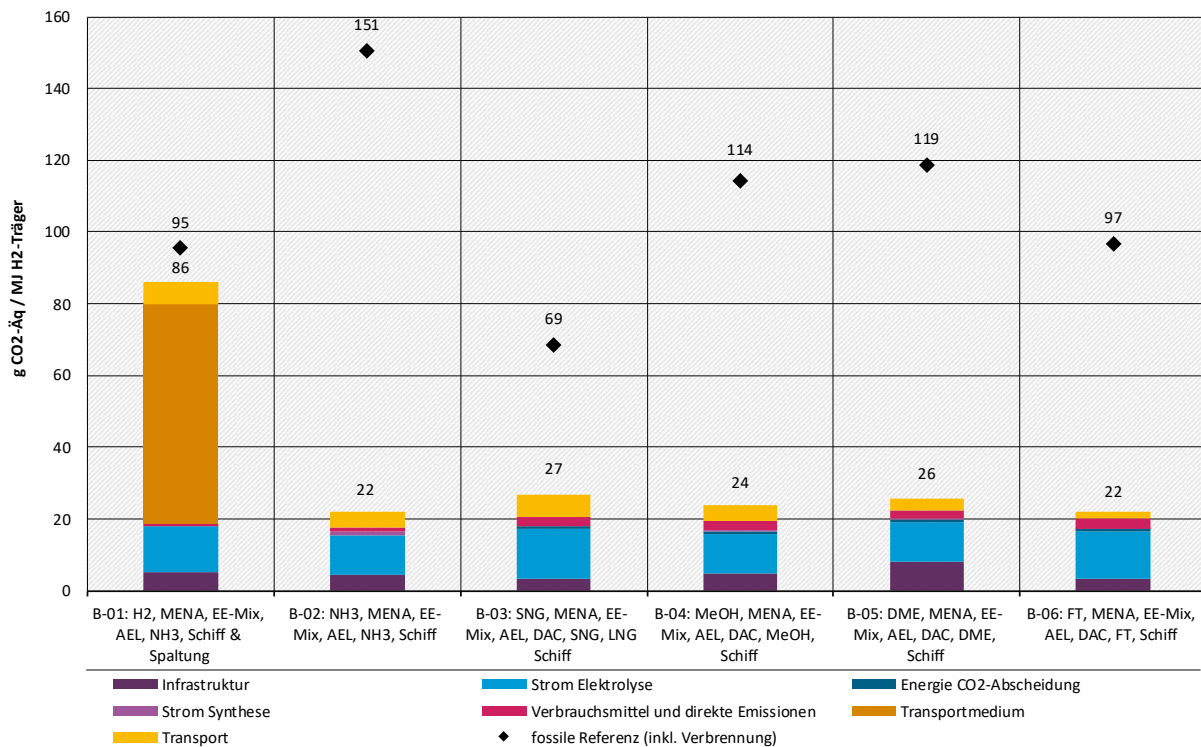
Referenzwerte für herkömmliche fossile Energieträger in Europa werden als schwarze Rauten in den Diagrammen mit den Basisvarianten dargestellt. In der Wirkungskategorie Klimawandel inkl. der Verbrennung und in allen anderen Kategorien ausschließlich der Verbrennung/Nutzung.

4.3.1 Klimawandel

4.3.1.1 Basisfälle

Die folgende Abbildung 25 zeigt die Ergebnisse für die Treibhauspotenziale der betrachteten PtGLS-Produkte im jeweiligen Basisfall, bezogen auf 1 MJ Heizwert. Die gestapelten Säulen zeigen die Beiträge der Prozessabschnitte nach Tabelle 24.

Abbildung 25: Treibhauspotenzial der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall



Unter den dargestellten Basisfällen zeigt die Produktion von Wasserstoff (H₂) in der MENA-Region mit anschließendem Transport nach Deutschland via Ammoniak (NH₃) (Basisfall B-01) das deutlich höchste Treibhauspotenzial. In Bezug zur fossilen Referenz liegt das Treibhauspotenzial rund 10 % niedriger. Die Ergebnisse der anderen Produkte liegen in einer deutlich niedrigeren Größenordnung. In Bezug zu den fossilen Referenzen erreicht synthetisches Erdgas (B-03) eine Reduktion von rund 60 %, alle anderen Produkte von rund 80 - 85 %.

Den größten Beitrag für den Basisfall B-01 liefert der Prozessschritt „**Transportmedium**“ – vor allem durch die Produktion des Ammoniaks im Haber-Bosch-Verfahren. Hier wird Graustrom aus dem Versorgungsmix der MENA-Region eingesetzt. Das Spalten des Transportmediums NH₃ zu H₂ in Deutschland erfolgt ebenfalls mit Graustrom (Versorgungsmix. Der Beitrag des Graustroms zum Prozessschritt „Transportmedium“ liegt bei 98,5 %; 0,7 % werden durch direkte Emissionen und die übrigen 0,8 % durch Infrastruktur und Hilfsstoffe verursacht.

Die unterschiedlichen **Transportlasten** für die verschiedenen PtGLS-Produkte (B-02 bis B-06) asieren zum einen auf den entsprechenden Energiedichten der Produkte und somit den unterschiedlichen zu transportierenden Volumen je MJ auf den Tankschiffen. Zum anderen ist für NH₃, MeOH, DME und FT eine Distribution in Deutschland per Lkw modelliert, während für H₂ und SNG die Distribution per Gasleitung angesetzt ist. Für den Schiffstransport von SNG wird zudem SNG in der Verflüssigungsanlage verbrannt und - wie heute für den Transport von LNG überwiegend üblich – als Schiffstreibstoff genutzt. Diese Aufwendungen sind als zusätzlicher SNG-Bedarf von rund 10 % in den anderen Kategorien enthalten.

Zu den **Verbrauchsmitteln**, die einen Beitrag zum Treibhauspotenzial liefern, zählen z. B. Katalysatoren, die in der Elektrolyse und den Syntheseprozessen zum Einsatz kommen. Für Produkte mit C-Gehalt stammt außerdem ein erheblicher Anteil der THG-Lasten in dieser Kategorie aus der Herstellung des Adsorbens für die Abscheidung von CO₂ aus der Luft (DAC). Die entsprechenden Lasten sind bei den Wasserstoffträgern MeOH, DME und FT-Kraftstoff am

ausgeprägtesten, in geringerem Maße auch bei SNG. **Direkte Emissionen** der Syntheseprozesse tragen in dieser Kategorie deutlich weniger bei.

Die Lasten aus der Bereitstellung von **Energie für die CO₂-Abscheidung** spielen eine untergeordnete Rolle und sind in den gestapelten Säulen kaum sichtbar.

Die **Strombedarfe der Synthesen** für die unterschiedlichen PtGLS-Produkte werden jeweils durch den MENA-EE-Strommix (Tabelle 3) gedeckt und verursachen ebenfalls nur einen geringen Anteil der jeweiligen Gesamtlasten.

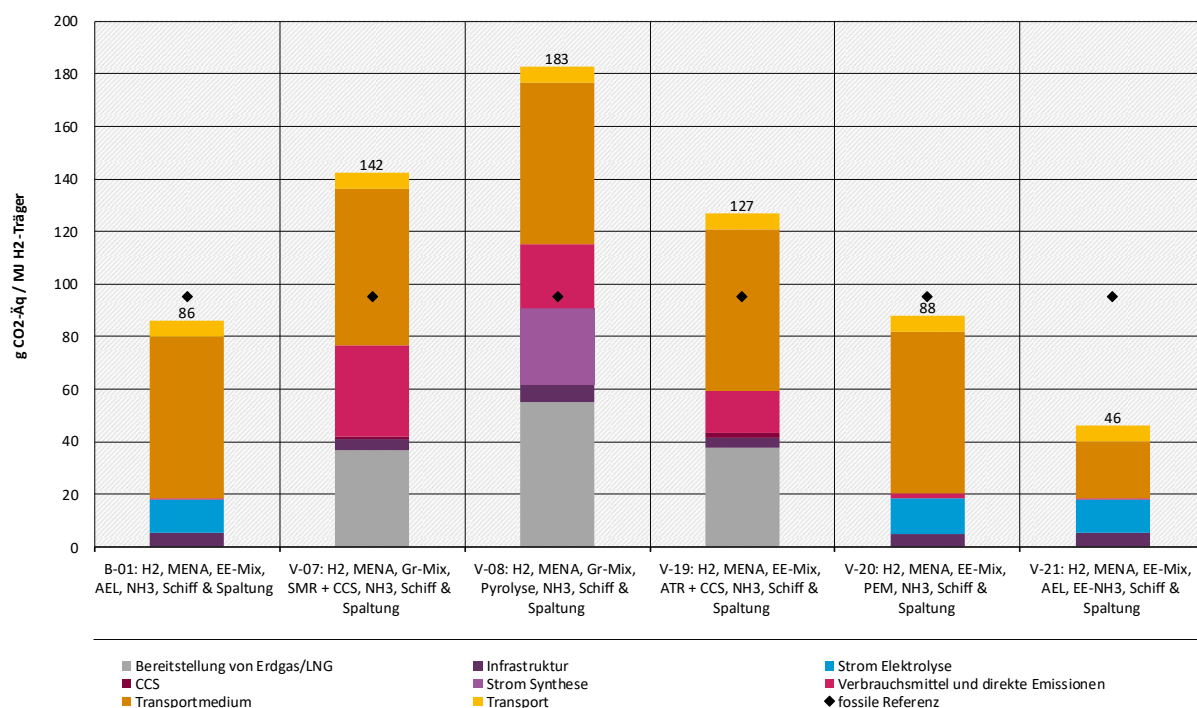
Die für die **Elektrolyse** in der MENA-Region benötigte EE-Strommengen je MJ PtGLS-Produkt unterscheiden sich in den Basisfällen über den Wasserstoffbedarf der verschiedenen Prozessketten. Höhere THG-Lasten ergeben sich hauptsächlich durch die jeweils spezifischen Wirkungsgrade der Umwandlung von Wasserstoff in Wasserstoffträger (Abschnitt 2). Im Fall B-01 entstehen zusätzliche Verluste durch die Rückumwandlung von Ammoniak zu H₂. Für seinen Transport wird SNG (B-03) verflüssigt, wofür es in der Verflüssigungsanlage in einer Turbine verbrannt wird. Das führt zu einem höheren Bedarf an Wasserstoff und damit Elektrolysestrom.

Beim Prozessschritt „**Infrastruktur**“, der den Bau aller Anlagen für Elektrolyse, Synthese und Spaltung sowie deren Entsorgung (End-of-Life) umfasst, sind deutliche Unterschiede zwischen den PtG-Produkten zu erkennen. Bei den Produkten DME und MeOH stellt die Infrastruktur für die Synthese einen höheren Anteil der Gesamtlasten, während zum Beispiel bei der Produktion von SNG eine deutlich weniger aufwändige Anlageninfrastruktur benötigt wird.

4.3.1.2 Varianten Wasserstoff

Neben dem Basisfall für den Import von Wasserstoff nach Deutschland (via NH₃ Synthese und Spaltung) werden 15 Varianten für die Bereitstellung von H₂ ausgewertet. In jeder der Abbildungen befindet sich das Basisszenario B-01 zum Vergleich in der linken Säule.

Abbildung 26: Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Wasserstoff (H₂) mit anderen Produktionstechniken gegenüber dem Basisfall.



Variation Wasserstoffproduktion

In fünf Fällen (Abbildung 26) wird die Wasserstoffproduktion vom Basisfall mit grünem Wasserstoff aus der AEL-Elektrolyse variiert. Die Herstellung des Transportmediums Ammoniak erfolgt mit erneuerbarem Strom (V-21). Der Transport des Ammoniaks nach Deutschland und die anschließende Spaltung zu H_2 bleiben dabei unverändert.

Im Vergleich zur fossilen Referenz zeigen die Fälle B-01 und V-20 eine Reduktion von rund 10 % und der Fall V-21 von rund 50 %. Die anderen Fälle liegen rund 30 - 90 % darüber.

Der Basisfall B-01 und die Variante V-20 (Abbildung 26, zweite von rechts) unterscheiden sich nur in der angewandten Elektrolýsetechnik. Da der Wirkungsgrad der PEMEL-Elektrolyse niedriger ist als der der AEL-Elektrolyse, sind die Lasten durch den **Strom für die Elektrolyse** etwas höher. Ein kleiner Unterschied zwischen diesen Varianten besteht zudem in den **Verbrauchsmitteln und direkten Emissionen**. Zu den kritischen Verbrauchsmitteln der PEMEL-Elektrolyse zählt der Einsatz von Iridium als Katalysator. Der Betrag dieses Prozessschrittes zur THG-Last ist jedoch auch in V-20 sehr gering.

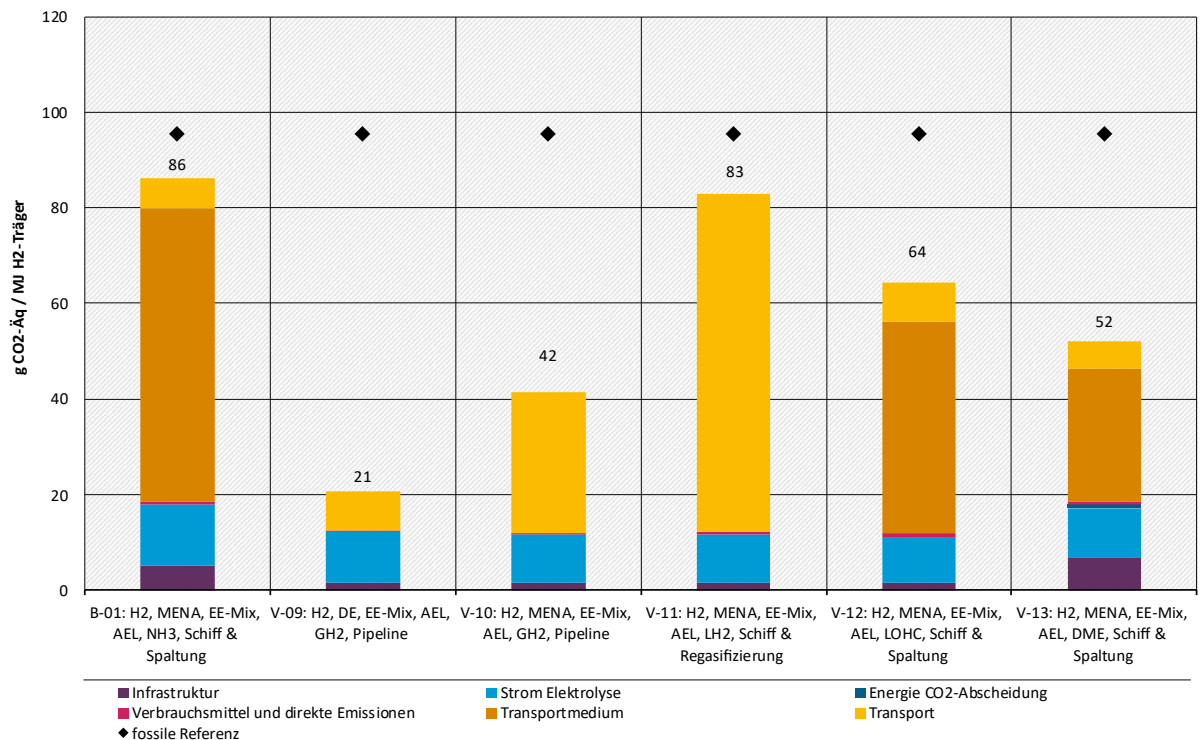
Die Verbrauchsmittel und direkten Emissionen der „blauen“ (V-07, V-19) und „türkisen“ (V-08) Wasserstoffprodukte haben dagegen einen signifikanten Einfluss auf das jeweilige Gesamtergebnis. Direkte Emissionen und Vorkettenemissionen aus der Bereitstellung von Dampf aus Erdgas tragen für die SMR und ATR Reformer mit je gut 0,03 kg CO_2 -Äq./MJ H_2 zum jeweiligen Gesamtergebnis bei. Die Emission von nicht abgeschiedenem CO_2 liegt dagegen bei der SMR-Technik prozessbedingt deutlich höher als bei ATR, so dass sich die THG-Lasten der „blauen“ Wasserstoffprodukte sichtbar unterscheiden. Die hohen Lasten der Methanpyrolyse im Bereich der Verbrauchsmittel und direkten Emissionen stammen zum Großteil ebenfalls aus der Bereitstellung von Erdgas. Dabei wird das Erdgas sowohl zur Pyrolyse verwendet, wobei fester Kohlenstoff entsteht, als auch zur Erzeugung von Dampf/Wärme über Verbrennung mit den entsprechenden CO_2 -Emissionen.

Die **Infrastruktur**lasten der Varianten unterscheiden sich kaum von denen der Elektrolyse im Basisfall B-01. Lediglich bei der Methanpyrolyse (V-08) liegen die Lasten höher. Dies ist darin begründet, dass die Materialliste des Pyrolyse-Reaktors auf einer Versuchsanlage im Labormaßstab beruht (Postels et al. 2016) und genauere Daten zur Modellierung größerer Anlagen nicht vorhanden sind.

Während für die Produktion von „blauem Wasserstoff“ (V-07 und V-20) kaum externer Strom benötigt wird, fallen bei der Methanpyrolyse (V-08) Aufwendungen für die Synthese (1,28 kWh/kg) und die Kompression (1,93 kWh/kg) des erzeugten Wasserstoffs auf 30 bar an. Dies ist in der Rubrik „**Strom Synthese**“ in V-08 deutlich sichtbar.

Wird nicht nur die Elektrolyse, sondern auch die Ammoniak-Synthese (V-21) mit erneuerbarem Strom betrieben, so sinken die THG-Emissionen in der Gruppe des **Transportmediums** um ca. zwei Drittel. Dies verdeutlicht das starke Potenzial zur THG-Emissionsminderung, das die Nutzung erneuerbarer Energieträger in der gesamten Wertschöpfungskette bietet – insbesondere auch bei Synthese und Spaltung des Transportmediums (hier Ammoniak).

Abbildung 27: Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Wasserstoff (H₂) mit verschiedenen Transportoptionen gegenüber dem Basisfall.



Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

Variation Wasserstofftransport

In fünf weiteren Fällen (Abbildung 27) werden anstelle eines Schifftransportes des grünen Wasserstoffs als NH₃ vier abweichende Transportmodi betrachtet: der Transport von gasförmigem H₂ über eine Gasfernleitung (Pipeline) (V-10), sowie der Transport von verflüssigtem H₂ (V-11), LOHC (V-12) und DME (V-13) auf dem Seeweg. In einer Variante wird die Herstellung von grünem Wasserstoff in Deutschland betrachtet (V-09), wobei internationale Transportwege entfallen und mit ihnen auch die Überführung in ein Transportmedium sowie die Rückumwandlung. Die Varianten LOHC und DME enthalten jeweils die Rückumwandlung zu H₂ in Deutschland und den Rücktransport des zur Überführung genutzten Kohlenstoff(träger)s in die MENA-Region. Alle Fälle enthalten die Distribution über Gasleitungen in Deutschland.

Im Vergleich zur fossilen Referenz zeigt der Fall V-09 die stärkste Reduktion (rund 80 %) und der Fall V-11 die niedrigste (rund 15 %).

Der Transport hat einen erheblichen Einfluss auf das Gesamtergebnis der THG-Lasten von nach Deutschland importiertem Wasserstoff. Dies wird in Variante V-09 deutlich, in der internationale Transportwege und die Notwendigkeit einer Umwandlung durch eine **Produktion in Deutschland** entfallen. Lasten der Infrastruktur, wie bei den Umwandlungen H₂-NH₃-H₂, entfallen hier ebenfalls, so dass lediglich ein Bedarf an Infrastruktur für die Elektrolyse und die Transportinfrastruktur in Deutschland verbleibt.

In den Fällen V-10 bis V-13 verbleibt die Elektrolyse des grünen Wasserstoffs in der MENA-Region, so dass Transporte, Transportmedien und Umwandlung wie im Basisfall einen großen Anteil der gesamten THG-Emissionen stellen.

In den Varianten V-10 und V-11 wird der grüne **Wasserstoff als gasförmiges oder verflüssigtes Produkt** transportiert. Wird der Wasserstoff gasförmig und unter hohem Druck über eine lange Gasfernleitung (Pipeline) aus der MENA-Region nach Deutschland transportiert (V-10), spielt die Nutzung von nicht-regenerativem Strom für Kompressoren entlang der Strecke

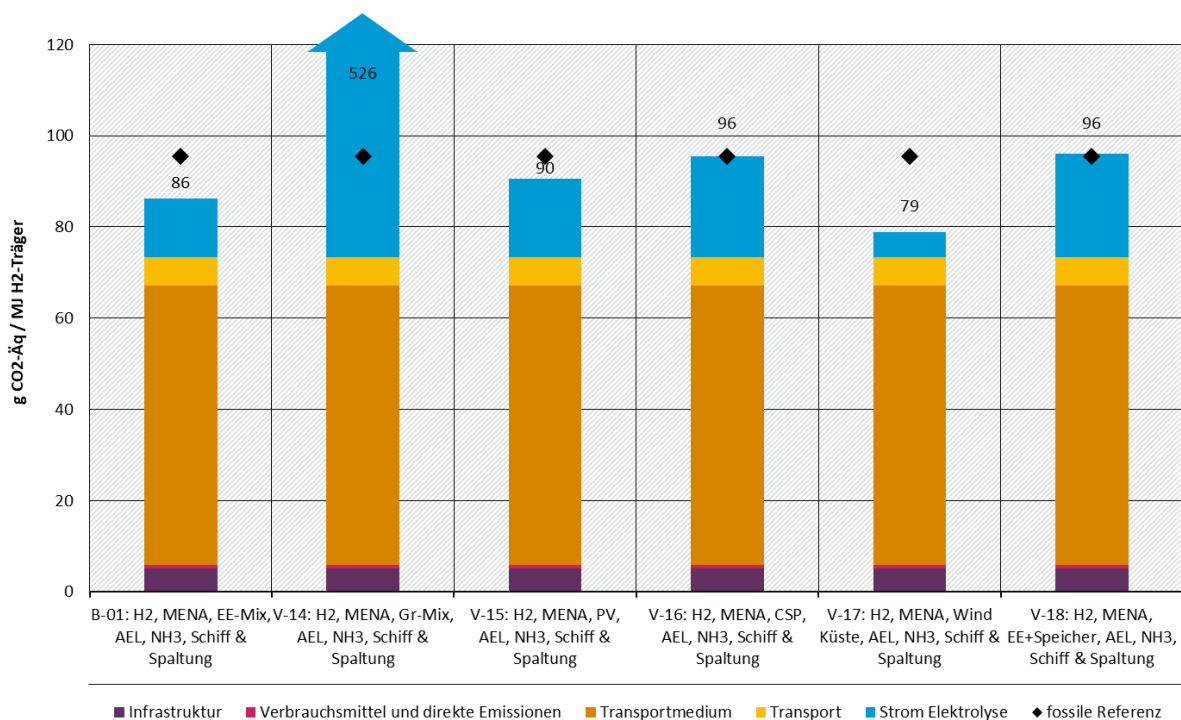
eine große Rolle. Diese Lasten liegen weniger als halb so hoch wie die Transportlasten von verflüssigtem Wasserstoff auf dem Seeweg (V-11), stellen aber mit 71 % den größten Anteil am Treibhauspotenzial der Variante V-10. Die Lasten des Flüssigtransports erreichen fast die von Transport und Transportmedium (NH₃) im Basisfall B-01. Weitere Vorteile, die der Wasserstofftransport per Gasfernleitung gegenüber dem Basisfall zeigt, liegen in geringerem H₂-Bedarf (Strom für Elektrolyse) und dem Wegfall der Anlagen (Infrastruktur) für NH₃-Synthese und -Spaltung. Eine deutliche Verbesserung könnte in allen drei Fällen durch den Einsatz von erneuerbaren Energien für die Ammoniaksynthese (vergleiche V-21) bzw. für die Verflüssigung oder den Pipelinetransport erreicht werden (s. auch Abschnitt 5).

In den zwei rechten Varianten in Abbildung 27 wird der grüne Wasserstoff nicht in NH₃, sondern in **LOHC** (V-12) oder **DME** (V-13) umgewandelt. Die Umwandlungen von LOHC und DME finden wie im Basisfall mit Graustrom (Versorgungsmix) und Wärme aus fossilen Energieträgern statt. Da diese Prozesse und die Rückgewinnung von H₂ aus LOHC und DME weniger energieintensiv als für NH₃ sind, fallen die Ergebnisse in der Kategorie „Transportmedium“ für V-12 und V-13 deutlich besser aus als für B-01. Auch diese Varianten würden aber von der Nutzung erneuerbaren Stroms für die Umwandlungsprozesse profitieren.

In der Kategorie „Transport“ spielt die unterschiedliche Dichte der Transportmedien – in Bezug auf ihren Wasserstoffgehalt – die entscheidende Rolle (s. Abschnitt 2.14). Je MJ Wasserstoff fallen für LOHC deshalb die höchsten Transportlasten an, gefolgt vom NH₃ und DME.

Die Infrastrukturlasten von DME-Produktion und -Spaltung übersteigen die Lasten der H₂-NH₃-H₂ Umwandlung des Basisfalls B-01. Auch die Lasten aus Verbrauchsmitteln und direkten Emissionen der DME-Umwandlung reduzieren den Vorteil dieses Wasserstoff-Transportmediums gegenüber LOHC, wobei die Nutzung von sowohl LOHC (V-12) als auch DME (V-13) für den Transport von grünem Wasserstoff aus der MENA-Region insgesamt deutlich niedrigere THG-Lasten erzeugen als der Basisfall via NH₃.

Abbildung 28: Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Wasserstoff (H₂) mit verschiedenen Stromerzeugern gegenüber dem Basisfall.



Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

Variation Stromquelle

Fünf weitere Varianten untersuchen den Einfluss der Stromquelle für die Wasserstoffelektrolyse in der MENA-Region (Abbildung 28). Der EE-Strommix des Basisfalls (Tabelle 3) für MENA wird dabei jeweils durch MENA-Graustrom, PV-Strom, CSP und Windstrom an Küstenstandorten ersetzt. Zudem wird die Nutzung eines Stromspeichers für eine vollständige Auslastung der Syntheseanlagen betrachtet. Die übrigen Prozessschritte wie Elektrolyse und der Transport als Ammoniak nach Deutschland – inklusive Spaltung – bleiben dabei unberührt.

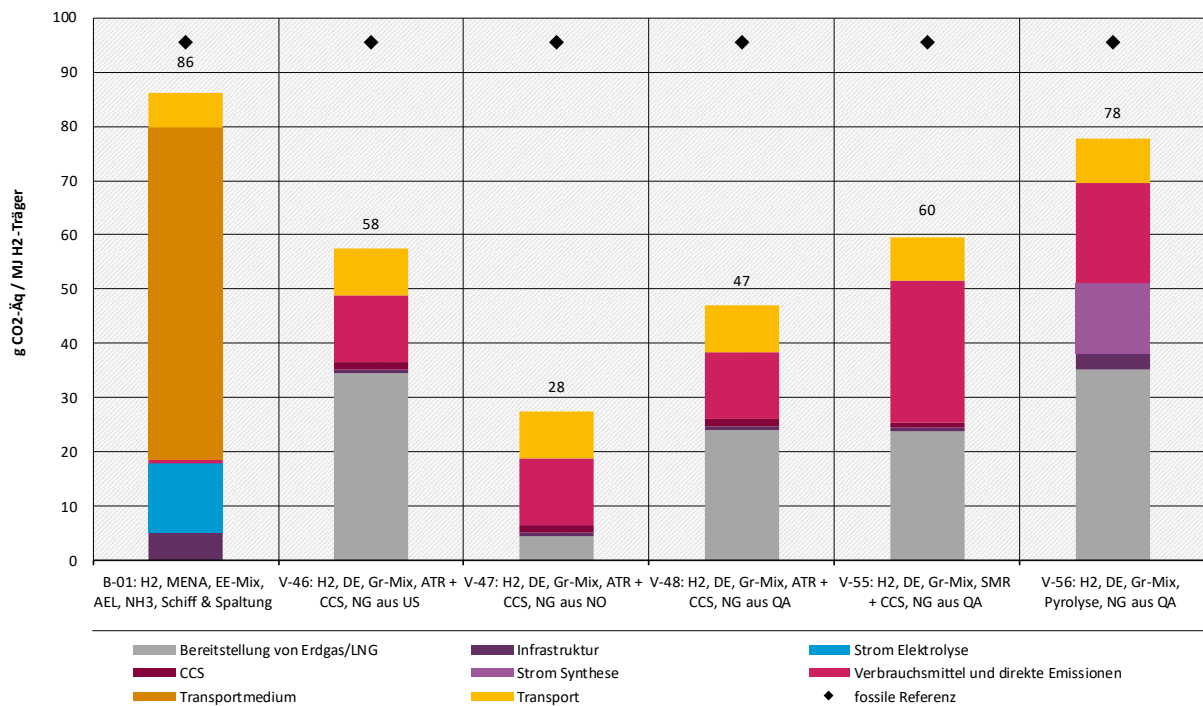
Wird der in der MENA-Region produzierte Wasserstoff nicht mit dem EE-Strommix hergestellt, betrifft dies lediglich die THG-Lasten in der Kategorie „**Strom Elektrolyse**“. Die Produktion von grauem Elektrolyse-Wasserstoff (V-14) mit MENA-Netzstrom (Tabelle 4) erhöht die THG-Lasten erheblich, basierend auf dem hohen Treibhauspotenzial des Strommixes (822 g/kWh). Das Treibhauspotenzial beträgt deshalb rund 550 % der fossilen Referenz.

Die übrigen Variationen des erneuerbaren Stroms in V-15, V-16 und V-17 führen zu Ergebnissen, welche die zugrundeliegenden THG-Lasten je kWh Strom (Tabelle 2) widerspiegeln. CSP-Strom (V-16) zeigt hier die höchsten Lasten unter den betrachteten EE-Stromquellen. Die Variante mit reinem PV-Stromeinsatz (V-15) zeigt leicht höhere Ergebnisse als der Basisfall B-01, der auf einer Mischung aus PV, CSP und Windstrom basiert. Die Variante V-17 mit Verwendung von MENA-Windstrom (Küstenstandort) zeigt die niedrigsten THG-Emissionen in Abbildung 28 und liegt leicht unterhalb des Basisfalls. Gegenüber der fossilen Referenz zeigen sich nur geringe bis sehr geringe Reduktionen.

Die Nutzung eines Stromspeichers (V-18) ermöglicht einen Betrieb der Elektrolyse- und Syntheseanlagen über die spezifischen Betriebsstunden der Stromerzeugungsanlagen hinaus; damit sinken zunächst die relativen Beiträge der Infrastruktur für PV- und Windanlagen. Die Materialaufwendungen für den Stromspeicher verursachen allerdings zusätzliche 36 g CO₂-Äq./kWh Elektrolysestrom. Dadurch liegen die Lasten für V-18 rund 10 % über dem Basisfall B-01. Effekte auf Wartungsintervalle und Auswirkungen auf die Lebensdauer durch kontinuierlichen Anlagenbetrieb können im Rahmen dieser Betrachtung nicht berücksichtigt werden.

Eine Betrachtung weiterer Standorte für die Bereitstellung von Wasserstoff mit unterschiedlichen Transportdistanzen und Volllaststunden der Stromerzeugung – Dänemark und Spanien (iberische Halbinsel) – ist im Anhang aufgeführt.

Abbildung 29: Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Wasserstoff (H₂) mittels ATR/SMR+CCS bzw. Pyrolyse in Deutschland mit verschiedenen Bereitstellungsländern für Erdgas/LNG.



Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

Die Varianten V-46 bis V-48 in Abbildung 29 bilden die Umwandlung von Erdgas zu Wasserstoff mittels ATR und CCS in Deutschland ab. Variiert ist der Import von Erdgas aus verschiedenen Bereitstellungsländern. Varianten V-55 und V-56 zeigen den Import von Erdgas aus Qatar und die Wasserstoffherzeugung mittels SMR und CCS bzw. mittels Pyrolyse in Deutschland.

Im Bezug zum Basisfall und zur fossilen Referenz liegen die Ergebnisse für die Varianten – zum Teil deutlich – günstiger. Die Pyrolyse von importiertem Erdgas (V-56) zeigt eine Reduktion von rund 20 % gegenüber der Referenz, die autotherme Reformierung (ATR) von norwegischem Erdgas (V-47) eine Reduktion von rund 70 %.

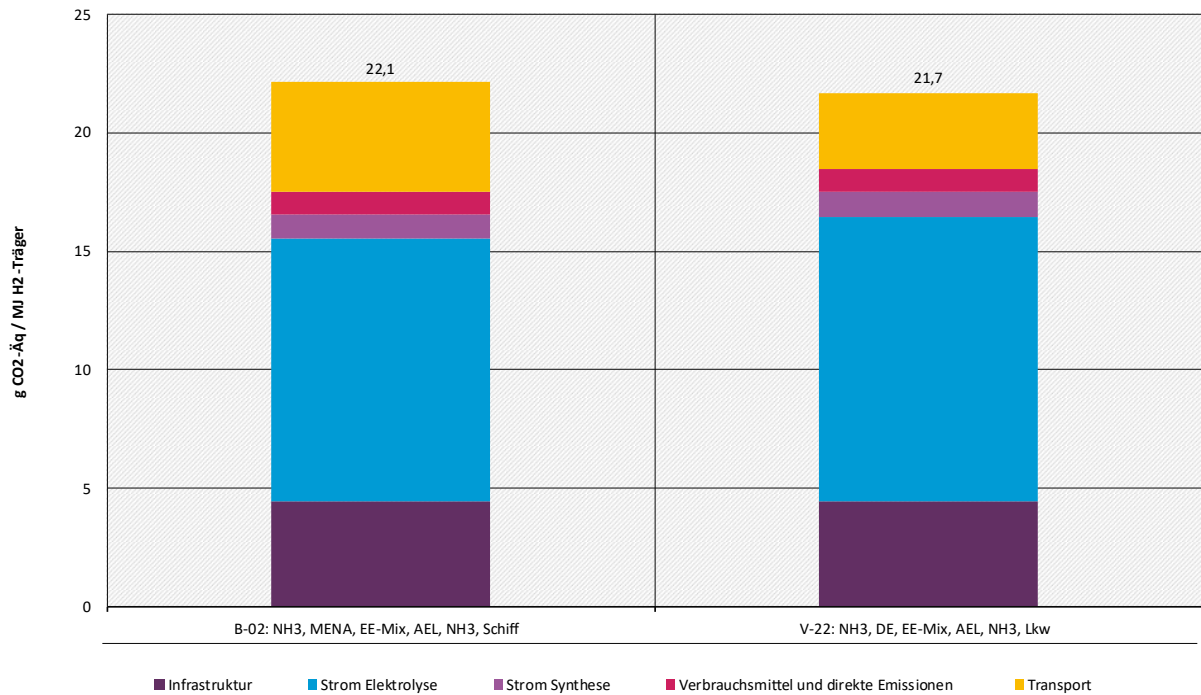
Alle Varianten sind im Vorteil gegenüber dem Basisfall, da keine energieaufwändige Umwandlung in ein Transportmedium erfolgen muss. Allerdings bedingt die Förderung, Verarbeitung und der Transport nach Deutschland Emissionen aus der Erdgasvorkette. Beim Import von LNG aus den USA (V-46) liegt dieser Beitrag bei 35 g CO₂-Äq. /MJ H₂; darauf folgt der Import von Erdgas aus Qatar (V-48) mit 24 g CO₂-Äq. /MJ H₂ und der Import aus Norwegen (V-47) mit 5 g CO₂-Äq. /MJ H₂. In V-47 spiegelt sich ein hoher Standard der Erdgasförderung wider, der in anderen Regionen nicht erreicht wird. Entsprechend der Entfernung der Bereitstellungsländer ändern sich auch die Beiträge aus dem Transport. In Summe verursacht ein Import von Erdgas aus Norwegen und die Umwandlung zu Wasserstoff mittels ATR in Deutschland nur halb so große Klimabelastungen wie ein Import aus den USA.

Die SMR- und Pyrolyserouten sind im Nachteil gegenüber der ATR (vgl. Abbildung 26).

4.3.1.3 Varianten Ammoniak

Für die Bereitstellung von Ammoniak als PtGLS-Produkt wurde eine Variante zum Basisfall berechnet. Abbildung 30 zeigt das Treibhauspotenzial der Produktion mit EE-Strom in Deutschland (V-22).

Abbildung 30: Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Ammoniak (NH₃) mit EE-Strom in Deutschland gegenüber dem Basisfall.



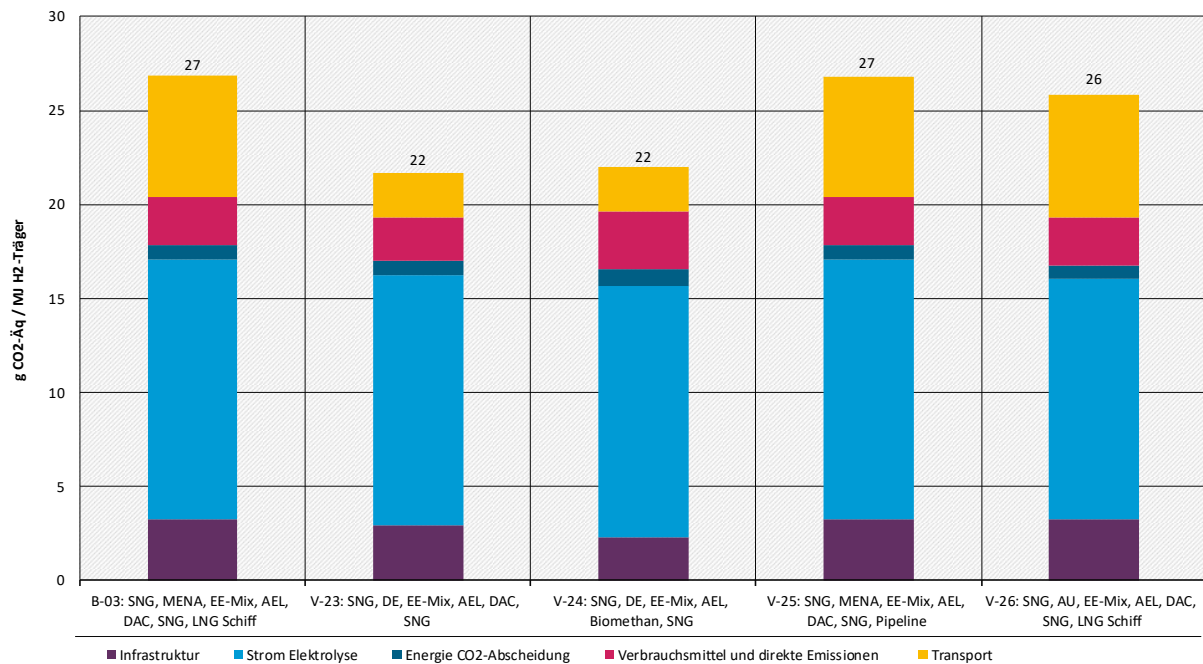
Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

Die Produktion in Deutschland (V-22) zeigt gegenüber dem Basisfall fast das gleiche Treibhauspotenzial. Da sich die THG-Lasten der EE-Strommixe in Deutschland und der MENA-Region nur geringfügig unterscheiden (s. Tabelle 3: 21-25 g CO₂-Äq./kWh), sind die Lasten aus dem Strom für die Elektrolyse und dem Strombedarf der Synthese fast gleich. Die Lasten aus der Infrastruktur, Verbrauchsmitteln und direkten Emissionen sind identisch. Der größte Unterschied zwischen Variante und Basisfall zeigt sich in der Kategorie „Transport“. Für die Variante V-22 fällt der Schiffstransport weg, der rund 40 % der Lasten verursacht. Der restliche Anteil wird durch den Transport mit Lkw in Deutschland verursacht.

4.3.1.4 Varianten Methan (SNG)

Für die Bereitstellung von Methan (SNG) als PtGLS-Produkt wurden vier Varianten zum Basisfall berechnet. Modelliert wurde die Produktion in Deutschland mit CO₂ aus DAC (V-23) bzw. aus Biomethan (V-24), der Transport via Pipeline aus der MENA-Region (V-25), und die Produktion in Australien mit entsprechendem Schiffstransport (V-26). Abbildung 31 zeigt das Treibhauspotenzial dieser Varianten.

Abbildung 31: Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Methan (CH₄, SNG) mit EE-Strom an verschiedenen Standorten und deren Transporte gegenüber dem Basisfall.



Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

Im Vergleich zur fossilen Referenz, die bei 69 g CO₂-Äq./MJ liegt, zeigen sich Reduktionen zwischen rund 60 % und 70 %.

Die Varianten V-23 (Produktion in Deutschland, CO₂ aus DAC) und V-24 (Produktion in Deutschland, CO₂ aus der Biomethanproduktion) zeigen das beste Ergebnis. Gegenüber dem Basisfall (Produktion in der MENA-Region und Transport per Schiff über 4000 km) liegen die Lasten rund 20 % niedriger. Die Ergebnisse für die anderen Varianten unterscheiden sich in der Gesamthöhe kaum vom Basisfall.

Die größten Unterschiede zeigen sich in der Kategorie „**Transport**“. Diese sind hauptsächlich durch die Aufwendungen für Verflüssigung und Regasifizierung sowie durch Methanemissionen des Schiffs- und Gasleitungstransport begründet. Ein Teil der Lasten der energetischen Aufwendungen für den Transport sind zudem in den anderen Kategorien enthalten, da sowohl die Verflüssigungsanlage als auch die Kompressoren der Pipeline – wie heute bei Erdgas üblich – mit dem transportierten Gas betrieben werden. Für verflüssigtes Methan (B-03 und V-26) sind dies rund 10 % der Lasten in den Kategorien außer Transport, für den Pipelinetransport (V-25) rund 5 %.

Die Unterschiede in den THG-Intensitäten der eingesetzten EE-Strommixe sind hingegen gering und beeinflussen das Ergebnis nur wenig (s. Tabelle 3: 21-25 g CO₂-Äq./kWh).

Die Produktion im MENA-Raum mit anschließendem Transport per Gasfernleitung über 3000 km (V-25) hat für die Kompression ähnliche Aufwendungen wie die Verflüssigung im Basisfall B-03. Daraus lässt sich verallgemeinern, dass diese Entfernung ungefähr der „Bereich des Gleichstandes“ ist. Auf kürzere Entfernungen als 3-4000 km ist der Transport per Gasfernleitung mit geringeren Klimlasten verbunden, auf längeren der Transport per Schiff. Für den Fall der Produktion in Australien (V-26) gleichen die etwas niedrigeren Lasten des dortigen EE-Stroms nahezu mit den höheren Transportlasten aus.

Die Produktion in Deutschland mit CO₂ aus der Biomethanherstellung (V-24) hat niedrigere Transportlasten und Infrastrukturaufwendungen, dafür aber Emissionen aus den energetischen

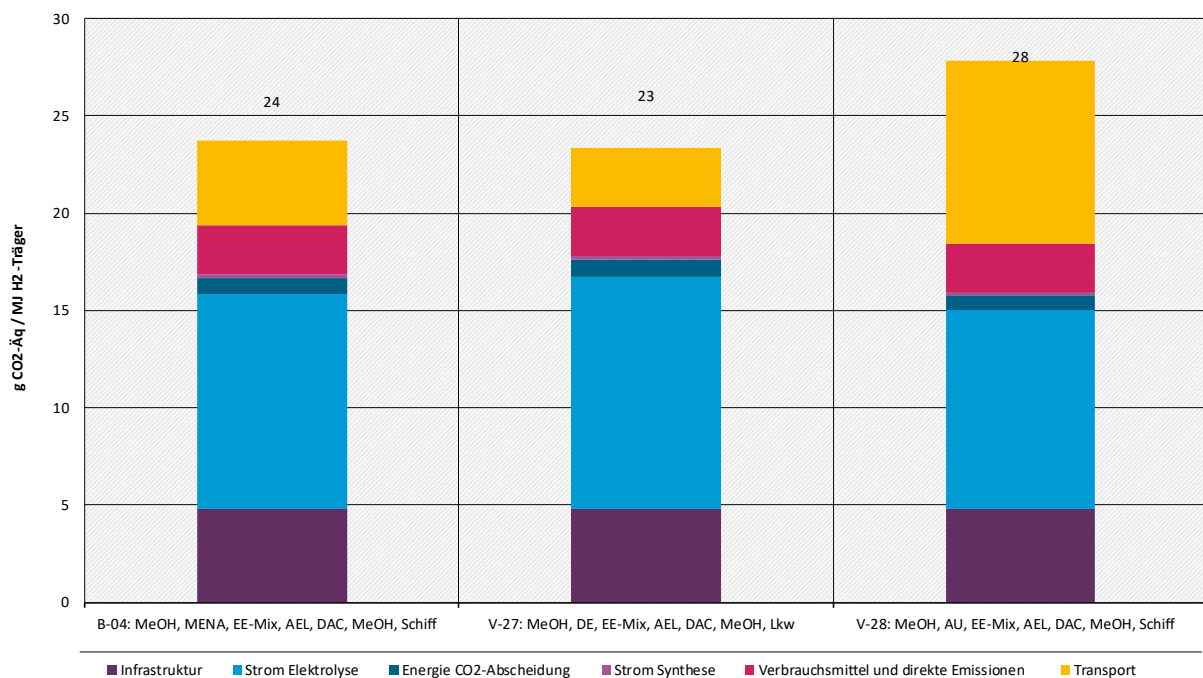
Aufwendungen zur CO₂-Abtrennung. Das sind vor allem Strom und Wärme, doch auch erhöhte Anteile an Verbrauchsmitteln und Methanemissionen liefern höhere Lasten.

Die Betrachtung einer weiteren Region (SNG mit Windstrom aus Kanada) findet sich im Anhang.

4.3.1.5 Varianten Methanol

Neben dem Basisfall für den Import von Methanol (MeOH) aus der MENA-Region nach Deutschland werden zwei Varianten der Produktion mit EE-Strom in unterschiedlichen Regionen (Deutschland und Australien) ausgewertet.

Abbildung 32: Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Methanol (MeOH) mit EE-Strom an verschiedenen Standorten und deren Transporte gegenüber dem Basisfall.



Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

Insgesamt liegen die Ergebnisse für V-28 (Produktion in Australien) etwa 15 % über den Lasten des Basisfalls, während die deutsche MeOH-Produktion (V-27) eine geringe Reduktion der Lasten gegenüber MeOH aus der MENA-Region ermöglicht. In Bezug zur fossilen Referenz von 114 gCO₂-Äq./MJ liegen die Ergebnisse aber 75 – 80 % niedriger.

Die THG-Lasten aus Infrastruktur, CO₂-Abscheidung und Verbrauchsmitteln/direkten Emissionen bleiben vom Wechsel des Produktionsstandortes unberührt. Die Ergebnisse der Varianten unterscheiden sich in den Prozessschritten „Transport“ und „Strom Elektrolyse“. Beim **Transport** macht die Lkw-Distribution innerhalb von Deutschland einen Großteil der Transportemission aus; dabei sind für alle Varianten die gleichen Transportdistanzen in Deutschland modelliert. Im Basisfall sind die THG-Lasten aus dem Lkw-Transport in Deutschland mehr als doppelt so hoch wie die aus dem Schiffstransport MENA-Deutschland. Die Lasten für den Seeweg Australien-Deutschland sind entsprechend der Transportdistanz nahezu fünfmal so hoch wie im Basisfall (Seewege 19.000 km zu 4.000 km). Im Basisfall tragen die Transportlasten rund 20 % zum Gesamtergebnis bei, bei einer Produktion in Deutschland (V-27) etwa 15 %, beim Import von australischem MeOH sind es rund 35 %.

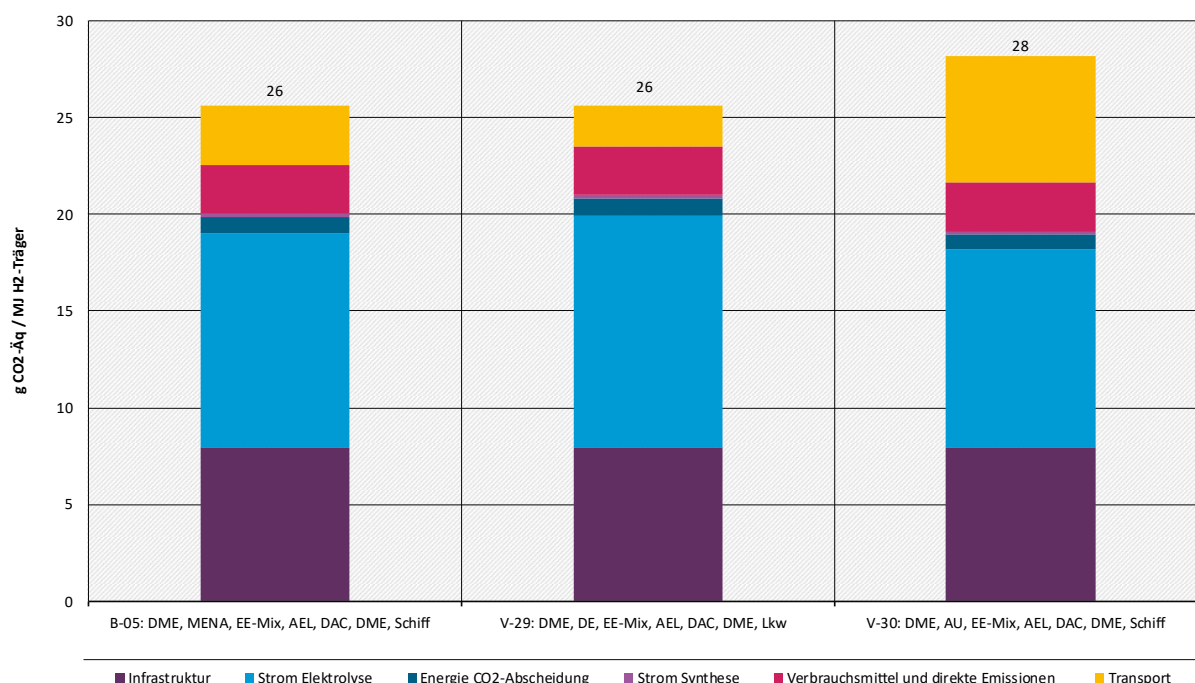
Die leichten Unterschiede der THG-Lasten des **Stroms für die Elektrolyse** folgen aus den unterschiedlichen Treibhauspotenzialen der EE-Strommische in den Erzeugungsregionen (s. Tabelle 3: 21-25 g CO₂-Äq./kWh).

Eine Betrachtung weiterer Standorte (Südafrika und Chile) findet sich im Anhang.

4.3.1.6 Varianten Dimethylether

Der Import von DME aus der MENA-Region nach Deutschland wurde durch zwei Varianten ergänzt, die eine Produktion mit EE-Strom in unterschiedlichen Regionen (Deutschland und Australien) betrachten.

Abbildung 33: Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Dimethylether (DME) mit EE-Strom an verschiedenen Standorten und deren Transporte gegenüber dem Basisfall.



Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

Die Veränderungen, die für die Varianten der DME-Produktionsländer beobachtbar sind, ähneln grundsätzlich denjenigen, die bereits für MeOH beschrieben wurden. Im Gegensatz zur Produktion von MeOH trägt die Infrastruktur bei der DME-Herstellung jedoch einen noch größeren Anteil zu den Gesamtlasten (etwa 30 %) bei, während die Transporte sowohl relativ als auch absolut weniger signifikante Beiträge liefern als für MeOH. Letzteres liegt am höheren Heizwert von DME und damit geringerem spezifischem Transportvolumen (Tabelle 23).

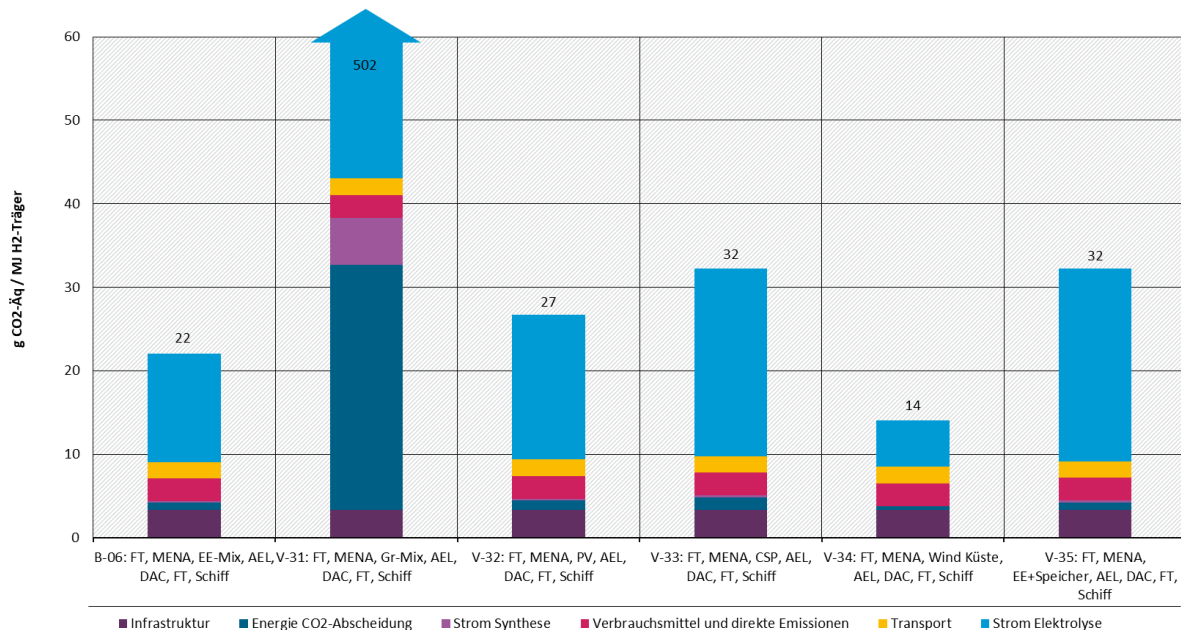
Die Ergebnisse liegen rund 75 – 80 % unter denen der fossilen Referenz von 119 g CO₂-Äq./MJ. Aufgrund der hohen und sich regional nicht unterscheidenden Infrastrukturlasten sind sowohl die Vor- als auch Nachteile einer Produktion in Deutschland/Australien geringer als für MeOH. Die Lasten einer deutschen DME-Produktion (V-29) gleichen den DME-Importen aus MENA. Ein Import aus Australien (V-30) bedeutet trotz des fünfmal so langen Seeweges lediglich 7 % höhere THG-Lasten je MJ DME im Vergleich zum Basisfall MENA. Das Treibhauspotenzial der Prozessschritte „Infrastruktur“, „CO₂-Abscheidung“ und „Verbrauchsmittel und direkte Emissionen“ sind für Basisfall, V-29 und V-30 gleich.

4.3.1.7 Varianten Benzin/Diesel/Kerosin/Naphtha

Für die Fischer-Tropsch Kraftstoffe wurde die Erzeugung von Wasserstoff in der MENA-Region mit unterschiedlichen Stromquellen variiert. Neben der Nutzung von Graustrom aus dem Versorgungsmix (V-31) wurden drei erneuerbare Stromerzeuger modelliert: reiner PV-Strom (V-32), konzentrierende Solarkraft (CSP) (V-33) und Wind an Küstenstandorten (V-34). Zudem wird die Nutzung eines Stromspeichers für eine vollständige Auslastung der Syntheseanlagen

betrachtet (V-35). Der Basisfall stellt dabei eine Mischung der Stromerzeuger aus V-32 bis V-34 nach Tabelle 3 dar.

Abbildung 34: Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen (FT) mit verschiedenen Stromerzeugern gegenüber dem Basisfall.



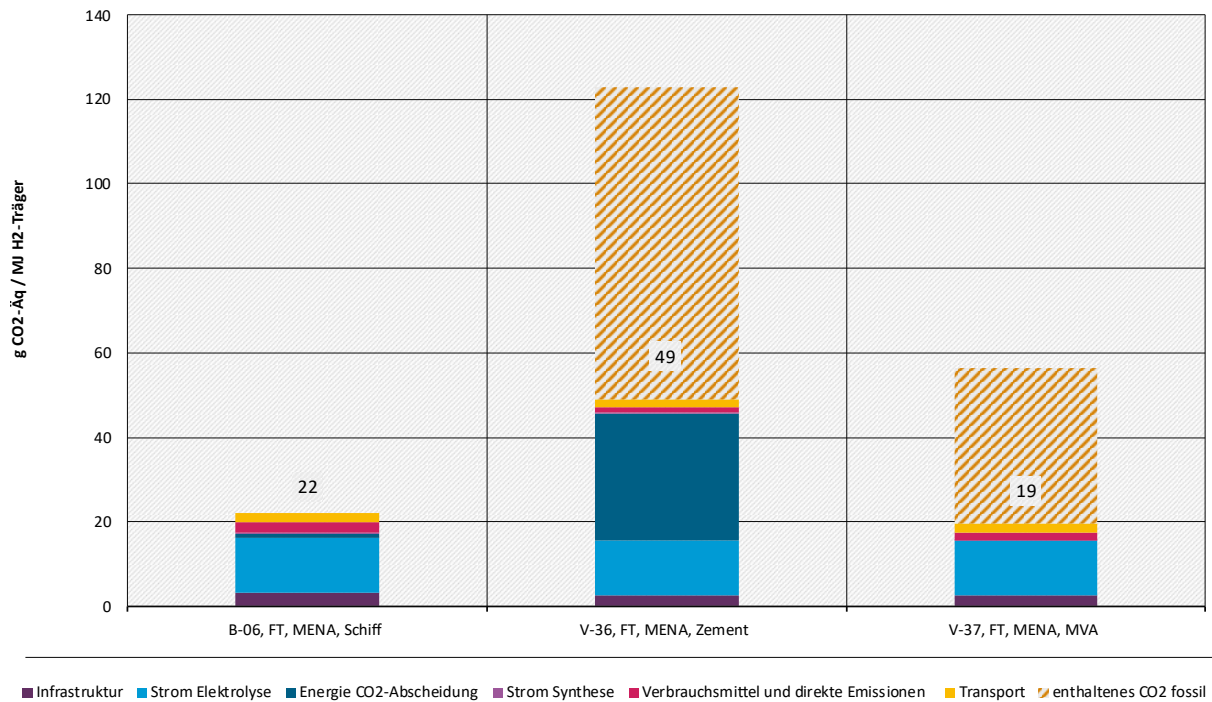
Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

Im Basisfall der FT-Kraftstoffe trägt die Stromerzeugung für die Wasserelektrolyse bereits rund 60 % zum Gesamtergebnis der THG-Emissionen bei. Eine Variation dieses Prozessschrittes hat einen entsprechend starken Einfluss auf das Ergebnis.

Werden FT-Kraftstoffe aus der MENA-Region nach Deutschland importiert, die auf der Basis von Elektrolyse-Wasserstoff aus Graustrom (Versorgungsmix) synthetisiert wurden (V-31), so liegt die Klimawirkung je MJ FT-Kraftstoff rund 23-mal so hoch wie im Basisfall (EE-Mix MENA) und 5-mal so hoch wie die fossile Referenz. Der Strom für die Elektrolyse stellt in diesem Fall über 90 % der Klimawirkung des Kraftstoffes dar. Die Ergebnisse der weiteren Variationen des erneuerbaren Stroms in V-32/V-33/V-34 basieren auf den zugrundeliegenden Treibhauspotenzialen je kWh Strom (Tabelle 2). CSP-Strom (V-33) zeigt hier die höchsten Lasten unter den betrachteten EE-Stromquellen. Der Einsatz von reinem PV-Strom (V-32) zeigt um rund 20 % höhere Ergebnisse im Vergleich zum Basisfall B-06, der auf einer Mischung aus PV, CSP und Windstrom basiert. Die Variante V-34 mit Windstrom (Küstenstandort) zeigt die niedrigsten THG-Emissionen unter den Varianten und liegt rund -35 % unterhalb des Basisfalls. Grund sind die niedrigen Lasten des Windstroms und der hohe Anteil von PV-Strom im EE-Strommix (siehe Tabelle 2 und Tabelle 3 in Abschnitt 2.1). Die Ergebnisse der Fälle V-32/V-33/V-34 liegen rund 65 – 85 % unter denen der fossilen Referenz.

Die Nutzung eines Stromspeichers (V-35) ermöglicht einen kontinuierlichen Betrieb der Elektrolyse- und Synthesenanlagen über die spezifischen Betriebsstunden der Stromerzeugungsanlagen hinaus. Die Materialaufwendungen für den Stromspeicher verursachen aber zusätzliche 36 g CO₂-Äq. je kWh Strom. Zusammengefasst liegen die Lasten für V-35 oberhalb fast aller Varianten für erneuerbare Stromquellen und rund 50 % oberhalb des Basisfalls B-06.

Abbildung 35: Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen (FT) mit verschiedenen CO₂-Quellen gegenüber dem Basisfall.



Variation CO₂-Quelle

Weitere Varianten der Herstellung von FT-Kraftstoffen in der MENA-Region beziehen sich auf die Quelle des Kohlenstoffs, der in der FT-Synthese verwendet wird. Neben der Extraktion aus der Umgebungsluft (DAC) werden CO₂ aus der Zementherstellung oder aus Müllverbrennung betrachtet.

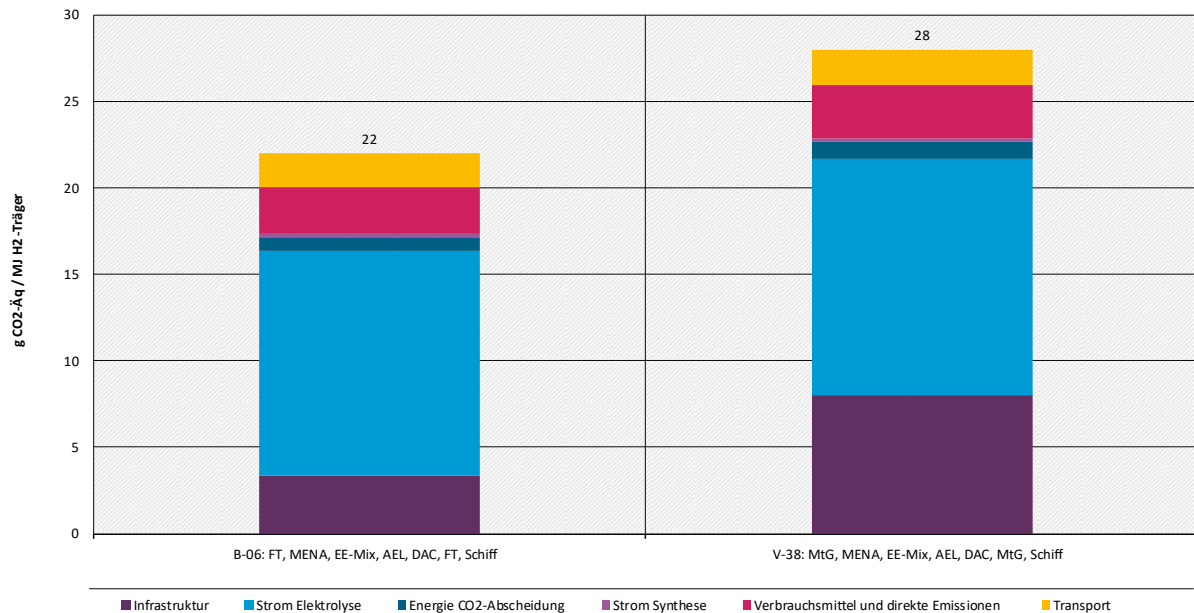
Während das Ergebnis des Basisfalls (B-06) rund 75 % unter dem der fossilen Referenz liegt, erreicht die Variante mit CO₂ aus einem Zementwerk (V-36) nur eine Reduktion von rund 50 %. Die Variante V-37 (Abscheidung von CO₂ aus einer MVA) liegt rund 80 % unter der fossilen Referenz.

Unter den in dieser Studie getroffenen Annahmen für die Energiebereitstellung für die CO₂-Abscheidung (Abschnitt 2.5) und die Zuordnung der Lasten des abgeschiedenen Kohlenstoffs (Abschnitt 4.1.3) schneidet die Variante V-36 deutlich schlechter ab als der Basisfall. Die Abscheidung an den Punktquellen Zementwerk und Müllverbrennungsanlage findet unter Einsatz von Monoethanolamin (MEA) statt. Dafür werden im Zementwerk Graustrom aus dem Versorgungsmix und Wärme aus fossilen Energieträgern eingesetzt. Entsprechend hoch sind die Lasten der Kategorie „**Energie CO₂-Abscheidung**“. Strom und Wärme in der MVA (V-37) werden aus dem Kraftwerk gespeist und sind lastenfrei, da Emissionen aus der MVA der Müllverwertung als Dienstleistung zugeordnet werden. Dadurch ergibt sich eine Entlastung gegenüber dem Basisfall von etwa 10 %. Der Basisfall zeigt etwas höhere Werte in der Kategorie „**Verbrauchsmittel und direkte Emissionen**“. Diese Lasten sind im Basisfall hauptsächlich auf die Herstellung des Adsorbermaterials für DAC und in den Varianten auf die Herstellung und Entsorgung von MEA zurückzuführen.

In den Varianten V-36 und V-37 ist zudem der fossile CO₂-Anteil im FT-Produkt ausgewiesen (schraffierte Segmente). Dies sind 74 g CO₂/MJ FT-Produkt, wenn das CO₂ aus dem Zementwerk stammt. In MVAs entsteht CO₂ zur Hälfte aus biogenen und zur anderen Hälfte aus fossilen Quellen. Daher beträgt der fossile Anteil 37 g CO₂/MJ FT-Produkt.. Würde der FT-Kraftstoff in

Deutschland mit den gleichen CO₂-Quellen hergestellt (nicht dargestellt), so würden sich zwar alle Kategorien mit Strombezug (Elektrolyse, Synthese, CO₂-Abscheidung) leicht verschlechtern, die Transportlasten aber geringer ausfallen. In der Gesamtbetrachtung würden die Ergebnisse für die Varianten auch in Deutschland in einem ähnlichen Größenverhältnis stehen.

Abbildung 36: Treibhauspotenzial der Bereitstellung von Benzin über die MtG-Route im Vergleich zum Basisfall (Fischer-Tropsch).



Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

Variation Synthese

Eine Variante zur Herstellung von Benzin ist die Nutzung der Syntheseroute Methanol-to-Gasoline (MtG). Aus dem FT-Prozess können sowohl Benzin als auch Diesel oder Kerosin gewonnen werden. Da die Lasten der Herstellung auf der Basis des Heizwertes alloziert und hier dargestellt werden, lässt sich FT-Benzin direkt mit MtG-Benzin vergleichen. Abbildung 36 zeigt das Treibhauspotenzial dieser Prozessroute (V-38) im Vergleich zum Basisfall. Die Lasten liegen für MtG-Benzin um rund 30 % höher. Dies ist vor allem auf den höheren Beitrag der Infrastruktur, insbesondere der Methanolherstellung, zurückzuführen. Auch die Lasten der Verbrauchsmittel sind in der MtG-Route fast doppelt so hoch wie im Basisfall. Dies liegt am Wasserbedarf der Methanolsynthese, der in der ariden MENA-Region nur aufwändig zu decken ist.

Die Reduktion gegenüber der fossilen Referenz von 99 g CO₂-Äq/MJ liegt zwischen 70 – 80 %.

Eine weitere Variante für FT-Kraftstoffe aus Südafrika findet sich im Anhang.

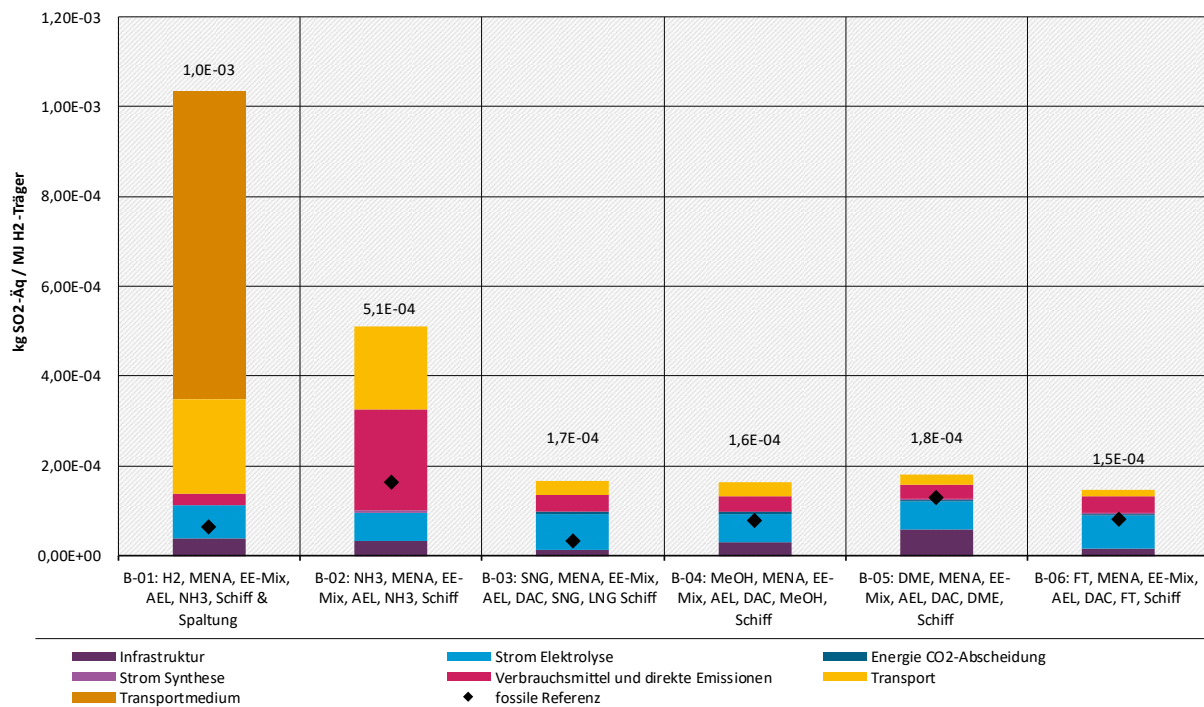
4.3.2 Andere Umweltwirkungskategorien

Exemplarisch für die anderen Umweltwirkungskategorien, die zusätzlich zum Treibhauspotenzial ausgewertet werden, sind in den folgenden Abschnitten die Basisfälle der PtGLS-Produkte dargestellt und beschrieben.

4.3.2.1 Versauerung

Abbildung 37 zeigt die Ergebnisse für das Versauerungspotenzial der betrachteten PtGLS-Produkte in den Basisfällen, jeweils bezogen auf 1 MJ Heizwert. Die gestapelten Säulen zeigen die Beiträge der Prozessabschnitte nach Tabelle 24.

Abbildung 37: Versauerungspotential der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall



Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

In Bezug auf die jeweilige fossile Referenz zeigen alle Basisfälle einen deutlichen Anstieg. Für den Fall B-01 (H₂ via NH₃) liegt das Versauerungspotenzial rund 16-mal höher, für den Fall B-02 (NH₃) rund dreimal so hoch wie die Referenz. Die Bereitstellung von synthetischem Erdgas (B-03) hat ein rund 5-mal so hohes Versauerungspotential wie der fossile Brennstoff. Für DME (B-05), Methanol (B-04) und FT-Kraftstoffe (B-06) liegen die Ergebnisse zwischen 40 – 100 % über der Referenz.

Auffällig ist der hohe Beitrag, der im Fall von Wasserstoff, der in Form von Ammoniak transportiert wird (B-01), in der Kategorie „**Transportmedium**“ entsteht. Dieser Beitrag ist zu rund 40 % durch Emissionen von Ammoniak und Stickoxiden verursacht, die bei der Herstellung und dem Spalten von Ammoniak emittiert werden. Hier unterscheiden sich die Fälle B-01 und B-02: in letzterem ist Ammoniak das Zielprodukt, nicht das Transportmedium. Daher werden die Emissionen für B-02 bei der Ammoniak-Synthese in der Kategorie „**Verbrauchsmittel und direkte Emissionen**“ gelistet und nicht in der Kategorie „**Transportmedium**“, wie in B-01. Bei diesem Vergleich zeigt sich, dass die angenommenen direkten Emissionen der Ammoniak-Spaltung etwa die Hälfte aller Beiträge zur Versauerung beisteuern könnten.

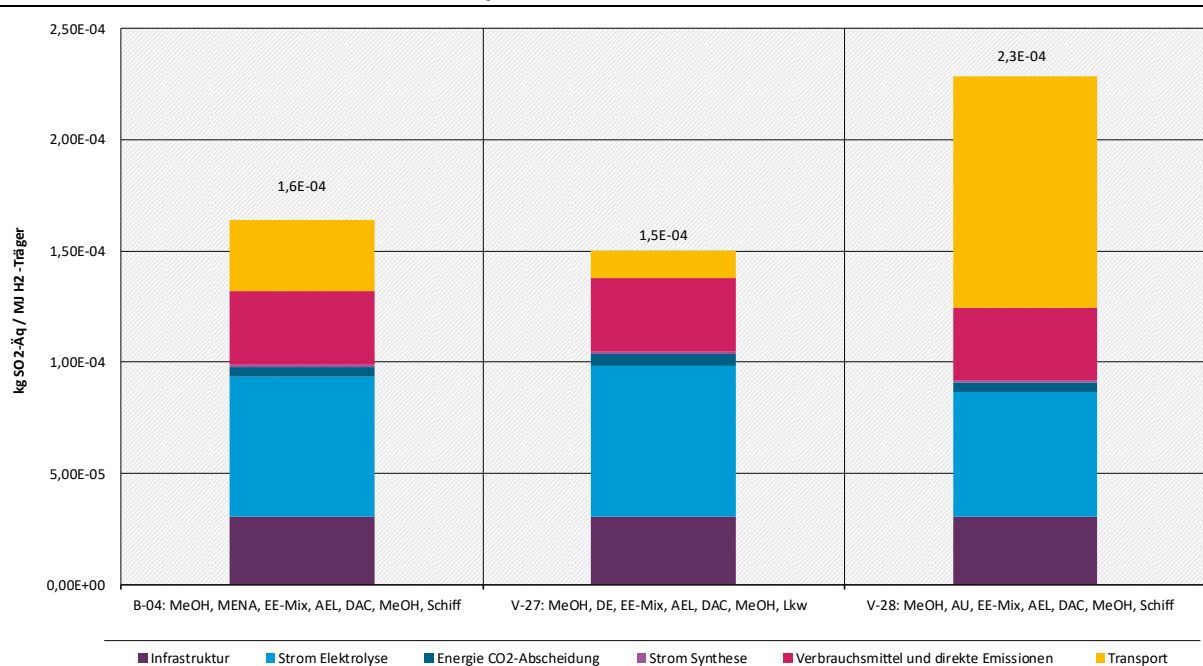
Die Beiträge zur Versauerung in allen anderen Fällen sind vor allem durch Emissionen von Schwefeldioxid, Stickoxiden und – zu geringeren Anteilen – Ammoniak aus Verbrennungsprozessen verursacht. Diese Beiträge finden sich über die Hintergrundprozesse in der Herstellung der „**Infrastruktur**“, in der Herstellung der Energieerzeugungsanlagen („**Strom Elektrolyse**“) in „**Verbrauchsmittel und direkte Emissionen**“ und im „**Transport**“.

Strombedarf und Hintergrundprozesse sind generell für über 95 % der Emissionen in dieser Wirkungskategorie verantwortlich (es sei denn der Pfad enthält Ammoniak als Produkt oder Transportmedium).

Als weiteres Ergebnis ist in Abbildung 38 der Einfluss der Transportdistanz am Beispiel von Methanol gezeigt. In der Kategorie „**Transport**“ ist ein linearer Zusammenhang zwischen Transportentfernung und Beitrag zur Versauerung gegeben, der im Fall von Australien als

Herkunftsland fast die Hälfte der Umweltwirkung ausmacht. Wie schon der Basisfall B-04 liegen auch die beiden Varianten über der fossilen Referenz (ca. 90 % (V-27), bzw. ca. 190 % (V-28)).

Abbildung 38: Versauerungspotential der Bereitstellung von Methanol (MeOH) mit unterschiedlichen Transportdistanzen



Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

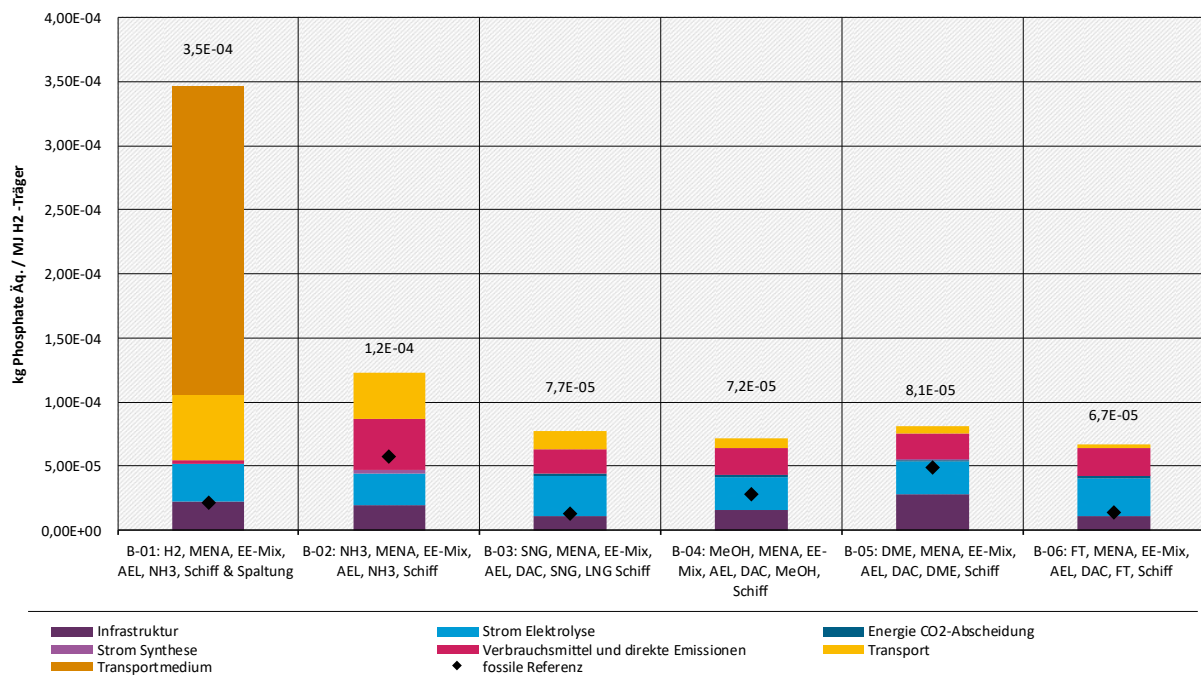
4.3.2.2 Eutrophierung

Abbildung 39 zeigt das Potenzial für die Eutrophierung (Überdüngung) durch die betrachteten PtGLS-Produkte in den Basisfällen, jeweils bezogen auf 1 MJ Heizwert. Die gestapelten Säulen zeigen die Beiträge der Prozessabschnitte nach Tabelle 24. Im Wesentlichen sind die Beiträge zum Eutrophierungspotenzial ähnlich zu den Ergebnissen des Versauerungspotenzials. Auch das Eutrophierungspotenzial wird zu großen Teilen durch Emissionen von Ammoniak und NO_x verursacht. Es kommen jedoch noch Phosphatmissionen ins Wasser hinzu, Schwefeldioxid spielt dagegen keine Rolle. Dadurch wird der Einfluss des Transportes geringer.

Auch hier zeigen alle Basisfälle in Bezug auf die jeweilige fossile Referenz einen deutlichen Anstieg. Für den Fall B-01 (H_2 via NH_3) liegt das Eutrophierungspotenzial rund 16-mal höher, für den Fall B-02 (NH_3) rund doppelt so hoch wie die Referenz. Die Bereitstellung von synthetischem Erdgas (B-03) ist potenziell rund 6-mal so eutrophierend wie der fossile Brennstoff. Für DME (B-05), Methanol (B-04) und FT-Kraftstoffe (B-06) liegen die Ergebnisse zwischen 70 – 380 % über der Referenz.

In der Kategorie „**Transportmedium**“ tragen neben direkten Emissionen bei Ammoniaksynthese und -Spaltung auch Phosphatmissionen ins Grundwasser bei. Diese stammen insbesondere aus dem Abbau von Braunkohle, da in der Modellannahme davon ausgegangen wird, dass für die Ammoniakspaltung deutscher Netzstrom verwendet wird.

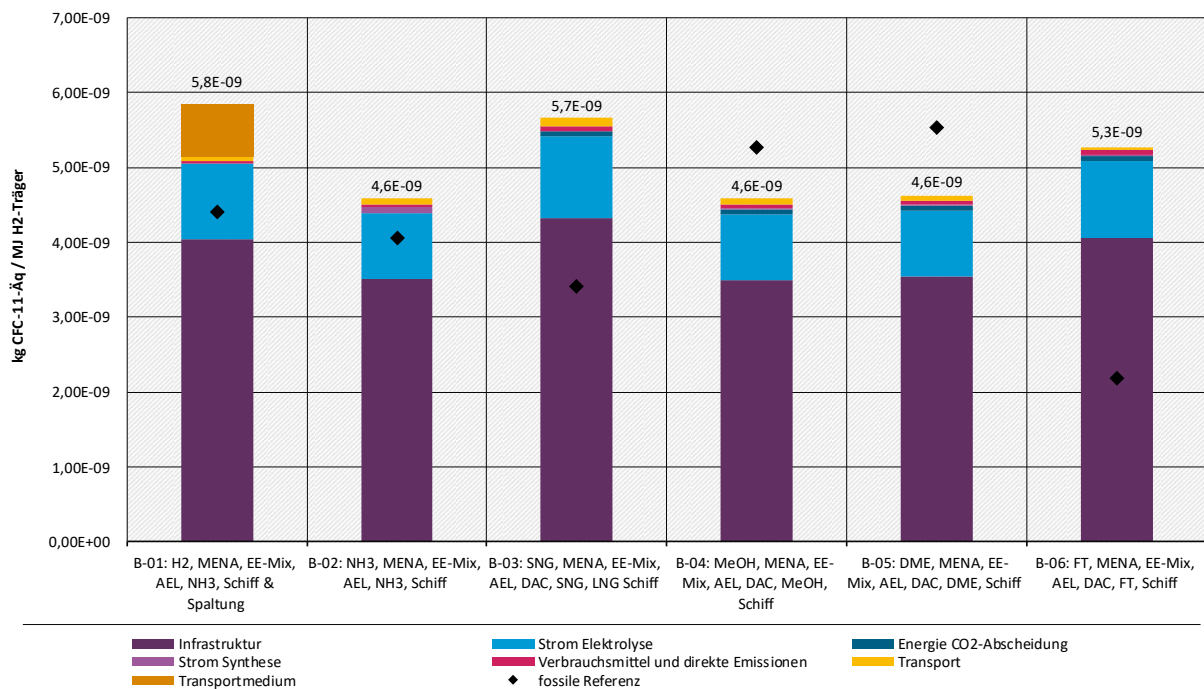
Abbildung 39: Eutrophierungspotential der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall



4.3.2.3 Ozonabbau

Abbildung 40 zeigt die Ergebnisse für das Potenzial des stratosphärischen Ozonabbaus durch die Bereitstellung der betrachteten PtGLS-Produkte in den Basisfällen, jeweils bezogen auf 1 MJ Heizwert. Zwischen den Fällen gibt es nur geringe Unterschiede. Der Hauptbeitrag stammt aus der Kategorie „**Infrastruktur**“ und dort aus der Herstellung der Elektrolyseure. Bei dieser wird Tetrafluorethylen in der Produktion der Membran eingesetzt. Für den Basisfall B-01 tragen ozonschädliche Emissionen (Halon 1301) aus der Erzeugung von Netzstrom sichtbar zur Kategorie „**Transportmedium**“ bei. Dieser Strom wird hier genutzt, um Ammoniak als Transportmedium zu synthetisieren und in Deutschland wieder zu spalten. Auch für „**Strom Elektrolyse**“ sind Halon-Emissionen aus der Herstellung der Anlagen für das ozonschädigende Potenzial verantwortlich.

Abbildung 40: Ozonabbaupotenzial der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall



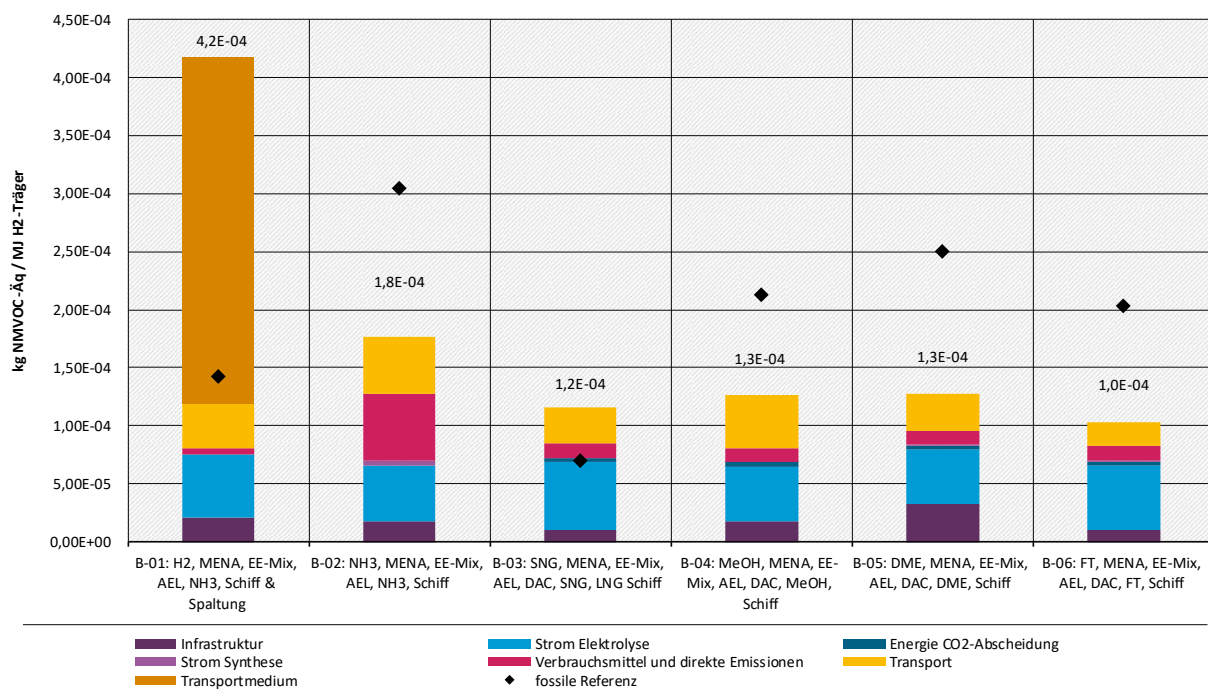
Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

Im Vergleich mit der jeweiligen fossilen Referenz zeigt sich ein uneinheitliches Bild. Für den Fall B-01 (H₂ via NH₃) liegt das Ozonabbaupotenzial rund 30 % höher als die Referenz, für den Fall B-02 (NH₃) sind es rund 15 %. Die Bereitstellung von synthetischem Erdgas (B-03) ist rund 70 % ozonschädlicher als der fossile Brennstoff. Für Methanol (B-04) und DME (B-05) liegen die Ergebnisse rund 15 % unter der Referenz. FT-Kraftstoffe (B-06) zeigen ein Ozonabbaupotenzial, das 2,5-mal so hoch wie die Referenz ist.

4.3.2.4 Sommersmog

Abbildung 41 zeigt die Ergebnisse für das Potenzial zur Bildung von Sommersmog durch die Bereitstellung der betrachteten PtGLS-Produkte in den Basisfällen, jeweils bezogen auf 1 MJ Heizwert. Für den Basisfall B-01 trägt die Kategorie „**Transportmedium**“ rund 70 % zum Ergebnis bei. Dies ist hauptsächlich auf Emissionen (NO_x, SO₂) bei der Spaltung und auf die Nutzung von Netzstrom zurückzuführen. Diese direkten Emissionen haben einen Anteil von ca. 30 % an den Gesamtemissionen. Für alle Basisfälle tragen die Kategorien „**Transport**“ und „**Strom Elektrolyse**“ überwiegend durch NO_x-Emissionen erheblich bei. Für den Basisfall B-02 führen die Stickstoffemissionen aus der NH₃-Herstellung zu erhöhten Ergebnissen in der Kategorie „**Verbrauchsmittel und direkte Emissionen**“.

Abbildung 41: Sommersmogbildungspotenzial der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall



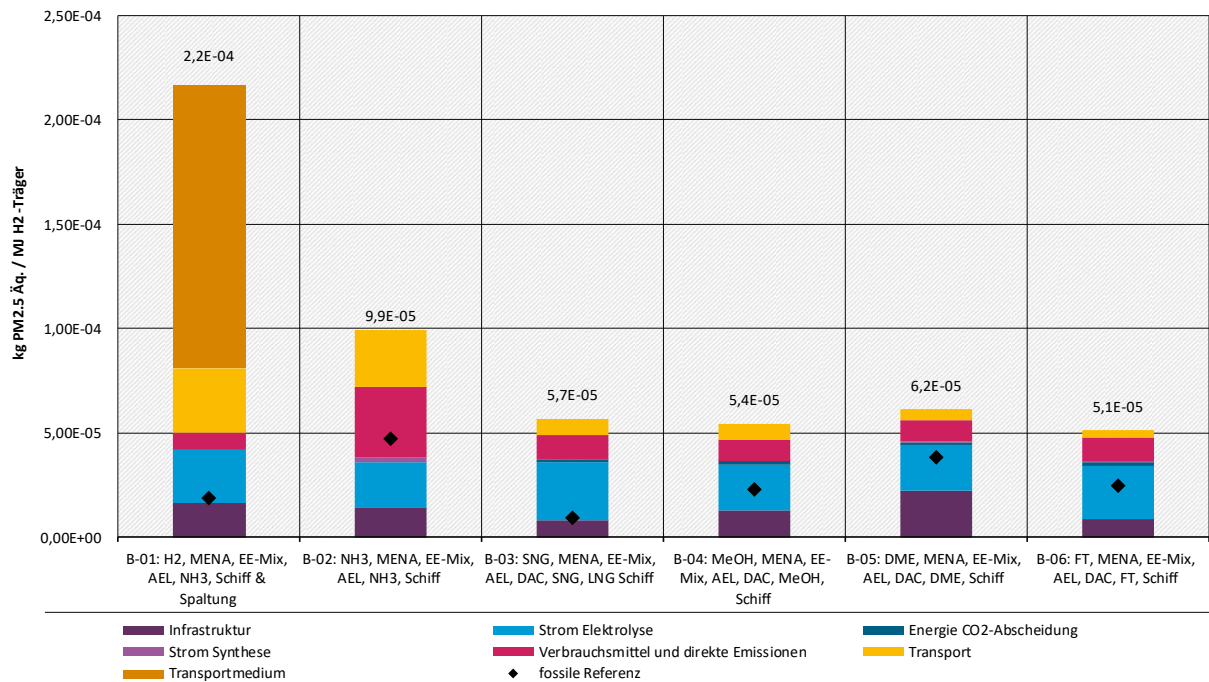
Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

Im Vergleich mit der jeweiligen fossilen Referenz zeigt sich beim Sommersmogpotenzial ein ähnliches Bild wie beim Ozonabbaupotenzial. Für den Fall B-01 (H₂ via NH₃) liegt das Sommersmogpotenzial rund dreimal höher als die Referenz, für den Fall B-02 (NH₃) rund 40 % niedriger. Die Bereitstellung von synthetischem Erdgas (B-03) ist rund 60 % ozonschädlicher als der fossile Brennstoff. Für Methanol (B-04), DME (B-05) und FT-Kraftstoffe (B-06) liegen die Ergebnisse rund 40 – 50 % unter der Referenz.

4.3.2.5 Feinstaub

Abbildung 42 zeigt die Ergebnisse für das Potenzial zur Bildung von Feinstaub durch die Bereitstellung der betrachteten PtGLS-Produkte in den Basisfällen, jeweils bezogen auf 1 MJ Heizwert. Für den Basisfall B-01 trägt die Kategorie „**Transportmedium**“ rund 60 % zum Ergebnis bei. Dies ist hauptsächlich auf direkte und indirekte (NO_x, SO₂) Emissionen bei der NH₃-Spaltung und auf die Nutzung von Netzstrom zurückzuführen. Die direkten Emissionen haben einen Anteil von ca. 25 % an den Gesamtemissionen. Für alle Basisfälle tragen die Kategorien „**Transport**“ und „**Strom Elektrolyse**“ überwiegend durch NO_x-Emissionen erheblich bei. Für den Basisfall B-02 führen die NH₃-Emissionen aus der NH₃-Herstellung zu erhöhten Ergebnissen in der Kategorie „**Verbrauchsmittel und direkte Emissionen**“.

Abbildung 42: Feinstaubbildungspotenzial der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall



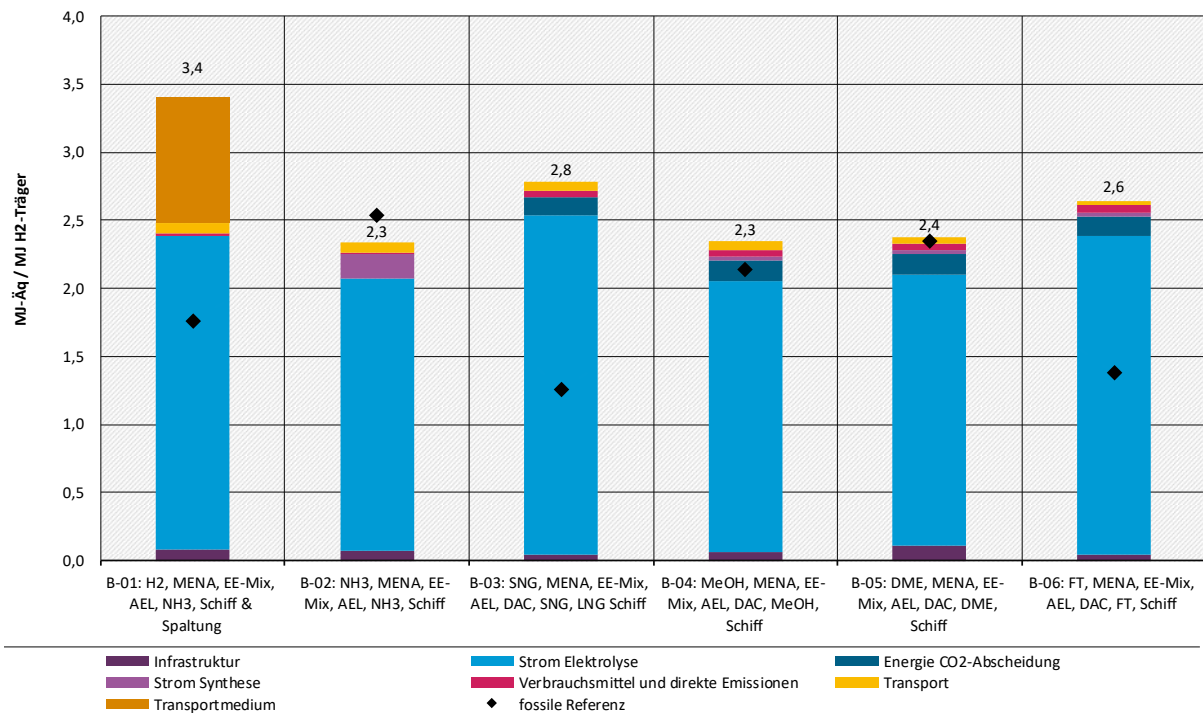
Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

Die Ergebnisse der Basisfälle liegen alle über denen der jeweiligen fossilen Referenz. Für den Fall B-01 (H₂ via NH₃) liegt das Feinstaubbildungspotenzial rund 12-mal höher als die Referenz, für den Fall B-02 (NH₃) rund doppelt so hoch. Die Bereitstellung von synthetischem Erdgas (B-03) hat das Potenzial, rund 6-mal so viel Feinstaub wie der fossile Brennstoff zu erzeugen. Für DME (B-05), Methanol (B-04) und FT-Kraftstoffe (B-06) liegen die Ergebnisse rund 60 – 140 % über der Referenz.

4.3.2.6 Kumulierter Energieaufwand (KEA)

Abbildung 43 zeigt die Ergebnisse für den kumulierten Energieaufwand (HHV = Brennwert) der Bereitstellung der betrachteten PtGLS-Produkte in den Basisfällen, jeweils bezogen auf 1 MJ Heizwert. Die Ergebnisse aller Basisfälle liegen nah beieinander. Den mit Abstand größten Beitrag liefert jeweils die Kategorie „**Strom Elektrolyse**“. Nur im Fall B-01 werden rund 30 % des Energieaufwandes für die Synthese und die Spaltung des **Transportmediums** Ammoniak aufgewendet. Alle anderen Kategorien tragen nur unwesentlich zum KEA bei.

Abbildung 43: Kumulierter Energieaufwand der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall



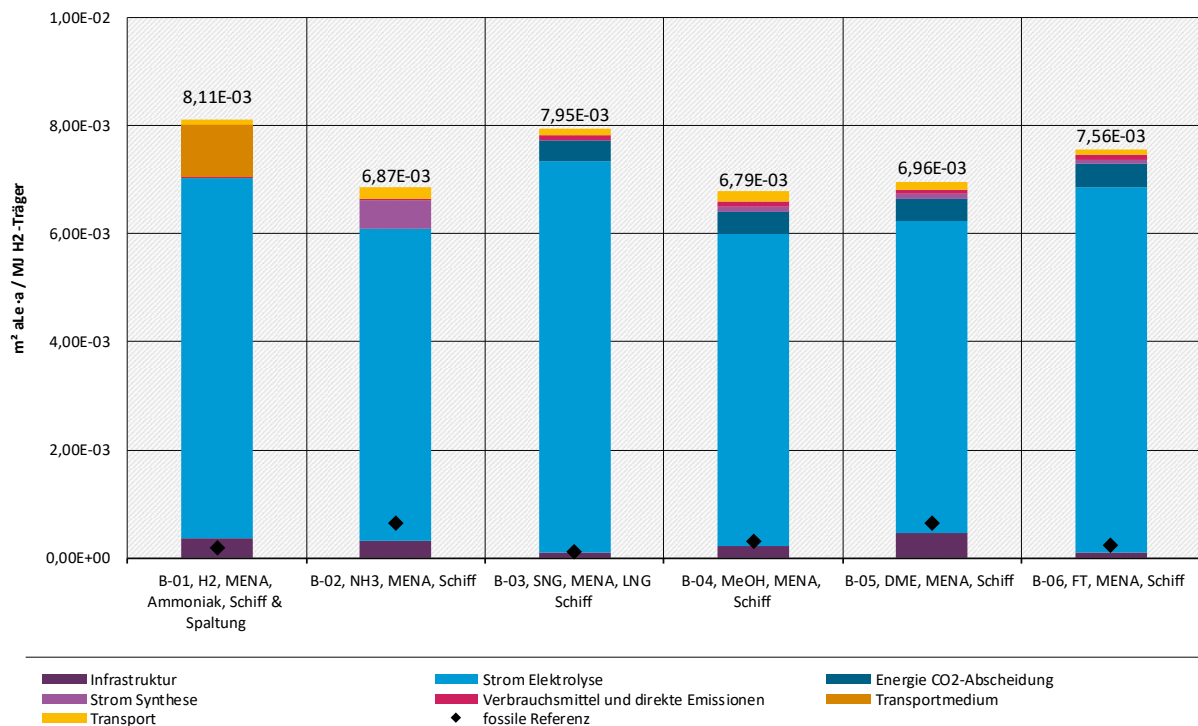
Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

Im Vergleich mit der jeweiligen fossilen Referenz zeigt sich ein uneinheitliches Bild. Für den Fall B-01 (H₂ via NH₃) liegt der kumulierte Energieaufwand rund doppelt so hoch wie die Referenz, für den Fall B-02 (NH₃) rund 10 % unter dieser. Die Bereitstellung von synthetischem Erdgas (B-03) ist rund doppelt so energieaufwendig wie die von fossilem Brennstoff. Für Methanol (B-04) liegt das Ergebnis 10 % unter der Referenz, für DME (B-05) fast gleichauf mit dieser. FT-Kraftstoffe (B-06) zeigen einen kumulierten Energieaufwand, der rund 90 % höher als die Referenz ist.

4.3.2.7 Hemerobiegewichtete Landnutzung

Abbildung 44 zeigt die Ergebnisse für die hemerobiegewichtete Landnutzung durch die Bereitstellung der betrachteten PtGLS-Produkte in den Basisfällen, jeweils bezogen auf 1 MJ Heizwert. Auch hier liegen die Ergebnisse aller Basisfälle nah beieinander. Den mit Abstand größten Beitrag liefert jeweils wieder die Kategorie „**Strom Elektrolyse**“. Nur im Fall B-01 entstehen rund 10 % der hemerobiegewichteten Landnutzung durch den Netzstrom für die Synthese und die Spaltung des Transportmediums Ammoniak, was der Kategorie „Transport“ zugerechnet wird.

Abbildung 44: Hemerobie der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall



Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

Die Ergebnisse der Basisfälle liegen zwischen 10- und 70-mal über denen der jeweiligen fossilen Referenz. Grund dafür ist der Flächenbedarf für die Stromerzeugungsanlagen, vor allem PV.

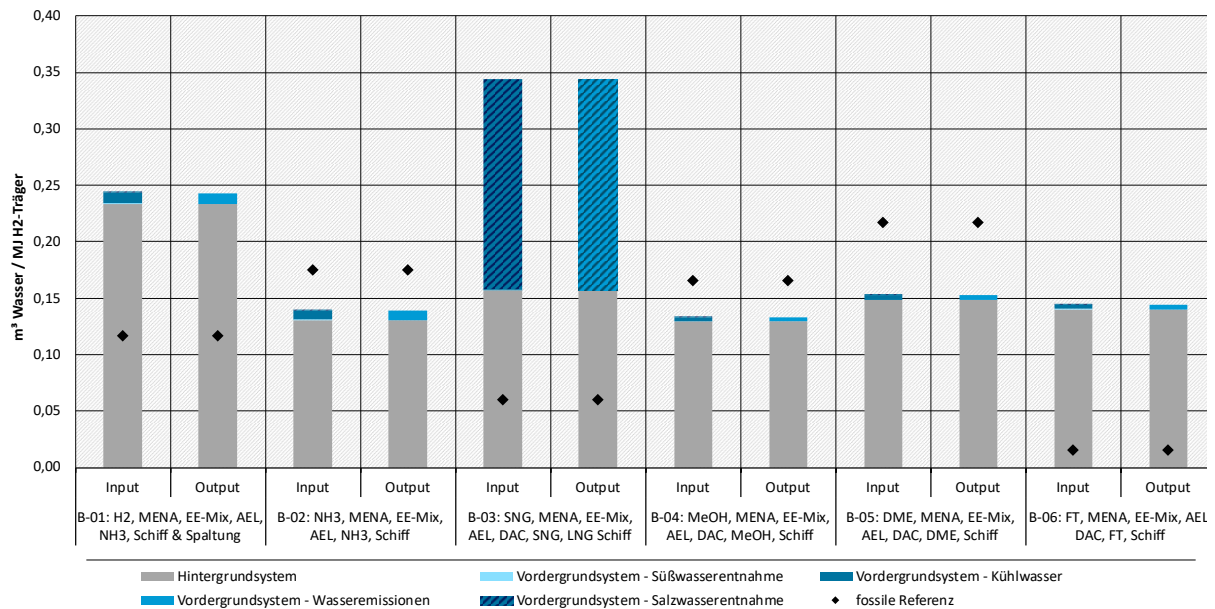
4.3.2.8 Wasserbedarf

Der Wasserbedarf setzt sich aus verschiedenen Beiträgen zusammen. Er wird zudem unterschieden in Wasseraufnahme und Wasserabgabe. Auf der Aufnahmeseite werden für das Vordergrundsystem die folgenden Größen unterschieden: Süßwasserentnahme, Kühlwasser und Salzwasserentnahme. Für das Hintergrundsystem sind diese Größen zusammengefasst worden. Auf der Abgabeseite wurden alle flüssigen und gasförmigen Wasserflüsse, die das System verlassen, zusammengefasst. In Abbildung 45 sind die Ergebnisse für die Basispfade der PtGLS-Produkte dargestellt:

Es ist deutlich zu erkennen, dass die Wasserbedarfe im Hintergrundsystem deutlich höher sind als im Vordergrundsystem. Die Bedarfe im Hintergrund entstehen hauptsächlich aus dem Bau der Stromerzeugungsanlagen und der Infrastruktur. Bei den Bedarfen im Vordergrundsystem spielt der Kühlwasserbedarf eine herausgehobene Rolle. Der Süßwasserbedarf für die Elektrolyse ist dagegen deutlich geringer. Da genutztes Kühlwasser das System auch wieder verlässt, ist die Wasserbilanz an dieser Stelle geschlossen. Süßwasser wird durch Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und kann das System nicht als Wasser auf der Abgabeseite verlassen. Die erhöhten Beiträge bei der Bereitstellung von SNG im Basisfall B-03 (schraffierte Balken) resultieren aus dem LNG-Transport. Die Regasifizierung benötigt Wärme, die dem umliegenden Meerwasser in einem Durchflusswärmetauscher entzogen wird.

Dennoch soll nicht der Eindruck entstehen, dass der Wasserbedarf einer Elektrolyseanlage vernachlässigbar ist. Ein Elektrolyseur mit einer Leistung von 500 MW braucht bei ca. 8000 Betriebsstunden etwa 0,8 Mio. m³ Süßwasser und je nach Kühlsystem bis zu 8 Mio. m³ Kühlwasser pro Jahr. Zum Vergleich: Der Wasserbedarf der BASF am Standort Ludwigshafen liegt bei etwa 18 Mio. m³ Prozesswasser (aus Grundwasser) und rund 900 Mio. m³ Kühlwasser (aus dem Rhein) im Jahr.

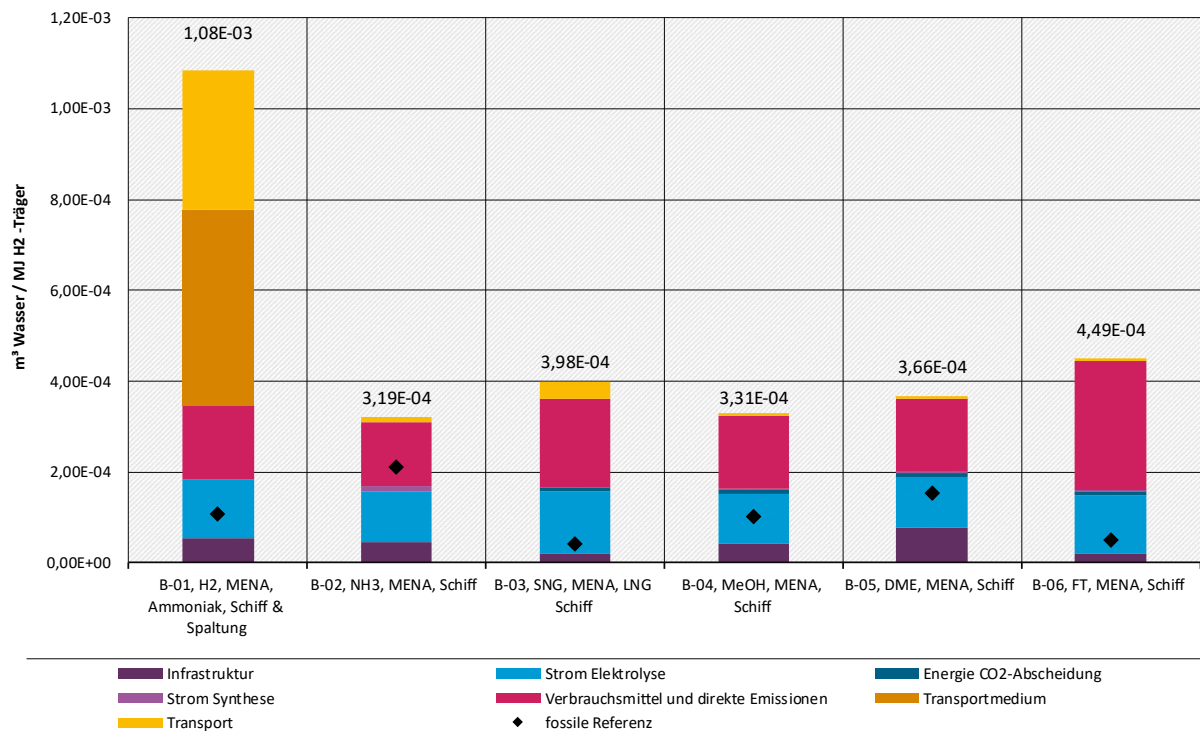
Abbildung 45: Wasseraufnahme und -abgabe in der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall.



Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

Abbildung 46 zeigt die Ergebnisse für den **Süßwasserbedarf auf der Aufnahmeseite** durch die Bereitstellung der betrachteten PtGLS-Produkte in den Basisfällen, jeweils bezogen auf 1 MJ Heizwert. Für den Basisfall B-01 tragen die Kategorien „**Transport**“ und „**Transportmedium**“ fast 70 % zum Ergebnis bei. Dies ist hauptsächlich auf die fossilen Anteile des genutzten Netzstroms zurückzuführen. Für alle Basisfälle tragen die Kategorien „**Verbrauchsmittel und direkte Emissionen**“ durch den Wasserbedarf der Elektrolyse und die Kategorie „**Strom Elektrolyse**“ durch die Herstellung der Stromerzeugungsanlagen erheblich bei.

Abbildung 46: Süßwasseraufnahme der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall



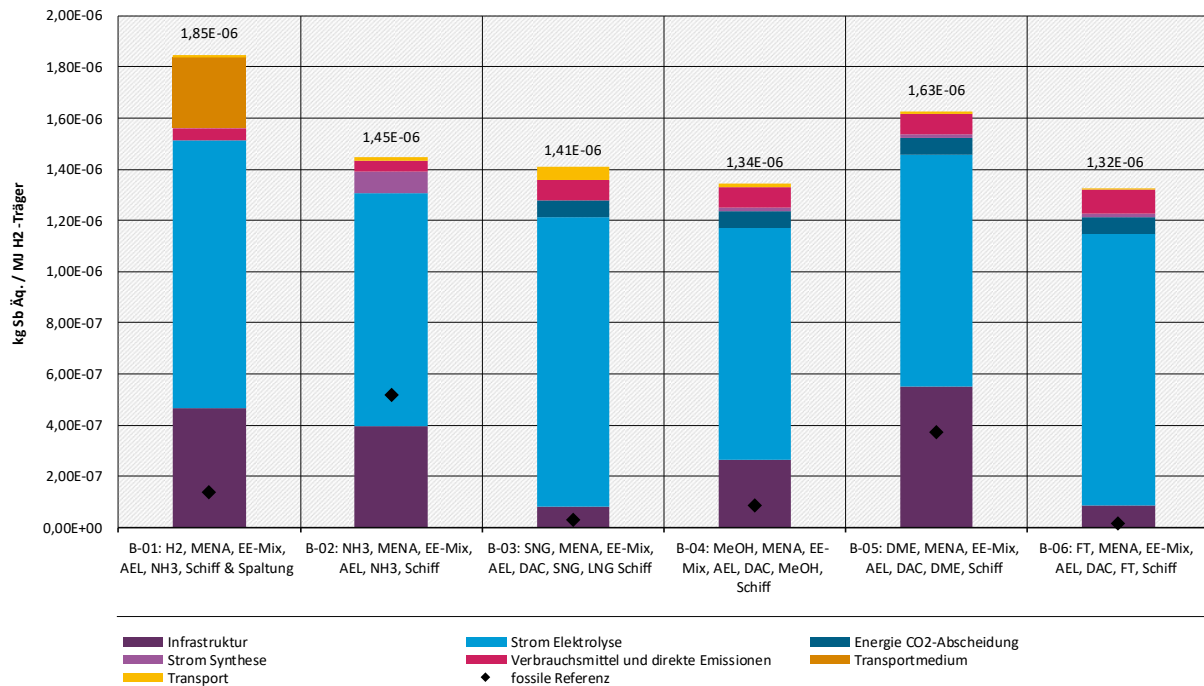
Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

4.3.2.9 Ressourcenbeanspruchung (ADP_{elements})

Abbildung 47 zeigt die Ergebnisse für das abiotische Ressourcenerschöpfungspotenzial (englisch: abiotic resource depletion potential elements, ADP_{elements}) für Mineralien und Metalle der Bereitstellung der betrachteten PtGLS-Produkte in den Basisfällen, jeweils bezogen auf 1 MJ Heizwert. Die Ergebnisse aller Basisfälle liegen nah beieinander. Den größten Beitrag liefert jeweils die Kategorie „**Strom Elektrolyse**“. Im Fall B-01 entstehen rund 15 % des abiotischen Ressourcenerschöpfungspotenzials für Mineralien und Metalle durch den Netzstrom für die Synthese und die Spaltung des **Transportmediums** Ammoniak. Der Bau der Syntheseanlagen führt zu einem wesentlichen Beitrag der Kategorie „**Infrastruktur**“.

Auch für das abiotische Ressourcenerschöpfungspotenzial zeigen alle Basisfälle in Bezug auf die jeweilige fossile Referenz einen deutlichen Anstieg. Für den Fall B-01 (H₂ via NH₃) liegt dieses Potenzial rund 13-mal höher, für den Fall B-02 (NH₃) rund dreimal so hoch wie die Referenz. Die Bereitstellung von synthetischem Erdgas (B-03) ist rund 50-mal so ressourcenerschöpfend wie der fossile Brennstoff. Für DME (B-05) ist das Ergebnis rund das Vierfache der Referenz, für Methanol (B-04) rund das 15-fache und für FT-Kraftstoffe (B-06) rund das 90-fache.

Abbildung 47: Abiotisches Ressourcenerschöpfungspotenzial für Mineralien und Metalle der Bereitstellung von PtGLS-Produkten im Basisfall



4.4 Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse

In einer zusammenfassenden Einordnung der Ökobilanzberechnungen werden in diesem Abschnitt diejenigen Faktoren benannt, welche die Umweltwirkungen der Bereitstellung synthetischer Energieträger auf Basis erneuerbarer Energien signifikant beeinflussen. Außerdem werden mögliche Zielkonflikte für Pfade und Pfadgruppen herausgearbeitet – etwa, wenn besonders niedrige Treibhausgasemissionen mit hohen Werten in anderen Wirkungskategorien einhergehen.

Eine zentrale Frage ist zunächst, welche **Klimawirkungen** die synthetischen Energieträger haben und ob sie Entlastungen gegenüber fossilen Referenzprodukten erbringen:

- Für die Produkte **Ammoniak, Methanol, DME und Fischer-Tropsch-Kraftstoffe** lässt sich in den betrachteten Basisfällen eine **Reduktion der Klimawirkung um rund 80 %** erreichen. Für **synthetisches Erdgas** ist eine **Reduktion um 60 %** möglich. Für **Wasserstoff**, der gebunden im Transportmedium Ammoniak verschifft wird, kann die Klimawirkung um rund **50 % sinken** – wenn erneuerbarer Strom auch zur Herstellung des Transportmediums eingesetzt wird.
- Die Nutzung von „**Graustrom**“, d. h. **Netzstrom**, der in der Regel auch erhebliche Anteile aus nicht-erneuerbaren Quellen enthält, **verschlechtert die Klimabilanz** in allen Prozessschritten. Das gilt vor allem für die Nutzung in der Elektrolyse, aber auch in der Synthese, Verflüssigung oder Spaltung des Transportmediums und in der Stromversorgung von Pipelinekompressoren.
- Da die Lasten des erneuerbaren Stroms in den meisten Basisfällen zwischen 40 – 60 % der Klimawirkung ausmachen, hat die **Wahl der erneuerbaren Stromquelle** einen merklichen Einfluss auf das Gesamtergebnis. **Windkraft** ist die Quelle mit der **niedrigsten Klimawirkung** und weist zugleich nur kleine absolute Unterschiede pro kWh zwischen verschiedenen Standorten auf. Die Ergebnisse für Strom aus **Photovoltaik** zeigen **größere**

Unterschiede zwischen Standorten, liegen aber auch im günstigsten Fall **zwei bis dreimal so hoch wie die für Windstrom**.

- ▶ Für die untersuchten **Transportoptionen für Wasserstoff** zeigt der Import per **Pipeline die geringste Klimawirkung**. Der Transport mit **LOHC und DME** als Transportmedium liegt **deutlich höher**. Wird das Transportmedium **Ammoniak** genutzt, kann dies mit den Ergebnissen des **Pipelinetransports** mithalten, jedoch nur wenn **erneuerbarer Strom für die NH₃-Synthese** eingesetzt wird. Andernfalls liegen die Klimabelastungen doppelt so hoch wie die des Pipeline-Transports.
- ▶ Der **Import von „blauem“ und „türkischem“ Wasserstoff** mit dem Transportmedium Ammoniak führt zu einer Klimawirkung, die **kaum besser oder sogar schlechter ist als die fossile Referenz**. Die Hauptgründe sind Treibhausgasemissionen in der Erdgasbereitstellung (insbesondere Methan) und CO₂-Emissionen in der Reformierung. Die Herstellung von „türkischem“ Wasserstoff führt mit der hier untersuchten Technik zu schlechteren Ergebnissen als die von „blauem“ Wasserstoff.
- ▶ Die **Herstellung von „blauem“ Wasserstoff in Deutschland** könnte hingegen die Klimawirkung gegenüber der herkömmlichen Herstellung (Referenz) um **40 – 70 % senken**. Voraussetzung für eine möglichst starke Reduktion ist der **Import von Erdgas mit geringen Vorlasten** und der Einsatz des Verfahrens mit **möglichst hoher CO₂-Abscheidequote**. Nicht einbezogen ist der Volumenbedarf zur Speicherung (CCS).
- ▶ Die Wahl zwischen den untersuchten **Elektrolysetechniken AEL und PEMEL** macht **kaum einen Unterschied**.
- ▶ Zwischen der Produktion von erneuerbarem **Ammoniak** im untersuchten **Ausland** und der in **Deutschland** gibt es **keine großen Unterschiede**, da sich Vorteile der Stromerzeugung mit den Nachteilen des Transports fast ausgleichen.
- ▶ Für **synthetisches Methan** spielt der **Transport** eine erhebliche Rolle. Wie beim Wasserstoff ist auch hier der Transport per **Pipeline die Option mit den geringsten Lasten** für Entfernungen bis zu 3.000-4.000 km. Der verflüssigte **Transport per Schiff** ist für **weitere Entfernungen vorteilhafter**, macht aber in der Regel die Vorteile höherer EE-Volllaststunden im fernen Ausland zunichte.
- ▶ Für die flüssigen Energieträger **Methanol, DME und Fischer-Tropsch-Kraftstoff** spielt die **Klimawirkung des genutzten EE-Stroms** eine größere Rolle, weil der Bedarf an Wasserstoff hoch ist. Der **Transport per Schiff** trägt im Vergleich zu den gasförmigen Energieträgern **weniger stark** bei.
- ▶ Die Klimabelastungen der Bereitstellung von Benzin über die **Methanol-to-Gasoline-Route** liegen rund **ein Viertel über denen der Fischer-Tropsch-Route**, aber dennoch **70 % unter der fossilen Referenz**.

Im Gegensatz zum Treibhauspotenzial zeigen die meisten Bereitstellungspfade in allen **anderen Wirkungskategorien eine deutliche höhere Umweltbelastung** im Vergleich zur jeweiligen fossilen Referenz.

- ▶ In der Kategorie „**Versauerung**“ schneiden insbesondere Pfade, in denen **Ammoniak** genutzt wird, **sehr schlecht** ab. Aber auch die Bereitstellung von **synthetischem Erdgas** und der flüssigen Energieträger **Methanol, DME und Fischer-Tropsch-Kraftstoffe** schneiden deutlich **schlechter als die fossile Referenz** ab. Grund sind vor allem Emissionen

von Schwefeldioxid, Stickoxiden und Ammoniak in Hintergrundprozessen (Infrastruktur und Transporte).

- ▶ Die Bereitstellung der synthetischen Energieträger ist auch **vielfach so eutrophierend (überdüngend) wie ihre fossilen Referenzen**. Auch die Eutrophierung wird zu großen Teilen durch Emissionen von Ammoniak und Stickoxiden verursacht, es kommen jedoch noch Phosphatmissionen ins Wasser hinzu – letzteres bei Nutzung von fossilem Netzstrom für Transportprozesse.
- ▶ In ihrem **Ozonabbaupotenzial** sind nur **Methanol und DME etwas besser** als die fossile Referenz. Die Basisfälle für Wasserstoff und Ammoniak liegen darüber. **Fischer-Tropsch-Kraftstoffe sind ein Vielfaches ozonschädlicher** als fossiler Diesel. Grund ist die Herstellung der Elektrolyseure, bei der Tetrafluorethylen in der Produktion der Membran eingesetzt wird.
- ▶ Das Potenzial für die Bildung von **Sommersmog** liegt für **Ammoniak, Methanol, DME und Fischer-Tropsch-Kraftstoffe** deutlich **unter der jeweiligen fossilen Referenz**. Die Bereitstellung von **synthetischem Erdgas und Wasserstoff** über das Transportmedium Ammoniak ist aber ein **Vielfaches schlechter**. Grund sind in allen Fällen Emissionen von Stickoxiden in Hintergrundprozessen (Transport, Infrastruktur).
- ▶ **Feinstaubemissionen** liegen potenziell **alle erheblich über denen der jeweiligen fossilen Referenz**. Für alle synthetischen Produkte tragen Emissionen von Stickoxiden aus Infrastruktur und Transportprozessen maßgeblich bei. Wird Netzstrom genutzt, kommen SO₂-Emissionen hinzu. Bereitstellungspfade mit Ammoniak führen über NH₃-Emissionen zu einem hohen Feinstaubpotenzial.
- ▶ Der **kumulierte Energieaufwand** liegt für fast alle synthetischen Produkte **gleichauf oder höher als für die jeweilige fossile Referenz**. Nur **Ammoniak und Methanol** benötigen in diesem Vergleich **etwas weniger Energieinput**. Maßgeblich ist in allen Fällen der Strominput in die Elektrolyse.
- ▶ Der **Flächenbedarf** der erneuerbaren Stromerzeugung ist der Grund dafür, dass die **hemerobiegewichtete Landnutzung** der synthetischen Produkte **rund 20-30-mal höher** liegt als die von fossilen Referenzprodukten.
- ▶ Der **Wasserbedarf** entsteht vor allem im Hintergrundsystem, insbesondere durch **fossile Stromerzeugungsanlagen und Infrastruktur**. Im Vordergrundsystem **dominiert der Kühlwasserbedarf für die Elektrolyse**, während der **Süßwasserbedarf für die Elektrolyse** im Vergleich dazu **gering** ist. Dennoch ist letzterer nicht zu vernachlässigen, da das Kühlwasser die Anlage wieder verlässt, während das Wasser für die Elektrolyse dauerhaft dem lokalen System entnommen wird.
- ▶ Auch für das **abiotische Ressourcenerschöpfungspotenzial für Mineralien und Metalle** zeigen alle Basisfälle in Bezug auf die jeweilige fossile Referenz einen **deutlichen Anstieg**. Grund ist der Bedarf für den Bau der Stromerzeugungs- und Syntheseanlagen.

5 Technische Maßnahmen zur Ermittlung und Begrenzung der Klima- und Umwelteffekte

Aus den vorherigen Abschnitten wird deutlich, dass bei der Herstellung und dem Transport von PtGLS-Produkten Umwelteffekte auftreten. Die Bereitstellung der Produkte wurde dort so modelliert, wie sie heute schon stattfindet oder voraussichtlich zunächst stattfinden wird. Es ist jedoch erstrebenswert, die Umweltbelastungen durch eine Optimierung der Bereitstellungsketten auf ein Minimum zu senken. Mit dieser Zielsetzung beschäftigt sich dieser Abschnitt. Dabei werden in Abschnitt 5.1 zunächst die Prozesse identifiziert, die die größten Beiträge zu den ermittelten Umweltwirkungen liefern. In Abschnitt 5.2 werden Möglichkeiten vorgestellt, diese Umweltwirkungen zu reduzieren und in Abschnitt 5.3 werden basierend auf den Bereitstellungspfaden, die in Abschnitt 3 definiert wurden, Zukunftsszenarien unter Umsetzung der Möglichkeiten aus Abschnitt 5.2 abgeleitet und berechnet. So können die entsprechenden Minderungseffekte quantifiziert und mögliche Auswirkungen auf andere Wirkungskategorien beschrieben werden. Abschnitt 5.4 stellt dar, welche Unsicherheiten den Berechnungen zugrunde liegen und Abschnitt 5.5 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die wichtigsten Minderungsmaßnahmen.

5.1 Relevante Umweltwirkungen der Bereitstellung von PtGLS-Produkten

Aus den Ergebnissen der ökobilanziellen Untersuchung (s. Abschnitt 4.3) wird klar, dass bei der Bereitstellung von PtGLS-Produkten in allen untersuchten Wirkungskategorien nennenswerte Umwelteffekte auftreten.

Die wichtigsten Beiträge zu den einzelnen Umweltwirkungen werden durch die folgenden Prozesse verursacht:

- ▶ **Synthese und Spaltung des Transportmediums**, insbesondere von Ammoniak, aber auch die Beladung/Entladung von LOHC oder DME tragen in hohem Maße zu allen Umweltkategorien bei.
- ▶ Herstellung und Betrieb von **erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen** tragen signifikant zu allen Umweltkategorien bei, insbesondere zum Flächen- und Ressourcenbedarf.
- ▶ Werden für den Transport oder andere Prozesse **fossile Kraftstoffe oder Graustrom** (Netzstrom) verwendet, treten wesentliche emissionsbedingte Umweltwirkungen auf.
- ▶ Die Herstellung der **Infrastruktur** und der **Produktionsanlagen** trägt insbesondere zum Ozonabbau und zum Ressourcenbedarf bei.
- ▶ **Förderung und Transport von Erdgas** für blauen/türkisen Wasserstoff führen zu einer hohen Klimawirkung sowie zu hohen Beiträgen zum Ozonabbau aufgrund der dabei auftretenden Methanverluste, sowie wesentlichen Beiträgen in den anderen Wirkungskategorien.
- ▶ **Direkte Emissionen** aus Produktionsanlagen sind insbesondere nicht abgeschiedenes CO₂ aus der Herstellung von blauem und türkischem Wasserstoff, die zur Klimawirkung beitragen. Aber auch NH₃ aus der Ammoniaksynthese ist ein relevanter Schadstoff.
- ▶ Die von **Nutzung von Wasser** als Rohstoff und Kühlmittel für Elektrolyse und Synthese führt je nach Standort zu Wasserstress.

Es sollten also vorrangig in diesen Prozessschritten entsprechende Maßnahmen zur Minderung der Umweltwirkungen gegenüber dem aktuellen Status quo der eingesetzten Techniken durchgeführt werden.

5.2 Möglichkeiten zur Minderung der Umwelteffekte

Basierend auf der Analyse der relevanten Umweltwirkungen in Abschnitt 5.1 ergeben sich mehrere Möglichkeiten zur Minderung von Umwelteffekten. Darunter fallen Maßnahmen zur Ressourceneffizienz, also der Einsatz von Techniken, die weniger Rohmaterialien benötigen, der Einsatz von Materialien mit geringeren Umweltlasten, die Minderung des Energiebedarfs sowie die Minderung von direkten Emissionen.

Die Umsetzung von Maßnahmen wird zudem zeitlich eingeordnet. Eine kurzfristige Umsetzung kann mit bestehenden Techniken quasi sofort erfolgen. Eine mittelfristige Umsetzung bedeutet eine Anpassung von Techniken oder ein Umrüsten von Anlagen innerhalb weniger Jahre. Langfristige Maßnahmen benötigen längere Entwicklungsphasen oder beruhen z. B. auf größeren Umstellungen von Wertschöpfungsketten, die nicht ohne weiteres erfolgen werden.

Die folgenden konkreten Maßnahmen zur Minderung der Umwelteffekte entlang der PtGLS-Wertschöpfungsketten werden vorgeschlagen:

- ▶ **Der Schiffstransport erfolgt unter Verwendung der PtGLS-Produkte als Treibstoff:** Zukünftig wird damit gerechnet, dass der internationale Frachtverkehr auf die entsprechenden PtGLS-Produkte als Treibstoffe zurückgreifen kann. Ein NH₃-Tanker nutzt dann entsprechend NH₃ als Kraftstoff, ein klassischer Tanker fährt mit FT-Kraftstoffen usw. Durch die Umstellung auf PtGLS-Kraftstoffe werden der Einsatz von fossilem Schweröl vermieden und die Transporte defossilisiert. Für den Transport von Wasserstoff mit LOHC als Träger wird Fischer-Tropsch-Diesel angenommen, der mit erneuerbaren Stromquellen produziert wurde. Zeitlicher Rahmen der Umsetzung: langfristig; abhängig von breiter Verfügbarkeit von PtGLS-Produkten.
- ▶ **Die LNG-Verflüssigung wird elektrifiziert:** Im Sinne des ressourcenschonenden Umgangs mit wertvollen PtGLS-Produkten (und erneuerbarem Strom) wird die Energie zum Betrieb von Verflüssigungsanlagen nicht durch SNG in Turbinen geliefert, sondern durch Strom in elektrisch betriebenen Kompressoren bezogen. Dadurch werden CO₂- und Methanemissionen vermindert. Zeitlicher Rahmen der Umsetzung: kurz- bis mittelfristig; Elektrifizierung kann sofort erfolgen, Versorgung mit EE-Strom ist abhängig vom Ausbau der regenerativen Stromversorgung im Lieferland.
- ▶ **Die Distribution von PtL-Produkten in Deutschland erfolgt mit E-Lkw:** Beim Schwerlastverkehr in Deutschland wird zukünftig damit gerechnet, dass größtenteils elektrische Lkw betrieben werden. Der Betrieb erfolgt mit EE-Strom. Zeitlicher Rahmen der Umsetzung: mittelfristig; Elektrifizierung von Lkw befindet sich im Hochlauf, Versorgung mit EE-Strom ist abhängig vom Ausbau der regenerativen Stromversorgung und der Schnellladepunkte in Deutschland.
- ▶ **Die Stromversorgung aller Prozesse (ATR/SMR, NH₃-Synthese, NH₃- und LOHC-Spaltung, Gasleitungstransport, Laden/Entladen, etc.) erfolgt aus EE-Quellen.** Im Vordergrundssystem wird somit kein Netzstrom mehr bezogen und damit eine vollständig regenerative Energieversorgung der PtGLS-Wertschöpfungskette zugrunde gelegt. Die Energiewende ist dabei Grundvoraussetzung für die Nutzung von EE-Strom aus dem allgemeinen Stromnetz und die dadurch verringerten Umwelteffekte. Zeitlicher Rahmen der Umsetzung: langfristig; abhängig vom Ausbau der regenerativen Stromversorgung und Möglichkeiten zur Elektrifizierung von Hochtemperaturprozessen.

- **NH₃- und NO_x-Emissionen** in der NH₃-Synthese und dem NH₃-Cracking müssen durch selektive katalytische Reduktion (SCR) oder nicht-selektive nichtkatalytische Reduktion weitestgehend vermieden werden. Aus der TA-Luft¹⁰ gehen Emissions-Grenzwerte von 100-300 mg NO_x/m³ Abluft für Anlagen zur Ammoniak-Herstellung (Nummer 5.4.4.1.12a) hervor. Auf Europäischer Ebene geben die Merkblätter zur Besten Verfügbaren Technik an, dass Werte von kleiner 100 mg NO_x/m³ Abluft in neu zugelassenen Ammoniak-Anlagen erreicht werden können (European Commission 2007). Für NH₃-Emissionen wird derzeit nur der Ammoniak-Schlupf aus SCR-Anlagen adressiert, mit einem Grenzwert von 10 mg NH₃/m³ Abluft (§ 27 der 13. BImSchV). Für die Ammoniak-Spaltung gibt es derzeit keine Vorgaben zum Stand der Technik. Für eine Pilotanlage wurde die 44. BImSchV herangezogen mit Grenzwerten von 200 mg NO_x/m³ Abluft und 30 mg NH₃/m³ Abluft bei Verwendung von Restgasen (NH₃, H₂, ...) als Brenngas. Laut Branchenvertretern ist bereits heute eine Reduktion der Emissionen auf nahe der Messbarkeitsgrenze technisch realisierbar. Derzeit fehlen belastbare Daten zur genauen Quantifizierung von Ammoniakemissionen während des Seetransports. Bekannt ist jedoch, dass sowohl Boil-off-Gase, Leckagen und Verbrennungsprodukte im Motor potenzielle Emissionsquellen darstellen. Strenge Sicherheitsmaßnahmen und weitere Forschung sind notwendig, um die Risiken zu minimieren. Gegenüber dem in den Basisfällen angenommenen Verlust von 0,025 % pro Tag (de Kleijne et al. 2024) sollte eine Reduktion von mindestens 95 % umgesetzt werden. Zeitlicher Rahmen der Umsetzung: kurz- bis mittelfristig; Abgasreinigung kann bei bestehenden und neuen Anlagen sofort berücksichtigt werden. Entwicklungsarbeit ist bei Schiffsmotoren notwendig.
- Nutzung von **Meerwasserentsalzung** für die Elektrolyse: Um den Süßwasserbedarf zu reduzieren (Ausführungen zur Wasserverfügbarkeit und möglichen Grenzwerten siehe Abschnitt 4.2) wird Prozesswasser aus der Meerwasserentsalzung bereitgestellt. Der erforderliche Strom für die Entsalzung wird aus den entsprechenden regionalen EE-Quellen bezogen. Die Umweltwirkungen von großtechnischer Meerwasserentsalzung können jedoch erheblich sein. Insbesondere können folgende Effekte auftreten:
- Einleitung der anfallenden hochkonzentrierten Sole („Brine“) zurück ins Meer führt zu lokaler Erhöhung des Salzgehalts und Absinken der Sole am Meeresboden. Dies führt lokal zu Sauerstoffmangel und der Zerstörung benthischer Lebensräume. Studien zeigen signifikante Veränderungen der Fischvielfalt innerhalb von 55 Metern und der Vielfalt der Wirbellosen innerhalb von 125 Metern von den Abflussstellen aus (Kelaher et al. 2022).
 - Aufnahme von Meerwasser, in dem Meeresorganismen leben (Abouzied 2023).
 - Antifouling- und Desinfektionsmittel aus der Vorbehandlung des Meerwassers können giftig für Meeresorganismen sein (Abouzied 2023).
 - Wärmeeintrag ins Meer und dadurch lokale Temperaturerhöhung
- Zeitlicher Rahmen der Umsetzung: mittelfristig; Meerwasserentsalzungsanlagen müssen nach Bedarf geplant und gebaut werden und durch EE-Strom versorgt werden-
- **Polytetrafluorethylen (PTFE) und andere per- und polyfluorierte Alkylverbindungen (PFAS) werden durch Polysulfone ersetzt:** In der AEL- und PEMEL-Elektrolyse werden auf fluorierten Polymeren basierende Membranen durch Polysulfon-basierte Membranen

¹⁰ https://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund_18082021_IGI25025005.htm

ersetzt. Zeitlicher Rahmen der Umsetzung: mittelfristig; alternative Membranen sind in der Forschung, aber nicht im industriellen Maßstab umgesetzt.

- Die **Abscheideeffizienz von CCS-Anlagen** im Erdgasreformierungsprozess wird von 90 % auf 98 % gesteigert, was einen erhöhten Strombedarf der Aminwäsche von etwa 35 % erfordert (Antonini et al. 2020). So gelangt nur noch ein kleiner Teil des fossilen CO₂ aus der Reformierung in die Atmosphäre (Abscheidegrad Gesamtsystem 93 %). Zeitlicher Rahmen der Umsetzung: kurzfristig; beim Bau von CCS-Anlagen kann eine höhere Abscheiderate eingeplant werden.

Für die CO₂-Speicherung muss die dauerhafte Dichtigkeit der Lagerstätten gewährleistet werden. Dies erfordert geeignete technische Maßnahmen zur Messung von Speicherständen, Einspeise- und Entnahmemengen sowie Monitoring-Ansätzen für mögliche Leckagen, deren Lokalisierung und Beseitigung. Zeitlicher Rahmen der Umsetzung: langfristig, da bisher kaum Erfahrungen in diesen Bereichen existieren.

- **Prozesswärme wird aus EE-Strom bereitgestellt:** Die Erzeugung von Prozesswärme in der chemischen Industrie beruht derzeit größtenteils auf der Verbrennung von Erdgas. Ziel muss es sein, diese Prozesse zu elektrifizieren, insbesondere für die Spaltung von LOHC zur Rückgewinnung von Wasserstoff. Zeitlicher Rahmen der Umsetzung: mittelfristig; Umstellung bestehender Prozesse wird z. T. industriell erprobt, Neuanlagen können bereits auf dieser Basis geplant werden.

- **Erdgas** als Rohstoff für die Herstellung von blauem Wasserstoff wird unter **Minimierung von Methanverlusten** gefördert und transportiert. Derzeit entspricht insbesondere die Förderung von Erdgas in Norwegen diesen Kriterien. Zwar deckte Norwegen im Jahr 2024 einen Anteil von 48 % an der Gasversorgung Deutschlands¹¹ und 27 % der EU, jedoch entspricht die Erdgasfördermenge nur etwa 3 % des weltweit geförderten Erdgases (Energy Institute 2024) und die Reserven in Norwegen entsprechen ca. 1 % der weltweiten Erdgasreserven. Diese Quelle ist also begrenzt. Um auch Erdgas aus anderen Fördergebieten für die Herstellung von blauem Wasserstoff mit niedrigem Beitrag zum Treibhauseffekt einsetzen zu können, müssen auch dort die Methanverluste minimiert werden. Dies kann vor allem erreicht werden durch

- Vermeidung von Leckagen durch regelmäßige Überwachung und Reparatur (LDAR-Kampagnen)
- neuen Fördertechniken, die Methan rückgewinnen anstatt in die Atmosphäre zu entlassen, dadurch Vermeidung von Abfackeln (Flaring)
- Optimierung der Druckregelung und der Kompressoren für weniger Methanverluste

Zeitlicher Rahmen der Umsetzung: kurzfristig; die Maßnahmen können in den Fördergebieten umgesetzt werden.

- Eine **Wärmeintegration von DAC-Anlagen mit den PtGLS-Anlagen** am entsprechenden Standort. Das Verbrennen von Erdgas zur Wärmebereitstellung kann in Teilen oder vollständig vermieden werden, indem Prozesse soweit miteinander gekoppelt werden, dass Abwärme aus einem Prozess in einem anderen eingesetzt wird. THG-Emissionen aus der Erdgasverbrennung können so vermieden und gleichzeitig die Energieeffizienz erhöht werden. Zeitlicher Rahmen der Umsetzung: kurz- bis mittelfristig; kann in der Planung direkt berücksichtigt werden.

¹¹ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_Gasversorgung_2024/start.html

- ▶ Der Einsatz von **wassersparenden Kühlsystemen** für Elektrolyseanlagen. In den Basisfällen wird ein Kühlwasserverbrauch von 40 Litern je kg Wasserstoff in offenen Kreislaufkühlungen veranschlagt. Zur Minimierung des Frischwasserbedarfs könnten verschiedene Möglichkeiten implementiert werden. Da es schwierig zu beurteilen ist, welche Maßnahmen an welchen Standorten technisch umsetzbar und sinnvoll sind, werden diese hier in Kürze diskutiert:
 - Luft-Trockenkühlungen können den Wasserbedarf um 95% reduzieren (Saravia et al. 2024), dafür benötigt es mehr Energie für die Umwälzung von Luft als Kühlmedium. Die zusätzliche Kühlleistung wird im Referenz-Dokument für industrielle Kühlsysteme (European Commission 2001) mit 26–38 kW_e/MW_{th} gegenüber offenen Durchflusskühlungen angegeben. Umgerechnet auf die Herstellung von 1 kg Wasserstoff in der Elektrolyse wären das bis zu 0,38 kWh/kg H₂ an zusätzlichem Strombedarf. Fraglich dabei bleibt, ob Luftkühlsysteme in Regionen mit sehr warmer und trockener Luft einen ausreichenden Wärmetransfer bieten und technisch realisiert werden können.
 - An Küstenstandorten ist daher auch die Kühlung mit Meerwasser in zwei Kühlkreisläufen denkbar. Ein offenes System, durch das Meerwasser geleitet wird und ein geschlossenes System, das den Wärmetransfer der Elektrolyse zum Meerwasser herstellt. Als Probleme können Korrosion und Fouling an Anlagenkomponenten auftreten. Gegen Korrosion könnte korrosionsresistenter Stahl verbaut werden, was die Investitionskosten steigen ließe. Unsicher ist, welche Anti-Fouling-Mittel eingesetzt werden und wie sich deren Emissionen auf die maritimen Ökosysteme auswirken. Zudem sollte geprüft werden, welche Wärmeaufnahme in das Meerwasser mit einem solchen Kühlsystem verbunden wäre und welche ökologischen Effekte mit einer Erwärmung einhergehen.
 - Ein weiterer Ansatz wäre es, das Kühlsystem ebenfalls über eine Meerwasserentsalzung zu versorgen. Der Frischwasserbedarf würde reduziert werden und der Strombedarf für die Entsalzung liegt unterhalb der einer Trockenkühlung. Für die Versorgung mit 40 Litern Kühlwasser läge der zusätzliche Strombedarf für die Entsalzung bei ca. 0,002 kWh/kg H₂. Erhöhte Emissionen der konzentrierten Permeatlösung zurück in das maritime Ökosystem bilden dabei vermutlich das größte Risiko für negative Umwelteffekte. Zeitlicher Rahmen der Umsetzung: kurzfristig; kann in der Planung von Elektrolyse-Anlagen berücksichtigt werden.
- ▶ Bei der **Auswahl von Kühlmitteln** für Prozesskühlungssysteme werden halogenierte Kohlenwasserstoffe vermieden, um das Risiko ozonschädigender Emissionen zu senken. Zusätzlich werden nur Kühlmittel mit niedrigem THG-Potential eingesetzt, wie z. B. Propan (R-290), Isobutan (R-600a), Ethan (R-170), Ammoniak (NH₃, R-717) oder Kohlendioxid (CO₂, R-744). Zeitlicher Rahmen der Umsetzung: kurzfristig; kann in der Planung von PtGLS-Anlagen berücksichtigt werden.
- ▶ **Flächen sparen:** Insbesondere die Erzeugung erneuerbaren Stroms hat einen großen Flächenbedarf. Die Maßnahmen zur Begrenzung des Flächenbedarfs an sich sind gering, abgesehen von einer Steigerung der Effizienz der Stromerzeugung pro Flächeneinheit. Wird jedoch die Naturferne (Hemerobie) der Flächen (Fehrenbach et al. 2015, 2019) als Bewertungsmaßstab einbezogen, so müssen für die genutzten Flächen folgende Kriterien gelten:
 - Möglichst Mehrfachnutzung von schon versiegelten oder teilversiegelten Flächen, z. B. Photovoltaik auf Dachflächen oder Parkplätzen

- Teilweise Nutzung von landwirtschaftlich nutzbaren Flächen ist möglich, eine Co-Nutzung wie z. B. Agri-Photovoltaik ist anzustreben
- Verbot der Nutzung von nicht bewirtschafteten Wäldern, Feuchtgebieten und Grünland

Zeitlicher Rahmen der Umsetzung: mittelfristig; abhängig von den Rahmenbedingungen für Neubau von Photovoltaik-Anlagen.

5.3 Quantifizierung der Minderungseffekte

Zur Quantifizierung der Minderungseffekte der in Abschnitt 5.2 vorgestellten Maßnahmen wurden Ziel-Szenarien definiert, die auf den in Abschnitt 3 beschriebenen Basisszenarien und einigen der Variationen basieren. Bei der Definition der Zielszenarien wurden jeweils alle der in Abschnitt 5.2 dargestellten Maßnahmen als umgesetzt angenommen, mit folgenden Einschränkungen:

- ▶ Der Einsatz von wassersparenden Kühlsystemen für Elektrolyse-Anlagen wurde nicht umgesetzt, da der Standort der Anlagen nicht scharf genug definiert werden konnte.
- ▶ Da in den betrachteten Vordergrundprozessen des Modells keine Kühlmittel genutzt werden, wurden keine Anpassungen im Modell vorgenommen.
- ▶ Flächenbelegung findet vor allem bei der Stromerzeugung statt. Diese wurde im Modell nicht angepasst.

5.3.1 Beschreibung von Ziel-Szenarien

Die Zielszenarien ergeben sich durch Kombination der anwendbaren Einzelmaßnahmen in den entsprechenden Basisszenarien bzw. Varianten. Analog werden die Pfadbezeichnungen aus den jeweiligen Prozessschritten zusammengesetzt.

Ein Beispiel für das Zielszenario „Z-01: H₂, MENA, EE-Mix, AEL, NH₃, Schiff & Spaltung“:

- ▶ Das Zielprodukt Wasserstoff wird in der MENA Region unter Einsatz von EE-Strom mittels AEL hergestellt, AEL nutzt Polysulfonmembranen;
- ▶ Wasser für die AEL wird durch Meerwasserentsalzung gewonnen und der Frischwasserbedarf vermindert;
- ▶ Ammoniak ist das Transportderivat und wird ebenfalls mit EE-Strom erzeugt – die Emissionen von NH₃ und NO_x werden vermieden;
- ▶ Ammoniak wird per Schiff mit NH₃-Motor nach Deutschland transportiert und dort unter Zuhilfenahme von EE-Strom zu H₂ gespalten;
- ▶ H₂ wird ins H₂-Gasverteilnetz eingespeist, die Kompressoren werden ebenfalls mit EE-Strom betrieben.

12 Pfade wurden in die Betrachtung für Zielszenarien einbezogen. In der folgenden Liste sind die angewendeten Einzelmaßnahmen stichpunktartig aufgelistet:

- ▶ Z-01: H₂, MENA, EE-Mix, AEL, NH₃, Schiff & Spaltung
AEL mit Polysulfonmembranen, Meerwasserentsalzung, Transportmedium NH₃ mit EE-Strom, Emissionsminderung NH₃-Synthese, Schiff mit NH₃-Motor, NH₃-Spaltung mit EE-Strom, Emissionsminderung NH₃-Spaltung, H₂-Gasverteilnetz mit EE-Strom

- ▶ Z-02: NH₃, MENA, EE-Mix, AEL, NH₃, Schiff
AEL mit Polysulfonmembranen, Meerwasserentsalzung, Emissionsminderung NH₃-Synthese, Schiff mit NH₃-Motor, Transport in DE mit E-Lkw
- ▶ Z-03: SNG, MENA, EE-Mix, AEL, DAC, SNG, LNG Schiff
AEL mit Polysulfonmembranen, Meerwasserentsalzung, SNG-Verflüssigung mit EE-Strom, Schiffskraftstoff SNG
- ▶ Z-04: MeOH, MENA, EE-Mix, AEL, DAC, MeOH, Schiff
AEL mit Polysulfonmembranen, Meerwasserentsalzung, Schiff mit MeOH-Motor, Transport in DE mit E-Lkw
- ▶ Z-05: DME, MENA, EE-Mix, AEL, DAC, DME, Schiff
AEL mit Polysulfonmembranen, Meerwasserentsalzung, Schiff mit DME-Motor, Transport in DE mit E-Lkw
- ▶ Z-06: FT, MENA, EE-Mix, AEL, DAC, FT, Schiff
AEL mit Polysulfonmembranen, Meerwasserentsalzung, Schiff mit FT-Kraftstoff, Transport in DE mit E-Lkw
- ▶ Z-09: H₂, DE, EE-Mix, AEL, GH₂, Pipeline
AEL mit Polysulfonmembranen, Meerwasserentsalzung, H₂-Gasverteilnetz mit EE-Strom
- ▶ Z-10: H₂, MENA, EE-Mix, AEL, GH₂, Pipeline
AEL mit Polysulfonmembranen, Meerwasserentsalzung, H₂-Gasfernleitung mit EE-Strom, H₂-Gasverteilnetz mit EE-Strom
- ▶ Z-12: H₂, MENA, EE-Mix, AEL, LOHC, Schiff & Spaltung
AEL mit Polysulfonmembranen, Meerwasserentsalzung, Transportmedium LOHC mit EE-Strom, LOHC-Spaltung mit EE-Strom, H₂-Gasverteilnetz mit EE-Strom, Schiff mit FT-Kraftstoff aus Z-06...
- ▶ Z-26: SNG, AU, EE-Mix, AEL, DAC, SNG, LNG Schiff
AEL mit Polysulfonmembranen, Meerwasserentsalzung, SNG-Verflüssigung mit EE-Strom, Schiffskraftstoff SNG
- ▶ Z-28: MeOH, AU, EE-Mix, AEL, DAC, MeOH, Schiff
AEL mit Polysulfonmembranen, Meerwasserentsalzung, Schiff mit MeOH-Motor, Transport in DE mit E-Lkw
- ▶ Z-47: H₂, DE, EE-Mix, ATR + CCS, NG aus NO
Erdgasvorkette mit minimalen Methanleckagen, CO₂-Abscheiderate 98 %, EE-Hilfsstrom Reformierung, H₂-Gasverteilnetz mit EE-Strom

5.3.2 Gegenüberstellung der Umwelteffekte von Basisfällen, Varianten und Ziel-Szenarien

5.3.2.1 Klimawandel

Abbildung 48 zeigt die Ergebnisse der Zielszenarien im Vergleich zu den entsprechenden Basisfällen bzw. Varianten. Für alle Zielszenarien liegen diese unter den Bezugsfällen.

Für die **Bereitstellung von Wasserstoff** ist diese Reduktion besonders ausgeprägt. Im Fall des Transports mit Ammoniak als Transportmittel (B-01 und Z-01) sinken die Klimabelastungen um 72 %. Hauptgrund sind die Erzeugung und Spaltung des Ammoniaks mit erneuerbarem Strom. Ein leicht gegenläufiger Effekt entsteht – wie bei allen Zielszenarien mit AEL – durch den

Strombedarf der Meerwasserentsalzung. Voraussetzung ist, dass Ammoniak als Schiffskraftstoff nur sehr geringe Emissionen verursacht. Das kann für die Zukunft beim jetzigen bekannten Stand der Technik nicht als gesichert angesehen werden.

Für den Fall der Erzeugung in Deutschland (V-09 und Z-09) sinken die Lasten um 27 %. Hauptgrund ist auch hier der Einsatz von erneuerbarem Strom für die Distribution per Gasleitung.

Für den Transport von Wasserstoff mit LOHC als Transportmedium (V-10 und Z-10) sinken die Klimalasten um 72 %. Das liegt am Einsatz von erneuerbarem Strom in der LOHC-Synthese und vor allem der Nutzung von EE-Strom als Wärmequelle anstelle von Wärme aus Erdgas in der LOHC-Spaltung. Auch der Schiffstransport mit FT-Kraftstoff trägt zur Reduktion der Lasten bei, ebenso der Transport des Wasserstoffs per Gasleitung, der Verdichterbetrieb basiert auf erneuerbarem Strom.

Auch der Transport per Gasfernleitung aus der MENA-Region (V-12 und Z-12) profitiert von der Nutzung von erneuerbarem Strom. Wegen der großen Entfernung liegt hier die Reduktion bei 58 %.

Beim Zielszenario für „blauen“ Wasserstoff, das einen Import von Erdgas aus Norwegen und eine anschließende Reformierung mit CCS vorsieht (Z-47), werden die Emissionen gegenüber der Variante V-47 um 49 % gemindert. Hauptgründe hierfür sind, dass der Strom für die Reformierung über das ATR-Verfahren aus EE-Quellen bezogen wird und die Abscheideeffizienz für CO₂ bei sehr hohen 98 % liegt. Insgesamt wird in den Szenarien V-47 und Z-47 mit der autothermen Reformierung (ATR) die derzeit beste und effizienteste Technik für die THG-arme Produktion von Wasserstoff angesetzt. Das ist kombiniert mit der emissionsärmsten Bereitstellung von Erdgas. Das derzeitige Förderpotenzial Norwegens ist begrenzt und wird perspektivisch noch geringer werden aufgrund versiegender Erdgasfelder. Zudem wird in beiden Fällen eine dauerhafte Speicherung von CO₂ in unterirdischen Lagerstätten vorausgesetzt. Dies sind sehr optimistische Rahmenbedingungen.

Gegenüber der fossilen Referenz (95 g CO₂-Äq / MJ H₂) ergeben sich in den Zielszenarien Reduktionspotentiale für den Beitrag zum Klimawandel im Bereich von 66–85 %. Bei der Umwandlung von Wasserstoff zu Ammoniak entstehen höhere Emissionen (32 g CO₂-Äq / MJ H₂), da insgesamt mehr Wasserstoff erzeugt werden muss, Verluste bei der Rückumwandlung auftreten und N₂O als relevante Emission beim Transport auftritt. Selbst im optimalen Fall können in dieser Lieferkette nur 66 % Reduktion gegenüber der fossilen Referenz realisiert werden. Alle Zielszenarien, die ohne eine Umwandlung zu NH₃ auskommen, weisen geringere Emissionen in Höhe von 14–18 g CO₂-Äq / MJ H₂ auf.

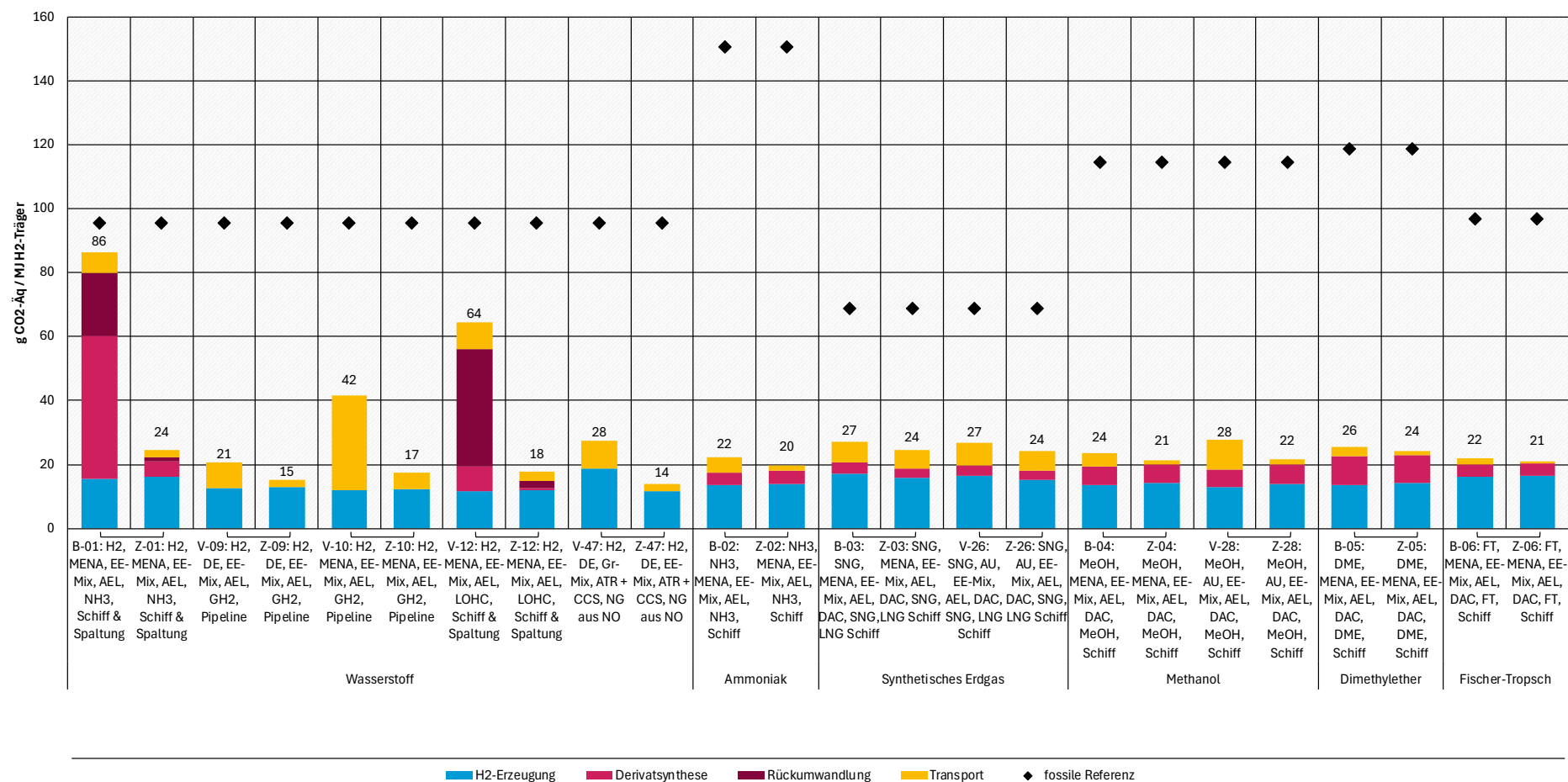
Für die Bereitstellung von **anderen PtGLS-Produkten** ergeben sich in den Zielszenarien nur geringe Änderungen, da hier bereits in den Basisfällen und ihren Varianten der Einsatz von EE-Strom in allen relevanten Prozessschritten berücksichtigt wurde. Relevant sind daher vor allem die Transportemissionen, die durch den Einsatz von PtGLS-Produkten als Treibstoffe im Schiffstransport gemindert werden. Für das Produkt Ammoniak (Z-02) ergeben sich Verbesserungen um 11 % gegenüber dem Basisfall.

Synthetisches Erdgas (Z-03 und Z-26) und Methanol (Z-04) erreichen Einsparungen in Höhe von 10 %. Wird Methanol aus Australien importiert (Z-28), ergeben sich die größten Reduktionspotenziale für PtGLS von 22 % gegenüber der Basisvariante, jedoch auch ausgehend von einem höheren Ausgangsniveau.

Die Produkte DME (Z-05) und Fischer-Tropsch-Kraftstoffe (Z-06) erreichen in den Zielszenarien dagegen nur Emissionsminderungen von 4–6 % gegenüber den Basisfällen.

Insgesamt können durch die Umsetzung der Minderungsmaßnahmen vor allem bei der Herstellung von Wasserstoff große Effekte zur Reduktion von THG-Emissionen erzielt werden. In optimalen Fällen können Werte von 15 - 20 g CO₂-Äq / MJ H₂ und 20–24 g CO₂-Äq / MJ für andere PtGLS-Produkte erzielt werden. Die Energiewende ist dabei Grundvoraussetzung für eine umfassende Versorgung aller Prozesse entlang der Lieferkette mit erneuerbarem Strom.

Abbildung 48: Kategorie Klimawandel – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.



Basisfall/Variante und entsprechendes Zielszenario jeweils paarweise nebeneinander dargestellt. Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

5.3.2.2 Versauerung

Zur Kategorie Versauerung tragen insbesondere Luftemissionen von Stickoxiden (NO_x), Schwefeldioxid (SO_2) und Ammoniak (NH_3) bei. Abbildung 49 zeigt die Ergebnisse der Zielszenarien in der Kategorie Versauerung im Vergleich zu den entsprechenden Basisfällen bzw. Varianten.

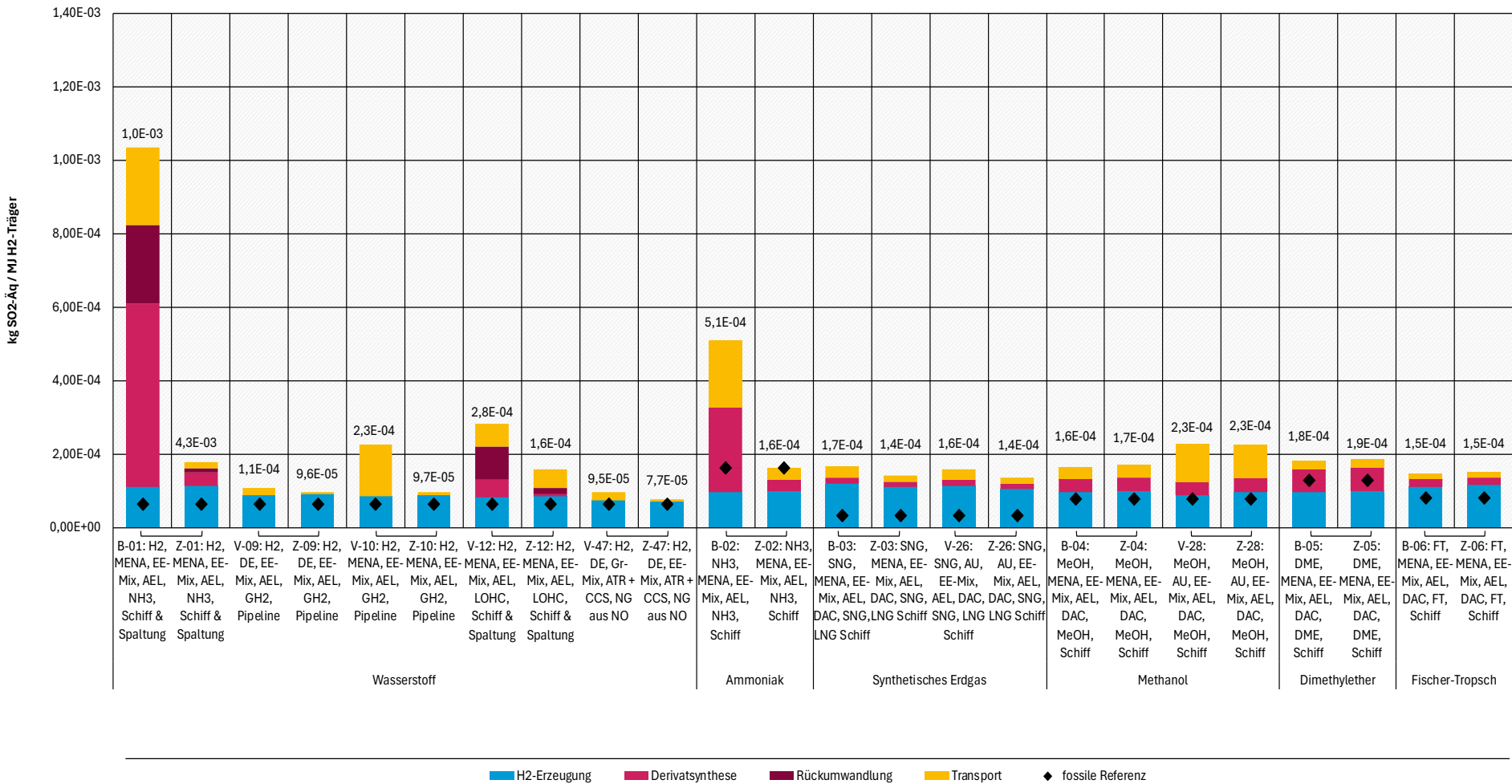
In den **Wasserstoff**-Fällen ergibt sich durch die Verwendung von erneuerbarem Strom und die Abgasreinigung für die Synthese und Spaltung von NH_3 als Transportmedium (Z-01), den Betrieb von Pipelines (Z-09, Z-47), zur LOHC-Herstellung und -Rückumwandlung (Z-12) eine Reduktion des Versauerungspotentials. Die Werte liegen aber in den meisten Fällen noch 20 – 50% über der fossilen Referenz. NH_3 und LOHC als Wasserstoffträger bilden Ausnahmen. Aus der NH_3 -Synthese tragen weiterhin Ammoniakemissionen zur Versauerung bei. Für LOHC führt der Bedarf an Katalysatoren und Strom für die Beladung und Rückumwandlung sowie die geringe Dichte im Transport zu erhöhten Werten (140 % über der fossilen Referenz)

Das Versauerungspotential der Bereitstellung von **Ammoniak** (B-02 und Z-02) sinkt durch die Verwendung von EE-Strom und die Abgasreinigung um ca. 70 % und erreicht den Wert der fossilen Referenz.

Für die Bereitstellung von **SNG** ergeben sich Reduktionen des Versauerungspotentials von ca. 15 %, insbesondere durch die Verwendung von erneuerbarem Strom zur Verflüssigung anstelle von SNG-betriebenen Turbinen, wodurch weniger SNG hergestellt werden muss.

Bei allen **anderen PtGLS-Produkten** ergeben sich sehr geringfügige Erhöhungen des Versauerungspotentials, die sich zusammensetzen aus SO_2 -Emissionen aus der Meerwasserentsalzung und dem zusätzlichen Bedarf an Wasserstoff zur Herstellung des Treibstoffes.

Abbildung 49: Kategorie Versauerung – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.



Basisfall/Variante und entsprechendes Zielszenario jeweils paarweise nebeneinander dargestellt. Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

5.3.2.3 Eutrophierung

Zur Kategorie Eutrophierung tragen insbesondere Luftemissionen von Stickoxiden (NO_x), Stickstoffdioxid (N_2O) und Ammoniak (NH_3), sowie Emissionen von Stickstoff- und Phosphatverbindungen (NH_4^+ , NO_3^- , PO_4^-) ins Wasser bei.

Abbildung 50 zeigt die Ergebnisse der Zielszenarien in der Kategorie Eutrophierung im Vergleich zu den entsprechenden Basisfällen bzw. Varianten.

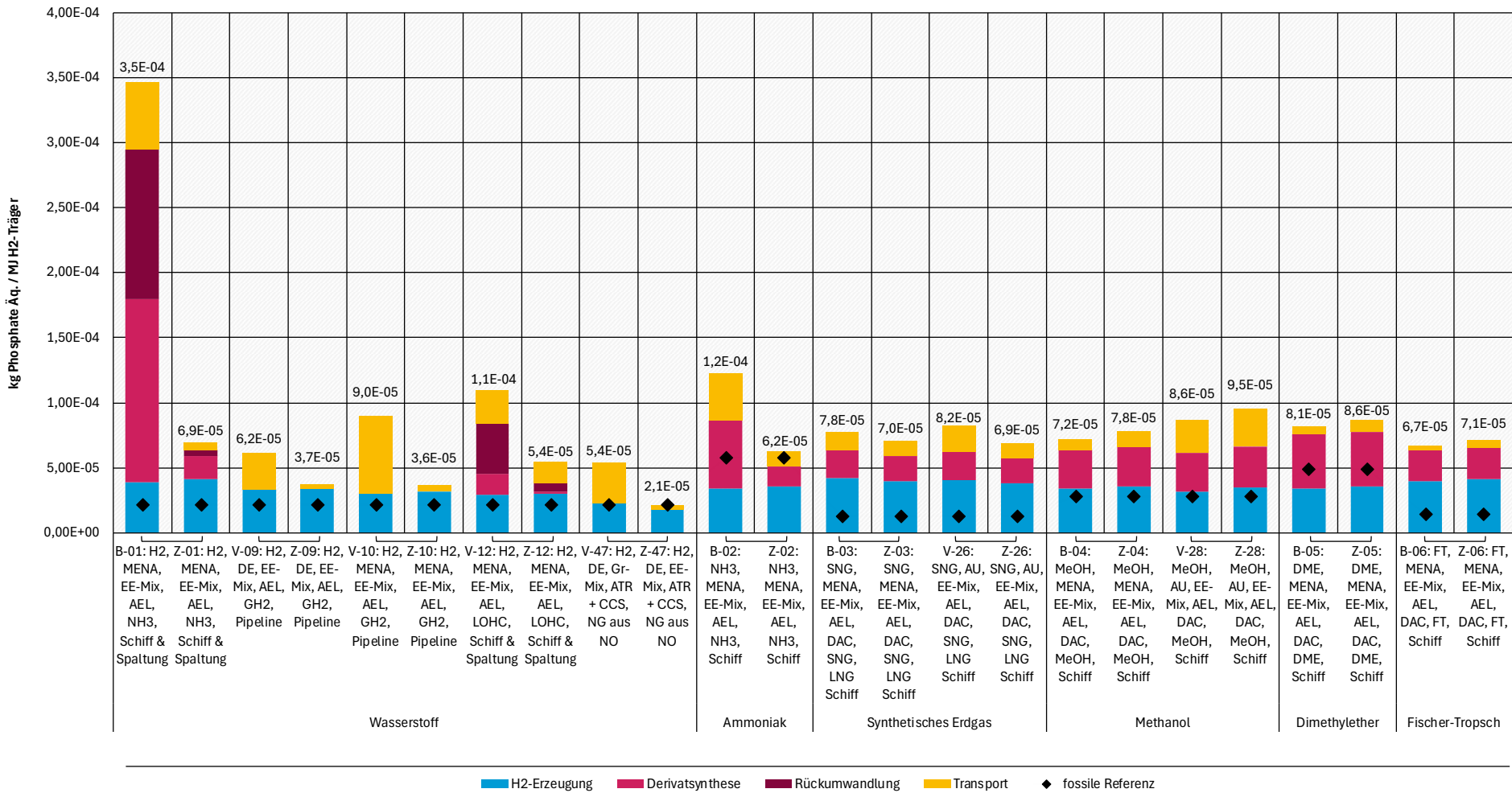
In den **Wasserstoff**-Fällen ergibt sich durch die Verwendung von erneuerbarem Strom und die Abgasreinigung für die Synthese und Spaltung von NH_3 als Transportmedium (Z-01), den Betrieb von Pipelines (Z-09, Z-47), zur LOHC-Herstellung und -Rückumwandlung (Z-12) eine Reduktion des Eutrophierungspotentials, so dass in den meisten Fällen Werte erreicht werden, die etwa 70 % über der fossilen Referenz liegen. NH_3 und LOHC als Wasserstoffträger bilden Ausnahmen. Aus der NH_3 -Synthese tragen weiterhin Ammoniakemissionen zur Eutrophierung bei. Für LOHC führt der Bedarf an Katalysatoren und Strom für die Beladung und Rückumwandlung sowie die geringe Dichte im Transport zu erhöhten Werten (150 % über der fossilen Referenz) Die Produktion von blauem Wasserstoff in Deutschland (Z-47) erreicht den Wert der fossilen Referenz.

Das Eutrophierungspotential der Bereitstellung von **Ammoniak** (B-02 und Z-02) sinkt durch die Verwendung von EE-Strom und die Abgasreinigung um ca. 50 % und erreicht den Wert der fossilen Referenz.

Für die Bereitstellung von **SNG** ergeben sich Reduktionen des Eutrophierungspotentials von ca. 10–15 %, insbesondere durch die Verwendung von erneuerbarem Strom zur Verflüssigung anstelle von SNG-betriebenen Turbinen, wodurch weniger SNG hergestellt werden muss.

Bei allen **anderen PtGLS-Produkten** ergeben sich Erhöhungen des Eutrophierungspotentials in Höhe von 5–10 %, die sich zusammensetzen aus dem zusätzlichen Bedarf an Wasserstoff zur Herstellung des Treibstoffes, sowie einem Beitrag aus der Herstellung des elektrisch betriebenen Lkw.

Abbildung 50: Kategorie Eutrophierung – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.



Basisfall/Variante und entsprechendes Zielszenario jeweils paarweise nebeneinander dargestellt. Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

5.3.2.4 Ozonabbau

Zur Kategorie Ozonabbau tragen insbesondere Luftemissionen von halogenierten Kohlenwasserstoffen bei. Abbildung 51 zeigt die Ergebnisse der Zielszenarien in der Kategorie Ozonabbau im Vergleich zu den entsprechenden Basisfällen bzw. Varianten.

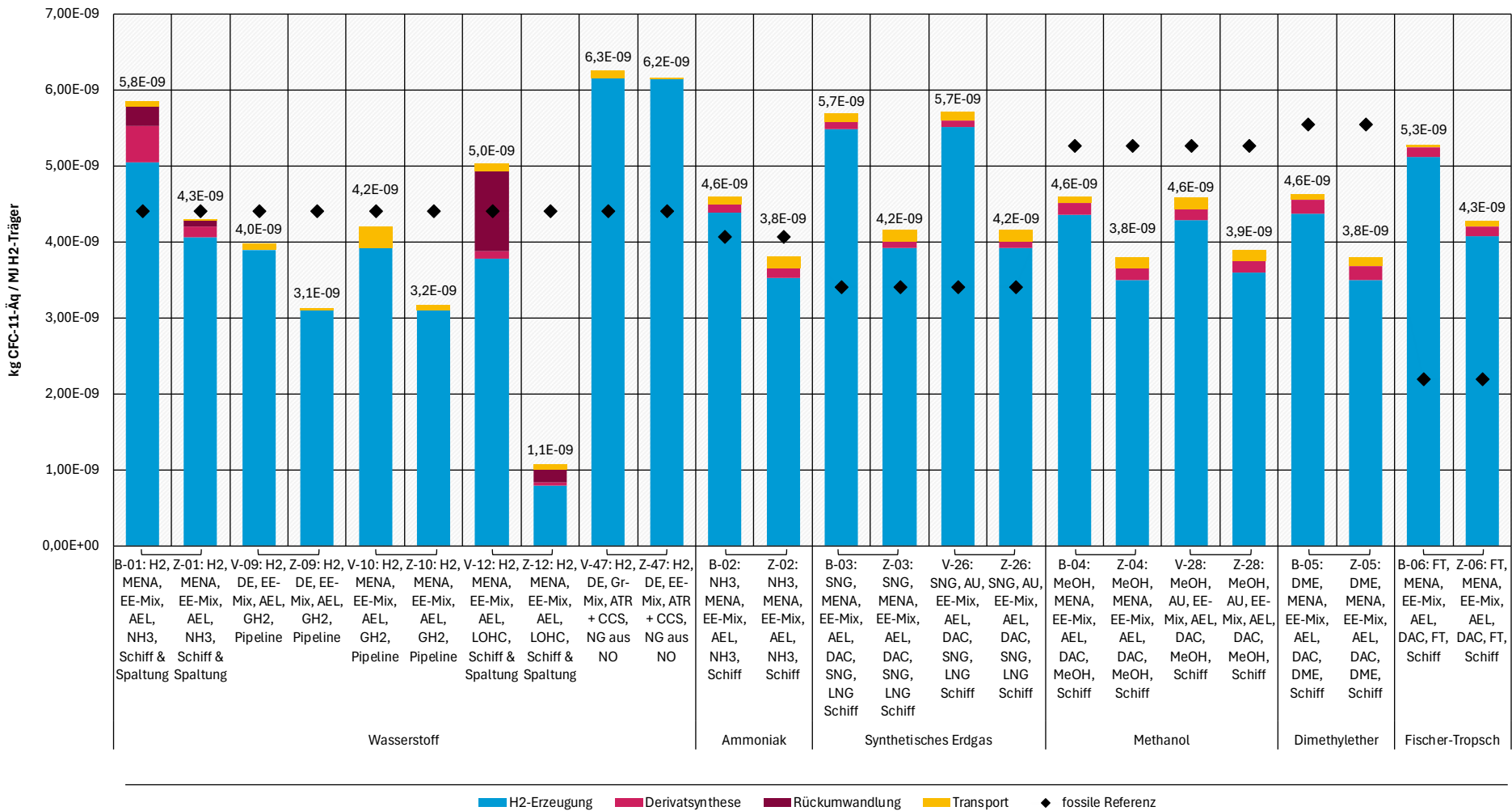
In den **Wasserstoff**-Fällen, außer in der Herstellung von blauem Wasserstoff (V-47 und Z-47), verringert sich durch den Austausch der PTFE-Membran gegen eine Polysulfonmembran der Beitrag der Wasserstoff-Herstellung zum Ozonabbau um ca. 20 %. Diese Maßnahme erbringt den größten Minderungsbeitrag. Durch den Einsatz von EE-Strom für Synthese und Rückumwandlung von Ammoniak und LOHC wird der Beitrag dieser Teilschritte um ca. 70–80 % verringert (Z-01 und Z-12). Die Verwendung von erneuerbarem Strom für den Betrieb von Pipelines und Gasverteilnetzen führt zu einer Reduktion des Ozonabbaupotentials im Bereich Transport um ca. 70 %. Der Beitrag des Transports zum Gesamtergebnis war aber schon in den Ausgangssituationen gering. Durch die Maßnahmen können in allen Szenarien zur Bereitstellung von „grünem“ Wasserstoff, die fossilen Referenzwerte unterschritten werden.

Bei der Bereitstellung von „blauem“ Wasserstoff ergeben sich praktisch keine Veränderungen durch die Maßnahmen, da die wichtigste Maßnahme, der Austausch der Membran, auf diesem Prozesspfad keine Bedeutung hat.

Das Ozonabbaupotential der Bereitstellung von **Ammoniak** (B-02 und Z-02) verringert sich um ca. 20 % durch den Austausch der Membran wie in den Wasserstoff-Fällen. Da im Basisszenario B-02 schon die Annahme getroffen wurde, dass die Ammoniak-Synthese mit erneuerbarem Strom versorgt wird, ergeben sich in der Derivatsynthese keine zusätzlichen Effekte.

Bei allen **anderen PtGLS-Produkten** ergibt sich eine Reduktion des Ozonabbaupotentials um ca. 20–30 %, vor allem durch den Austausch der Membran und auch durch die Verwendung von EE-Strom bei Synthese und Transport.

Abbildung 51: Kategorie Ozonabbau – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.



Basisfall/Variante und entsprechendes Zielszenario jeweils paarweise nebeneinander dargestellt. Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

5.3.2.5 Sommersmog

Zur Kategorie Sommersmog tragen insbesondere Luftemissionen von Stickoxiden (NO_x), Schwefeldioxid (SO₂) und flüchtigen Kohlenwasserstoffen (NMVOC) bei. Abbildung 52 zeigt die Ergebnisse der Zielszenarien in der Kategorie Sommersmog im Vergleich zu den entsprechenden Basisfällen bzw. Varianten.

Das Feinstaubbildungspotenzial der Bereitstellung von **Ammoniak** (B-02 und Z-02) sinkt durch die Verwendung von EE-Strom und die Abgasreinigung um ca. 45 % und erreicht das Niveau der fossilen Referenz.

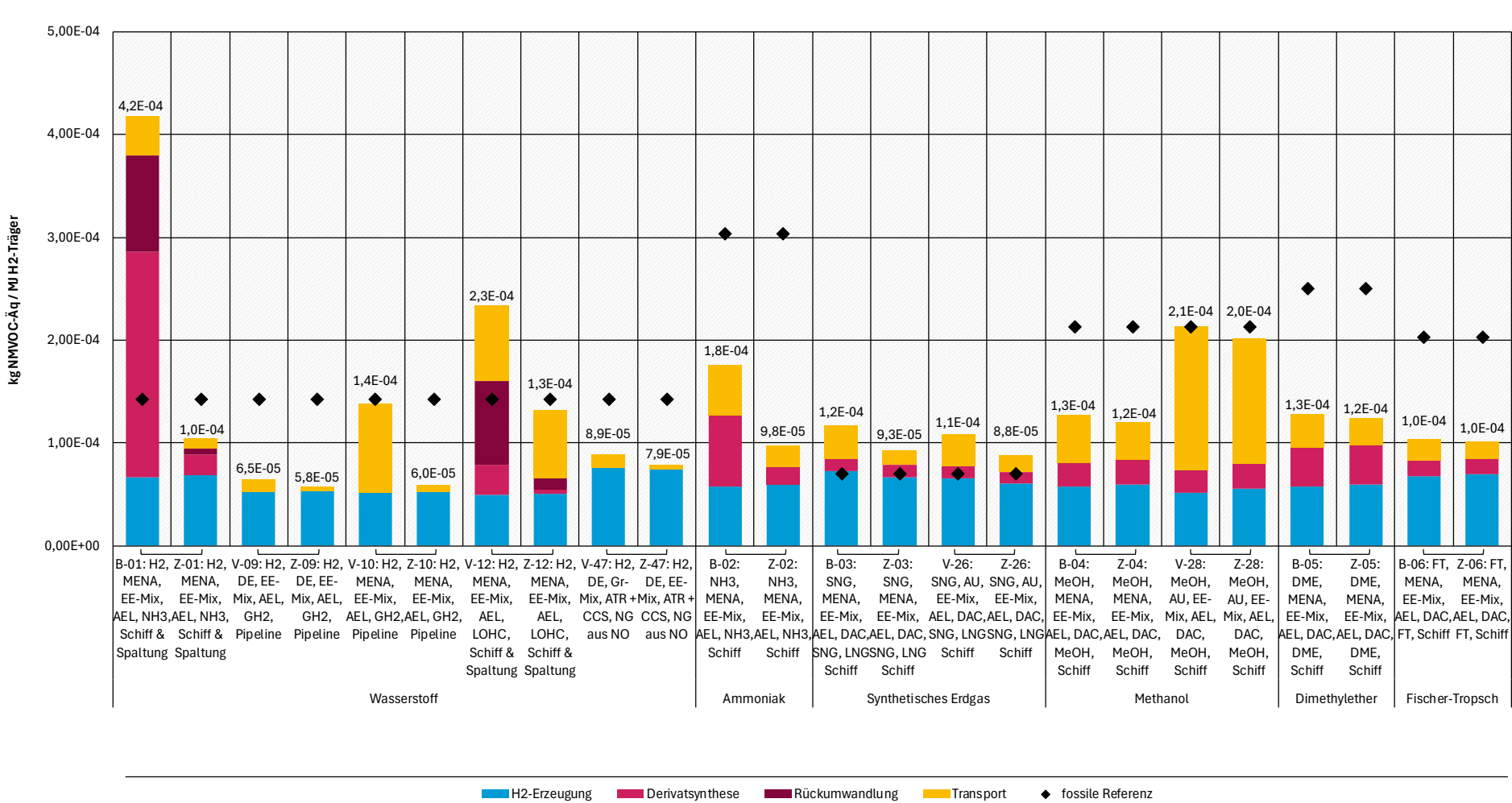
In den **Wasserstoff**-Fällen ergibt sich durch die Verwendung von erneuerbarem Strom für die Synthese und Spaltung von NH₃ als Transportmedium (Z-01), den Betrieb von Pipelines (Z-09, Z-47), zur LOHC-Herstellung und -Rückumwandlung (Z-12) eine Reduktion des Beitrags zum Sommersmog-Potential, so dass in allen Fällen niedrigere Werte als die der fossilen Referenz erreicht werden können.

Das Sommersmog-Potential der Bereitstellung von **Ammoniak** (B-02 und Z-02) sinkt durch die Verwendung von EE-Strom und die Abgasreinigung um ca. 40 % und beträgt dann nur noch etwa 1/3 der fossilen Referenz.

Für die Bereitstellung von **SNG** ergeben sich Reduktionen des Sommersmog-Potentials von ca. 20 %, insbesondere durch die Verwendung von erneuerbarem Strom zur Verflüssigung anstelle von SNG-betriebenen Turbinen, wodurch weniger SNG hergestellt werden muss.

Bei allen **anderen PtGLS-Produkten** ergeben sich Reduktionen des Sommersmog-Potentials in Höhe von ca. 2-6 %, die sich zusammensetzen aus den fehlenden Emissionen der Schweröl-Herstellung, geringere SO₂-Emissionen beim Transport durch Verwendung von PtGLS-Treibstoffen, sowie aus der Reduktion der NMVOC-Emissionen durch Nutzung eines E- Lkw.

Abbildung 52: Kategorie Sommersmog – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.



Basisfall/Variante und entsprechendes Zielszenario jeweils paarweise nebeneinander dargestellt. Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

5.3.2.6 Feinstaub

Zur Kategorie Feinstaub (PM_{2.5}) tragen insbesondere direkte Emissionen von Feinstaub in die Luft sowie Luftemissionen der Vorläufersubstanzen Stickoxide (NO_x), Schwefeldioxid (SO₂) und Ammoniak (NH₃) bei. Abbildung 53 zeigt die Ergebnisse der Zielszenarien in der Kategorie Feinstaub im Vergleich zu den entsprechenden Basisfällen bzw. Varianten.

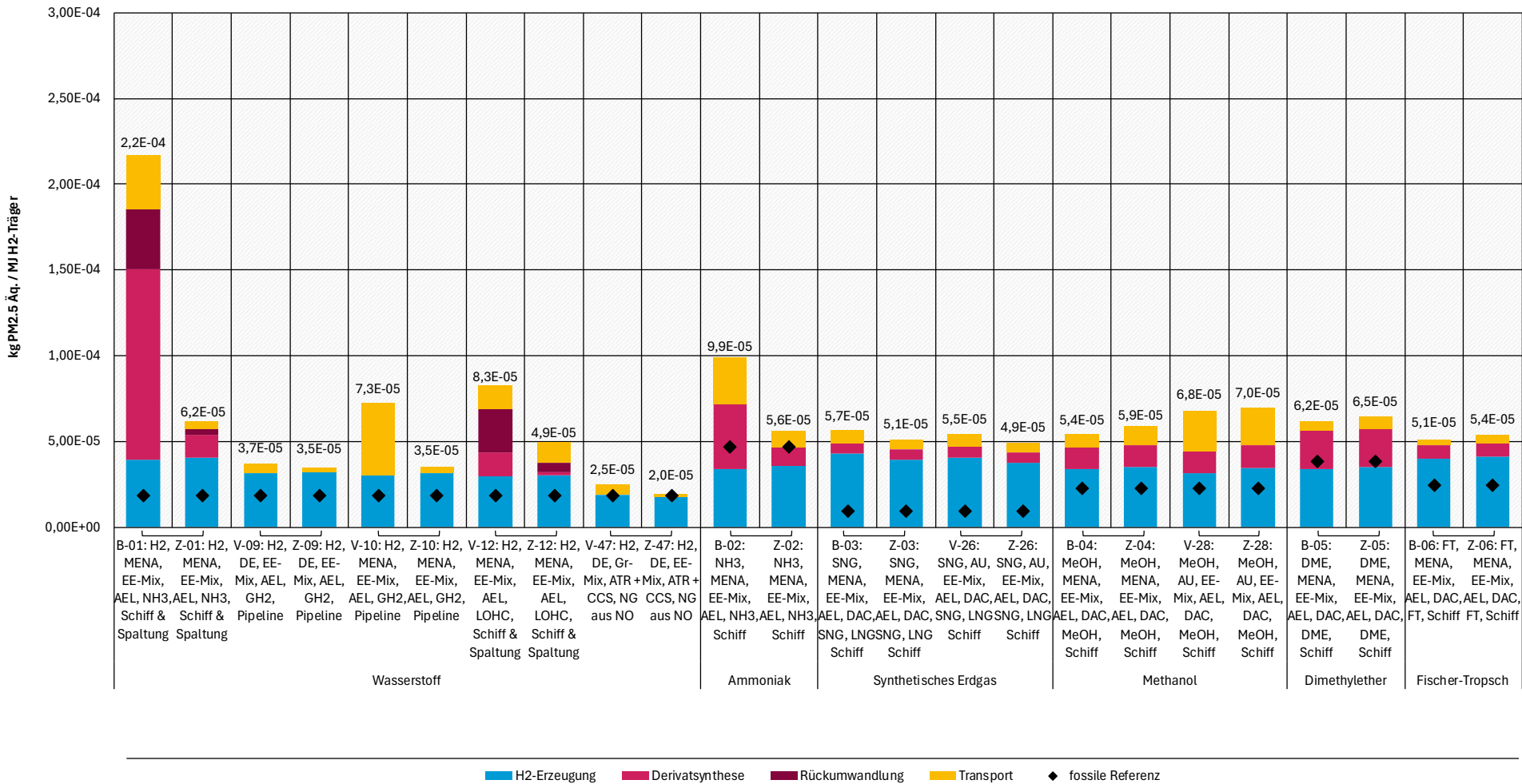
In den **Wasserstoff**-Fällen ergibt sich durch die Verwendung von erneuerbarem Strom für die Synthese und Spaltung von NH₃ als Transportmedium (Z-01), den Betrieb von Pipelines (Z-09, Z-47), zur LOHC-Herstellung und -Rückumwandlung (Z-12) eine Reduktion des Feinstaubbildungspotenzial, so dass in den meisten Fällen Werte erreicht werden, die etwa 90 % über der fossilen Referenz liegen. NH₃ und LOHC als Wasserstoffträger bilden Ausnahmen. Aus der NH₃-Synthese tragen weiterhin Ammoniakemissionen zur Feinstaubbildung bei. Für LOHC führt der Bedarf an Katalysatoren und Strom für die Beladung und Rückumwandlung sowie die geringe Dichte im Transport zu erhöhten Werten (165 % über der fossilen Referenz)

Das Feinstaubbildungspotenzial der Bereitstellung von **Ammoniak** (B-02 und Z-02) sinkt durch die Verwendung von EE-Strom und die Abgasreinigung um ca. 45 % und erreicht das Niveau der fossilen Referenz.

Für die Bereitstellung von **SNG** ergeben sich Reduktionen des Feinstaubbildungspotenzials von ca. 10 %, insbesondere durch die Verwendung von erneuerbarem Strom zur Verflüssigung anstelle von SNG-betriebenen Turbinen, wodurch weniger SNG hergestellt werden muss.

Bei allen **anderen PtGLS-Produkten** ergeben sich geringfügige Erhöhungen des Feinstaubbildungspotenzials im Bereich 3-8 %, die sich zusammensetzen aus SO₂-Emissionen aus der Meerwasserentsalzung, dem zusätzlichen Bedarf an Wasserstoff zur Herstellung des Treibstoffes sowie einem Beitrag aus der Herstellung elektrisch betriebener Lkw.

Abbildung 53: Kategorie Feinstaub – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.



Basisfall/Variante und entsprechendes Zielszenario jeweils paarweise nebeneinander dargestellt. Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

5.3.2.7 Kumulierter Energieaufwand (KEA)

Abbildung 54 zeigt die Ergebnisse der Zielszenarien in der Kategorie Kumulierter Energieaufwand im Vergleich zu den entsprechenden Basisfällen bzw. Varianten.

In den **Wasserstoff**-Fällen wird eine Reduktion des Kumulierten Energieaufwandes erzielt, die durch die Verwendung von erneuerbarem Strom für den Betrieb von Pipelines (Z-09, Z-10, Z-47) und zur Herstellung und Rückumwandlung von Ammoniak und LOHC (Z-01, Z-12) bedingt wird. Der Energieaufwand für die Elektrolyse wurde nicht verändert, es ergibt sich jedoch eine fast nicht sichtbare Erhöhung des KEA durch den zusätzlichen Stromverbrauch für die Meerwasser-Entsalzung. Insbesondere in den Fällen mit weiteren Transportwegen (MENA, AU) ergeben sich so Reduktionen des Kumulierten Energieaufwandes in Höhe von ca. 15 %.

Für die Bereitstellung von **Ammoniak** ergibt sich eine geringfügige Erhöhung des KEA, die durch den zusätzlichen Stromverbrauch für die Meerwasser-Entsalzung entsteht. Da im Basisszenario B-02 schon die Annahme getroffen wurde, dass die Ammoniak-Synthese mit erneuerbarem Strom versorgt wird, ergeben sich in der Derivatsynthese keine zusätzlichen Effekte.

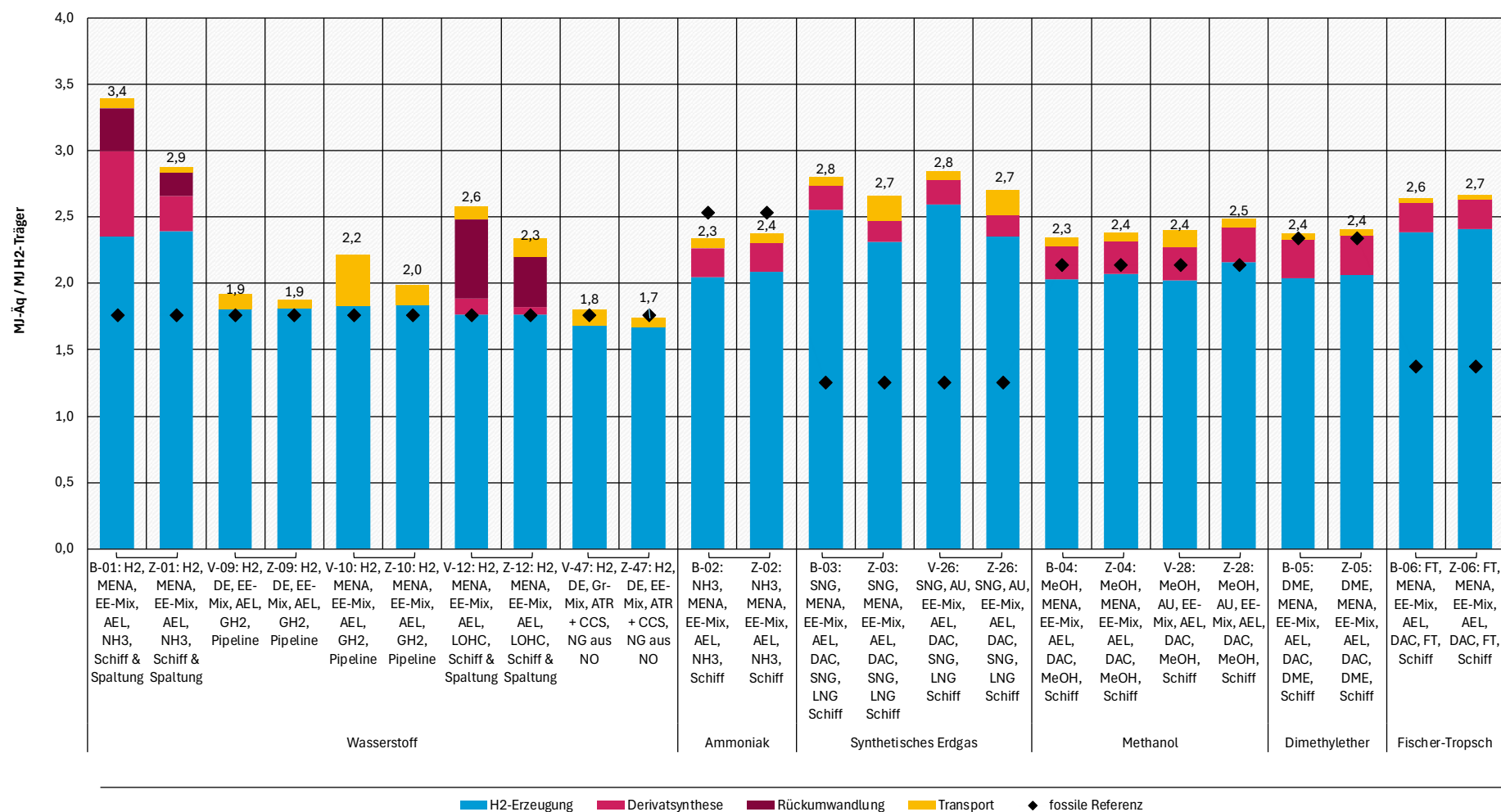
Bei der Bereitstellung von **SNG** ergibt sich eine Reduktion des KEA um ca. 5 %. Die umgesetzten Maßnahmen beinhalten die Verwendung von erneuerbarem Strom zur Verflüssigung von SNG anstelle der Verbrennung von SNG in einer Gasturbine. Dadurch ergibt sich eine Verschiebung in den Kategorien:

- Im Basisfall B-03 (und auch in V-26) wird für die Energieerzeugung zur Verflüssigung von SNG zusätzliches SNG hergestellt und dafür zusätzlicher Wasserstoff erzeugt. Diese Wasserstoff-Erzeugung wird der Kategorie „H₂-Erzeugung“ zugeordnet, der entsprechende Mehraufwand für die Synthese der Kategorie „Derivatsynthese“.
- In den Zielszenarien Z-03 und Z-26 wird EE-Strom zur Verflüssigung eingesetzt und dafür weniger SNG hergestellt. Entsprechend verringert sich der Energieaufwand in den Kategorien „H₂-Erzeugung“ und „Derivatsynthese“. Der Strombedarf zur Verflüssigung wird jedoch der Kategorie „Transport“ zugerechnet, welche sich dadurch erhöht.

Da die Herstellung von SNG weniger effizient ist als die direkte Nutzung von EE-Strom, ergibt sich insgesamt eine Reduktion des KEA.

Bei allen **anderen PtGLS-Produkten** ergeben sich geringfügige Erhöhungen des KEA durch den zusätzlichen Bedarf an Wasserstoff zur Herstellung des Treibstoffes.

Abbildung 54: Kategorie Kumulierter Energieaufwand (KEA) – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.



Basisfall/Variante und entsprechendes Zielszenario jeweils paarweise nebeneinander dargestellt. Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

5.3.2.8 Hemerobiegewichtete Landnutzung

Abbildung 55 zeigt die Ergebnisse der Zielszenarien in der Kategorie hemerobiegewichtete Landnutzung im Vergleich zu den entsprechenden Basisfällen bzw. Varianten.

Die Landnutzung wird in allen Fällen, außer in der Bereitstellung von „blauem“ Wasserstoff (V-47 und Z-47), von der Wasserstofferzeugung dominiert – vor allem durch den Flächenbedarf der erneuerbaren Stromerzeugung. Es wurden in den Zielszenarien keine Maßnahmen zur Flächenreduktion angenommen und auch keine Maßnahmen zur Nutzung schon versiegelter Flächen anstelle von naturnahen Flächen. Daher war auch nicht von einer Verringerung der hemerobiegewichteten Landnutzung auszugehen.

In den **Wasserstoff**-Fällen ergibt sich eine Erhöhung der Landnutzung zwischen 3 und 10 % durch den Einsatz von erneuerbarem Strom für die Ammoniaksynthese (Z-01), den Betrieb von Pipelines (Z-09, Z-10) und zur LOHC-Herstellung und -Rückumwandlung (Z-12).

Die Bereitstellung von „blauem“ Wasserstoff (V-47, Z-47) hat eine um rund eine Größenordnung niedrigere hemerobiegewichtete Landnutzung, da überwiegend fossile Energieträger mit geringem Flächenbedarf verwendet werden. Im Zielszenario Z-47 ergibt sich eine Verringerung der Landnutzung im Transport dadurch, dass im Ausgangsfall V-47 im deutschen Strommix die Stromerzeugung aus Anbaubiomasse enthalten ist, im Zielszenario mit erneuerbarem Strom jedoch nicht mehr.

Für die Bereitstellung von **Ammoniak** ergibt sich eine Erhöhung der Landnutzung um ca. 3 % durch zusätzlichen EE-Strom beim Transport.

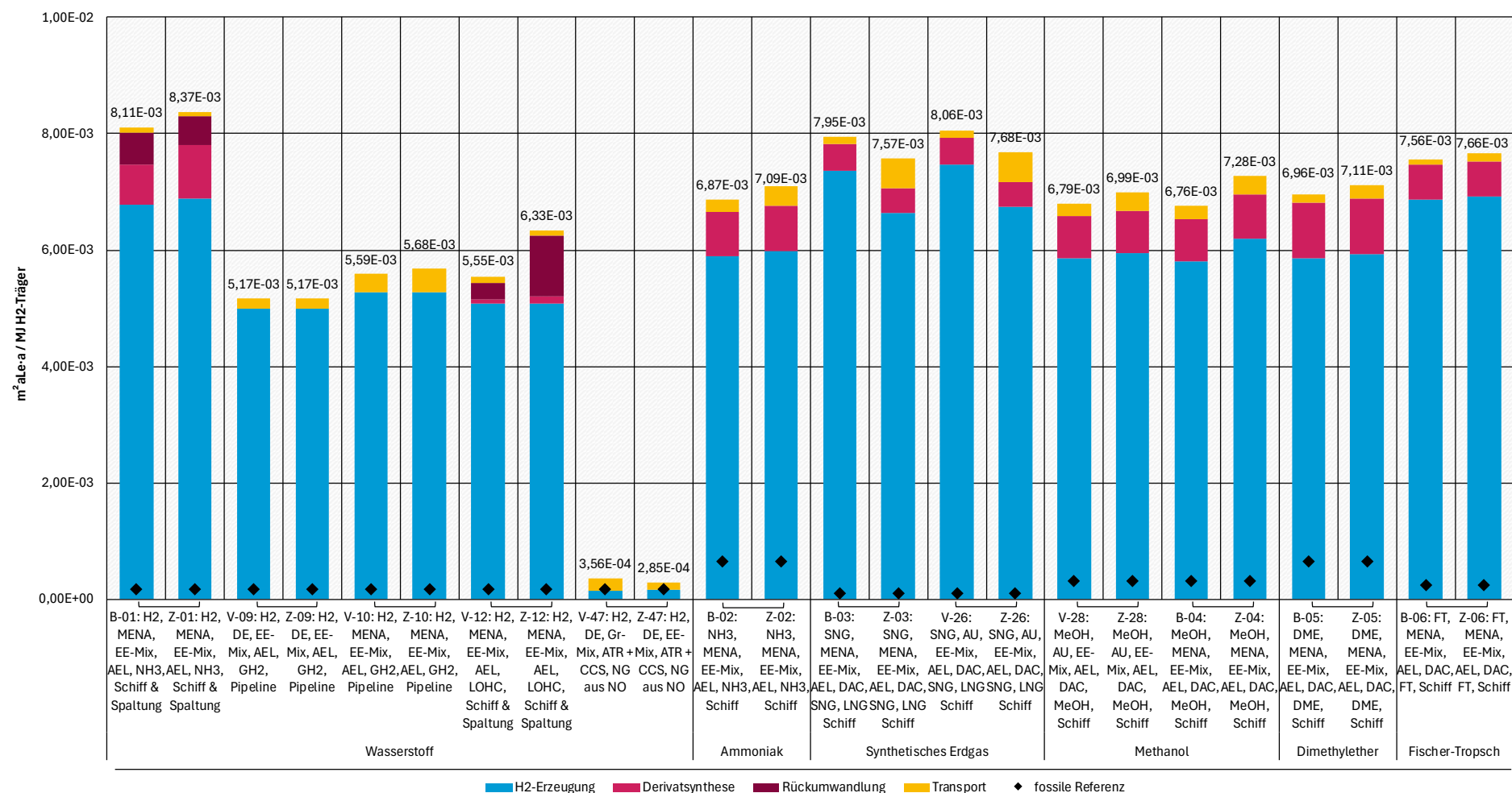
Bei der Bereitstellung von **SNG** ergibt sich eine Reduktion der Landnutzung um ca. 5 %. Die umgesetzten Maßnahmen beinhalten die Verwendung von erneuerbarem Strom zur Verflüssigung von SNG anstelle der Verbrennung von SNG in Gasturbinen. Dadurch ergibt sich eine Verschiebung in den Kategorien:

- Im Basisfall B-03 (und auch in V-26) wird für die Energieerzeugung zur Verflüssigung von SNG zusätzliches SNG hergestellt und dafür zusätzlicher Wasserstoff erzeugt. Diese Wasserstofferzeugung wird der Kategorie „H₂-Erzeugung“ zugeordnet, der entsprechende Mehraufwand für die Synthese der Kategorie „Derivatsynthese“.
- In den Zielszenarien Z-03 und Z-26 wird erneuerbarer Strom zur Verflüssigung eingesetzt und dafür weniger SNG hergestellt. Entsprechend verringert sich der Flächenbedarf in den Kategorien „H₂-Erzeugung“ und „Derivatsynthese“. Der Strombedarf zur Verflüssigung wird jedoch der Kategorie „Transport“ zugerechnet, welche sich dadurch erhöht.

Da die Herstellung von SNG weniger effizient ist als die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom, ergibt sich insgesamt eine Reduktion des Flächenbedarfs.

Bei allen **anderen PtGLS-Produkten** ergeben sich geringfügige Erhöhungen des Flächenbedarfs durch den zusätzlichen Bedarf an PtGLS-Produkten als Schiffstreibstoff sowie durch die Herstellung und den Betrieb elektrisch betriebener Lkw.

Abbildung 55: Kategorie Hemerobiegewichtete Landnutzung – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.



Basisfall/Variante und entsprechendes Zielszenario jeweils paarweise nebeneinander dargestellt. Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

5.3.2.9 Wasserbedarf

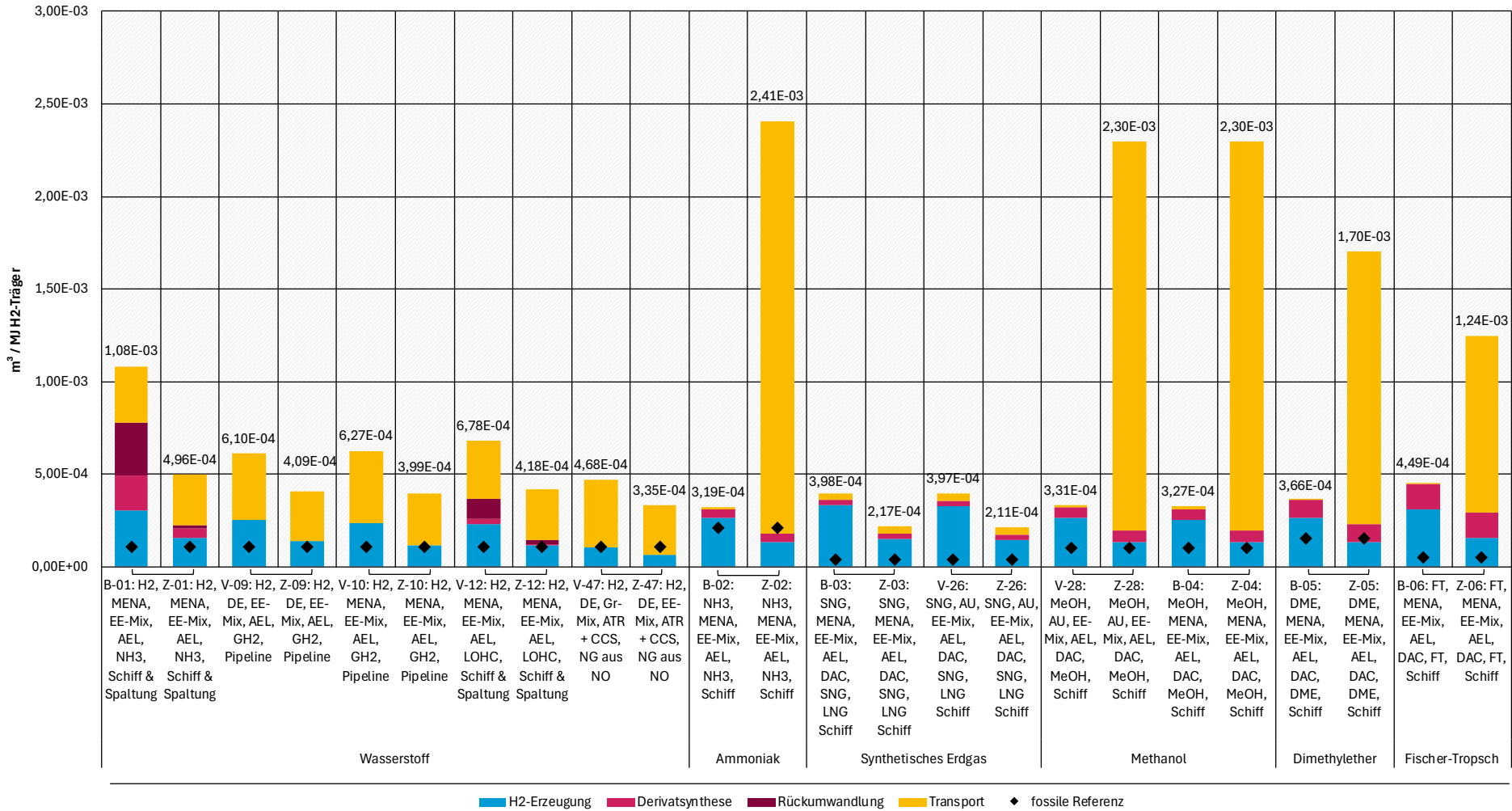
Abbildung 56 zeigt die Ergebnisse der Zielszenarien in der Kategorie Wasserbedarf (Süßwasser-Input auf der Bilanzebene) im Vergleich zu den entsprechenden Basisfällen bzw. Varianten. Es ergeben sich für alle Zielszenarien ohne Lkw-Transporte deutliche Reduktionen im Wasserbedarf gegenüber den jeweiligen Bezugsfällen.

Generell wird eine Reduktion des Süßwasserbedarfs von ca. 50 % durch die Meerwasser-Entsalzung für Elektrolyse bei allen PtGLS-Produkten erzielt. Bei der Derivatsynthese, Rückumwandlung und der ATR ergeben sich Minderungen des Wasserbedarfs aus der Umstellung auf erneuerbaren Strom, wobei einige der Minderungen durch den Mehrbedarf von PtGLS als Schiffstreibstoffe kompensiert werden. Die Minderung des Wasserbedarfs für H₂ als Produkt liegt über die verschiedenen Pfade bei insgesamt 30–50 %.

Deutliche Mehrverbräuche ergeben sich bei den Transporten von PtGLS-Produkten abseits von Wasserstoff und SNG bei der Distribution mittels E-Lkw. Dort wird ein erhöhter Wasserbedarf für den Fahrzeugbau und die Akkuherstellung zugrunde gelegt, was zu insgesamt bis zu sechsfach höheren Bedarfen führt. Dieser Trend steht jedoch in Widerspruch zu Ergebnissen des UBA-Forschungsvorhabens UAAK (Biemann et al. 2024), bei dem für elektrisch betriebene LKW – verglichen mit herkömmlichen Diesel-Lkw – eine Minderung des Frischwasserverbrauchs um den Faktor 6 ermittelt wurde. Die Diskrepanzen lassen sich auf eine unterschiedliche Datenbasis zurückführen.

Letztlich liegen alle Fälle oberhalb der fossilen Referenzwerte, wobei auch hier Unsicherheit darüber besteht, ob alle relevanten Wasserbedarfe in der ecoinvent-Datenbank konsistent berücksichtigt worden sind.

Abbildung 56: Kategorie Wasserbedarf – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.



Basisfall/Variante und entsprechendes Zielszenario jeweils paarweise nebeneinander dargestellt. Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

5.3.2.10 Ressourcenbeanspruchung (ADP_{elements})

Abbildung 57 zeigt die Ergebnisse der Zielszenarien in der Kategorie Ressourcenbeanspruchung im Vergleich zu den entsprechenden Basisfällen bzw. Varianten. Es ergeben sich für alle Zielszenarien entweder gleichbleibende oder deutlich erhöhte Ergebnisse gegenüber den jeweiligen Bezugsfällen mit Ausnahme von SNG, wo eine deutliche Verringerung des Ressourcenbedarfs auftritt.

In den Varianten für **Wasserstoff** ergeben sich kaum Änderungen in der Ressourcenbeanspruchung. Leicht erhöhte Beiträge bei der H₂-Erzeugung resultieren aus dem erhöhten Energiebedarf für die Meerwasserentsalzung. Erhöhte Beiträge im Transport (Z-01, Z-09, Z-12 und Z-47) ergeben sich durch die Umstellung auf EE-Strom in Deutschland in den Kurzstrecken-Pipelines. In Z-10 verhält es sich dagegen andersherum, da der fossile Strom in der MENA-Region einen höheren Ressourcenbedarf beansprucht als ein EE-Mix, der für den Langstrecken-Transport von H₂ via Pipeline angelegt wird.

Ein ähnlicher Trend entsteht bei der Derivatsynthese und Rückumwandlung in Z-01 und Z-12. Während das ADP der Derivatsynthese in den Zielszenarien durch die Nutzung von EE-Strom in der MENA-Region sinkt, steigt es bei der Rückumwandlung durch die Nutzung von EE-Strom in Deutschland.

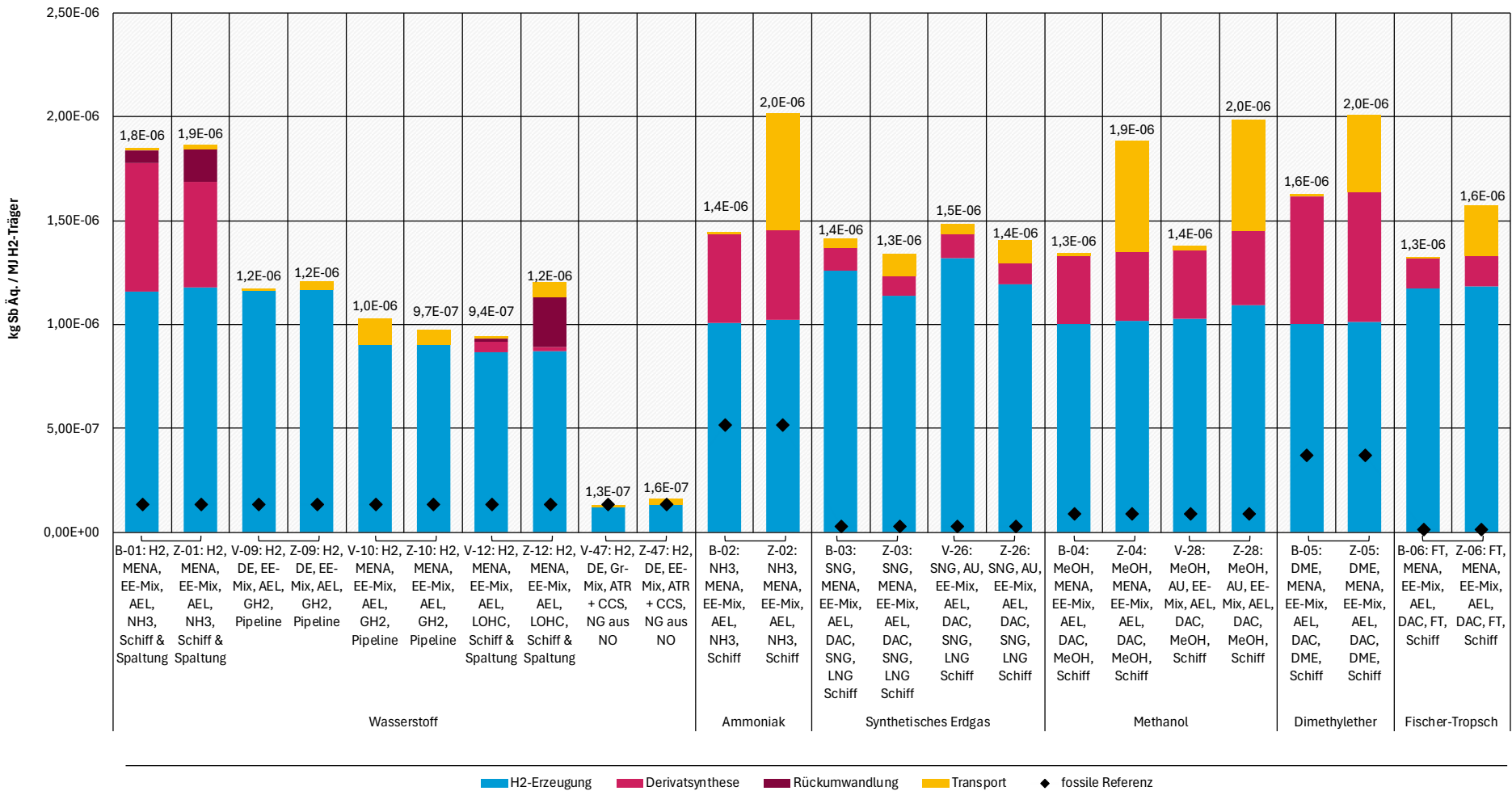
Bei der Bereitstellung von **SNG** ergibt sich eine Reduktion der Ressourcenbeanspruchung um ca. 6 %. Die umgesetzten Maßnahmen beinhalten die Verwendung von erneuerbarem Strom zur Verflüssigung von SNG anstelle der Verbrennung von SNG in einer Gasturbine. Dadurch ergibt sich eine Verschiebung in den Kategorien:

- ▶ Im Basisfall B-03 (und auch in V-26) wird für die Energieerzeugung zur Verflüssigung von SNG zusätzliches SNG hergestellt und dafür zusätzlicher Wasserstoff erzeugt. Diese Wasserstoff-Erzeugung wird der Kategorie „H₂-Erzeugung“ zugeordnet, der entsprechende Mehraufwand für die Synthese der Kategorie „Derivatsynthese“.
- ▶ In den Zielszenarien Z-03 und Z-26 wird EE-Strom zur Verflüssigung eingesetzt und dafür weniger SNG hergestellt. Entsprechend verringert sich der Energieaufwand in den Kategorien „H₂-Erzeugung“ und „Derivatsynthese“. Der Strombedarf zur Verflüssigung wird jedoch der Kategorie „Transport“ zugerechnet, welche sich dadurch erhöht.

Deutliche Mehrverbräuche ergeben sich bei den Transporten von **PtGLS-Produkten** abseits von Wasserstoff und SNG bei der Distribution mittels E-Lkw. Dort wird ein erhöhter Ressourcenbedarf für den Fahrzeugbau und die Metalle/Mineralien in der Akkuherstellung zugrunde gelegt, was zu insgesamt bis zu 40 % höheren Bedarfen führt.

Gegenüber den Referenzfällen erreicht keiner der dargestellten Pfade eine Reduktion des Ressourcenbedarfs.

Abbildung 57: Kategorie Ressourcenbeanspruchung (ADP_{elements}) – Gegenüberstellung der Basisfälle, Varianten und Zielszenarien für ausgewählte Pfade.



Basisfall/Variante und entsprechendes Zielszenario jeweils paarweise nebeneinander dargestellt. Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

5.4 Unsicherheiten in der Datenlage

Die berechneten Umweltwirkungen sind insofern unsicher, als dass für viele der hier untersuchten Produktionsanlagen zwar Energie- und Rohstoff-Bedarfe publiziert sind, jedoch nur selten genauere Angaben zu direkten Emissionen von umweltwirksamen Stoffen gemacht werden. Die berechneten Ergebnisse enthalten demnach fast keine Umweltwirkungen aus direkten Emissionen der Prozesse im Vordergrundssystem (zu den Daten s. Prozessbeschreibungen in Abschnitt 2 oder in der Excel-Tabelle im Anhang).

Diese Unsicherheit ist zunächst einmal als wenig relevant für die gesamten Umweltwirkungen zu bewerten, da an Standorten in Deutschland industrielle Anlagen strengen Regelungen für die Emission von Schadstoffen in Luft und Wasser unterliegen. Diese Vorschriften, die auf dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) und verschiedenen Verordnungen basieren, legen spezifische Emissionsgrenzwerte und Überwachungspflichten fest.

Für Importe von im Ausland hergestellten PtGLS-Produkten, an deren Standorten diese Grenzwerte vom Gesetzgeber möglicherweise nicht oder deutlich höher angesetzt wurden, könnten einzelne Emissionen jedoch signifikant zum Ergebnis beitragen. Es wird daher folgendes empfohlen:

- ▶ Emissionsvorschriften, die in Deutschland gelten, sollten auch für entsprechende Prozesse zur PtGLS-Herstellung im Ausland für den Import nach Deutschland vorgeschrieben werden – sofern diese dort nicht schon schärfer sind.
- ▶ Produktionsanlagen sollten verpflichtet werden, relevante Emissionen regelmäßig zu messen und zu berichten, sofern das nicht schon durch bestehende Regelungen vorgeschrieben ist. Dabei sind insbesondere folgende Emissionen von Bedeutung:
 - Kohlendioxid, Kohlenmonoxid (CO₂, CO)
 - Wasserstoff (H₂)
 - Methan (CH₄)
 - Ammoniak (NH₃)
 - Stickoxide (NO_x, N₂O)
 - Schwefeldioxid (SO₂)
 - Feinstaub
 - Flüchtige organische Substanzen (VOC)
 - Schwermetalle
 - Fluorierte und polyfluorierte Substanzen (PFAS, PFOS)
- ▶ Auch für Prozesse, für die in der Literatur direkte Emissionen beziffert werden, bestehen Unsicherheiten – vor allem, wenn es sich um Techniken handelt, die noch nicht auf breiter Basis etabliert sind. Ein Beispiel dafür ist die Nutzung von Ammoniak als (Schiffs)treibstoff und die Spaltung in der Nutzung als Wasserstoffträger. Die Daten für diese Emissionen stammen bislang nur aus Technologiestudien und Pilotprojekten (Alghool et al. 2024; Kanchiralla et al. 2022). Gleichzeitig sind die potenziellen Umweltwirkungen, die mit diesen Emissionen verbunden sind, erheblich (Bertagni et al. 2023).
- ▶ Entwicklung von Vorgaben zu Besten Verfügbaren Techniken (BVT/BAT) für die Prozesse entlang der PtGLS-Herstellungskette, sofern diese noch nicht vorhanden sind (vorhanden z.B. für Ammoniak-Synthese, Dampfreformierung von Methan, Industrielle Kühlsysteme)

- Lieferketten auf dieser Basis zertifizieren und alle Schritte transparent machen.

5.5 Fazit

In den vorangegangenen Abschnitten wurden die wesentlichen Umweltwirkungen der Bereitstellung verschiedener PtGLS-Kraftstoffe identifiziert (Abschnitt 5.1), technische Maßnahmen zur Minderung dieser Umweltwirkungen vorgeschlagen (Abschnitt 5.2) sowie die auftretenden Minderungseffekte und gegenläufige Effekte, d. h. möglicherweise erhöhte Umweltwirkungen in anderen Wirkungskategorien, quantifiziert (Abschnitt 5.3). In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse zusammenfassend eingeordnet und diejenigen Maßnahmen benannt, die für eine nachhaltige Versorgung mit PtGLS-Produkten für notwendig erachtet werden.

Es wurde schon in Abschnitt 4 festgestellt, dass die Bereitstellung von PtGLS-Produkten in den meisten Fällen weniger klimaschädlich ist als die der fossilen Referenzprodukte. Als wichtige Einflussgrößen wurden dort die Stromversorgung, Transportmodi und die Transportentfernung genannt. Es wurde jedoch auch gezeigt, dass in anderen Umweltwirkungskategorien oftmals erhöhte Belastungen gegenüber der fossilen Referenz auftreten. Mit dem Ziel, die Klimawirkung für alle untersuchten Bereitstellungspfade noch weiter zu senken und gleichzeitig die wichtigsten Belastungen in anderen Kategorien zu reduzieren wurden die in Abschnitt 5.2 vorgeschlagenen technischen Maßnahmen entwickelt.

Die Gegenüberstellung der Umweltwirkungen der Basisszenarien und der einiger Varianten aus Abschnitt 4 mit den in Abschnitt 5.3.1 oben beschriebenen Zielszenarien zeigt, dass die Maßnahmen in der überwiegenden Zahl der untersuchten Fälle wie angenommen zur Verringerung der Umwelteffekte insgesamt führen. Nur wenige Maßnahmen führen zu Verschlechterungen in anderen Wirkungskategorien. Meist sind diese Verschlechterungen im Vergleich gering. Im Folgenden werden die technischen Maßnahmen und ihre Effekte auf die Umweltwirkungen der PtGLS-Bereitstellung diskutiert.

- Die **regenerative Stromversorgung** aller Prozesse entlang der Wertschöpfungskette (ATR/SMR, NH₃-Synthese, NH₃- und LOHC-Spaltung, Gasleitungstransport, etc.), auch zur Wärmeversorgung ist wichtig für die Reduktion der Klimawirkung. Die Energiewende ist dabei eine Grundvoraussetzung, dass neben der Elektrolyse auch alle anderen Prozesse mit erneuerbarem Strom betrieben werden können.
 - Insbesondere die Versorgung der Derivatsynthese und ggf. deren Rückumwandlung mit erneuerbarem Strom anstelle von Graustrom und fossiler Wärme führt zu großen Verbesserungen in den Kategorien Klimawandel, Versauerung und Eutrophierung.
 - Auch der Betrieb von Gasfernleitungen und -distributionsnetzen mit EE-Strom führt zu Verbesserungen, insbesondere wenn der im Basisfall verwendete Netzstrom hohe fossile Anteile enthält.
 - Die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom in Anlagen zur Verflüssigung von SNG ist effektiver als der Betrieb mit Gasturbinen, in denen das zuvor hergestellte SNG verbrannt wird. So werden Lasten in der SNG-Synthese reduziert.
 - Die Nutzung von erneuerbarem Strom in allen Prozessen führt zusätzlich zu einer Verringerung der Umweltwirkungen in allen anderen Kategorien außer in der hemerobiegewichteten Landnutzung, bei der geringfügig höhere Belastungen entstehen.
- Die Nutzung von kohlenstoffbasierten **PtGLS-Produkten als Treibstoff** beim Schiffstransport führt zu Einsparungen in der Klimawirkung von 5-20 %, abhängig von

Transportdistanz und Energieträger. Gleichzeitig werden die Emissionen von SO₂ durch den Ersatz von Schweröl eliminiert, so dass sich die Belastung aus dem Transport auch in den Kategorien Versauerung, Sommersmog und Feinstaub verringert. Der zusätzliche Strombedarf für die Herstellung des PtGLS-Kraftstoffes verringert diesen Effekt, kehrt ihn aber nicht ins Negative um. Durch den zusätzlichen Strombedarf entstehen negative Effekte in den Kategorien Kumulierter Energieaufwand und Landnutzung, die jedoch prozentual klein sind im Vergleich zu den Entlastungen in den anderen Kategorien.

- ▶ In allen Prozessen, die **Ammoniak** herstellen oder nutzen, ist eine effektive Abgasnachbehandlung zur Eliminierung von Emissionen von Stickoxiden und Ammoniak in die Luft wichtig.
 - Durch Einsatz von selektiver katalytischer Reduktion (SCR) bei der Abgasnachbehandlung in den Prozessen zur Herstellung und Spaltung von Ammoniak können die Emissionen von NO_x und NH₃ effektiv reduziert werden. Das führt zu Reduktionen der Umweltwirkungen dieser Prozesse in den Kategorien Versauerung, Eutrophierung, Sommersmog und Feinstaub in Höhe von 70-90 %.
- ▶ Die Nutzung von **Ammoniak als Treibstoff** ist mit dem heutigen Wissensstand kritisch zu sehen, da folgende negative Effekte auftreten können:
 - Nach aktueller Datenlage entstehen in NH₃-betriebenen Schiffsmotoren klimaschädliche N₂O-Emissionen, die die Einsparung der fossilen CO₂-Emissionen bei Verbrennung von Schweröl überkompensieren und zu höheren Klimawirkungen führen können. Es besteht eine Unsicherheit in den verwendeten Emissionsdaten, weil Ammoniakmotoren bislang noch nicht im Einsatz sind (s. Abschnitt 5.4). Um die Umweltwirkung auf ein Maß zu bringen, das vergleichbar ist mit den anderen Transportwegen, ist eine effektive Abgasreinigung (SCR) unbedingt notwendig.
 - Als Alternative bietet sich an, beim Transport von Ammoniak kohlenstoffbasierte PtGLS-Produkte als Treibstoff zu verwenden.
- ▶ Der Einsatz von **Meerwasserentsalzung** zur Gewinnung von Prozesswasser für die Elektrolyse führt zu einer deutlichen Einsparung von Süßwasser in der Wasserstoff-Erzeugung. Der zusätzliche Strombedarf liegt bei etwa 0,1 % bezogen auf den Strombedarf der Elektrolyse. Entsprechend gibt es geringfügig höhere Umweltwirkungen in allen Kategorien. Bei der Meerwasserentsalzung entstehen prozessbedingt Emissionen von SO₂, die zu einer leichten Erhöhung der Umweltlasten in den Kategorien Versauerung, Sommersmog und Feinstaub führen. Eine Quantifizierung von Umweltlasten, die durch Einleitung der Sole, der Störung der Biodiversität im Meerwasser oder durch Antifouling- und Desinfektionsmittel entstehen können, wurde in dieser Studie nicht durchgeführt.
- ▶ Die Verwendung von **alternativen Membranmaterialien**, für die keine halogenierten Kohlenwasserstoffe eingesetzt werden, z. B. Polysulfon-Membranen, reduziert den Beitrag zum Ozonabbau deutlich und hat keine festgestellten negativen Effekte in anderen Wirkungskategorien.
- ▶ Die Nutzung von **elektrisch betriebenen Lkw**, die mit regenerativem Strom zur Distribution der PtGLS-Produkte in Deutschland versorgt werden, führt zu einer Reduktion der Klimawirkung im Transport. Die Herstellung des Lkw, insbesondere der Batterie können jedoch zu hohen zusätzlichen Lasten in den Kategorien Ressourcenbedarf und Wasserbedarf sowie zu geringer Erhöhung der Belastungen in den Kategorien Eutrophierung, Ozonabbau und Feinstaub führen. Detailliert werden die Effekte in (Biemann et al. 2024) untersucht.

- Bei der Herstellung von „**blauem**“ **Wasserstoff** sind einige Maßnahmen notwendig, die insbesondere die Klimawirkung stark reduzieren können:
- Die **Minimierung von Methanverlusten** bei Förderung, Transport und Speicherung von Erdgas ist von entscheidender Bedeutung für die Klimawirkung. Dies wurde schon in Abschnitt 4.3.1.2 anhand der unterschiedlichen Klimalasten von Erdgas aus verschiedenen Produktionsländern gezeigt. Die Produktionsbedingungen können zu einer Variation der Klimawirkung von „blauem“ Wasserstoff um einen Faktor von mehr als zwei führen.
 - Bei der Auswahl der Reformertechnik ist das Verfahren der **autothermen Reformierung (ATR)** in Bezug auf die Möglichkeiten zur CO₂-Abscheidung der Dampfreformierung (SMR) vorzuziehen. Durch die Energieerzeugung innerhalb des Reaktors können höhere Abscheideraten erreicht werden, wodurch die Klimawirkung reduziert wird.
 - Ein möglichst **hoher Abscheidegrad für CO₂** aus dem Produktstrom des Reformers ist zusätzlich wichtig für eine niedrige Klimawirkung. Ziel sollte ein Abscheidegrad von 98 % sein.
 - Die **dauerhafte Speicherung des abgeschiedenen CO₂** ohne Leckagen oder Austritte durch Unfälle oder andere Ereignisse ist wesentliche Grundvoraussetzung dafür, dass „blauer“ Wasserstoff die gezeigten niedrigen Klimawirkungen erreicht. Die Einspeicherung benötigt geeignete Lagerstätten, die nur in begrenztem Umfang verfügbar sind. Diese sind über Jahrtausende nachzubetreuen und der Speicherraum schließt alternative Nutzungen (Rohstoffgewinnung, tiefe Geothermie, Windenergieanlagen, etc.) auf unbestimmte Zeit (mehrere zehntausend Jahre) aus.
 - Zusätzliche Reduktionen in der Klimawirkung sind durch die Versorgung aller Prozesse mit regenerativem Strom erreichbar mit den zusätzlichen reduzierten Umweltwirkungen in anderen Kategorien wie oben beschrieben.
 - Nur durch die **Kombination aller dieser optimistischen Rahmenbedingungen** kann erreicht werden, dass „blauer“ Wasserstoff ähnlich niedrige Klimawirkungen erzielt wie „grüner“ Wasserstoff. In vielen Fällen wird die Herstellung von „blauem“ Wasserstoff höhere Umweltwirkungen haben, als die in dieser Studie gezeigten optimalen Ergebnisse.

Die in dieser Studie untersuchten Maßnahmen zielen auf direkte Änderungen in den sogenannten Vordergrundprozessen ab, sind also Maßnahmen, die Betreiber von Anlagen direkt umsetzen können, Händler von PtGLS-Produkten, Behörden oder Zertifizierungsstellen entlang der Prozesskette für PtGLS-Produkte einfordern können. Dabei wird eine Untergrenze bei den Klimawirkungen im Bereich von 14–24 g CO₂-Äq / MJ erreicht. Auch bei den anderen Umweltwirkungen ergibt sich eine Grenze, die mit den vorgeschlagenen Maßnahmen nicht unterschritten werden kann. Da die verbleibenden Umwelteffekte aus dem sogenannten Hintergrundsystem stammen, sind sie durch Maßnahmen an den Prozessketten zur Herstellung von PtGLS-Produkten selbst nicht adressierbar. Um diese Umwelteffekte anzugehen, müssen Prozesse im Hintergrundsystem defossilisiert werden und auch in anderen Aspekten verbessert werden um die Umweltwirkungen des Gesamtsystems zu reduzieren. Dazu gehören insbesondere die Herstellungen von Zement, Stahl, Aluminium, Kupfer, Glas und Kunststoffen. Das umfasst sowohl alternative Herstellungsverfahren (z. B. Stahlerzeugung über Direktreduktion mit Wasserstoff (DRI-Verfahren)) und die Erhöhung von Sekundärmaterialanteilen als auch die konsequente Defossilisierung der Energiebereitstellung

unter effizientem Einsatz von regenerativem Strom (z. B. Wärme durch elektrische Beheizung oder über Verbrennung von PtGLS-Produkten, möglichst hoher Grad an Elektrifizierung im Transportsektor oder Verwendung von PtGLS-Produkten)(Dittrich et al. 2025).

6 Quellenverzeichnis

- Abouzied, A. H. (2023): The Connection between the Impacts of Desalination and the Surrounding Environment. In: K. RAMALINGAM: / A. ZEB: Desalination - Ecological Consequences. IntechOpen. DOI: 10.5772/intechopen.110140.
- Alcamo, J.; Döll, P.; Henrichs, T.; Kaspar, F.; Lehner, B.; Rösch, T.; Siebert, S. (2003): Development and testing of the WaterGAP 2 global model of water use and availability. In: Hydrological Sciences Journal. Taylor & Francis. Vol. 48, No. 3, S. 317–337. DOI: 10.1623/hysj.48.3.317.45290.
- Aleta, P.; Refaie, A.; Afshari, M.; Hassan, A.; Rahimi, M. (2023): Direct ocean capture: the emergence of electrochemical processes for oceanic carbon removal. In: Energy & Environmental Science. The Royal Society of Chemistry. Vol. 16, No. 11, S. 4944–4967. DOI: 10.1039/D3EE01471A.
- Alghool, D.; Haouari, M.; Trucco, P. (2024): It is not the same green: A comparative LCA study of green hydrogen supply network pathways. In: International Journal of Hydrogen Energy. S. S0360319924025862. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.06.346.
- Antonini, C.; Treyer, K.; Streb, A.; van der Spek, M.; Bauer, C.; Mazzotti, M. (2020): Hydrogen production from natural gas and biomethane with carbon capture and storage – A techno-environmental analysis. In: Sustainable Energy Fuels. The Royal Society of Chemistry. Vol. 4, No. 6, S. 2967–2986. DOI: 10.1039/D0SE00222D.
- BareiB, K.; de la Rua, C.; Möckl, M.; Hamacher, T. (2019): Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems. In: Applied Energy. Vol. 237, S. 862–872. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.001.
- 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.
https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry.pdf.
- aus der Beek, T.; Flörke, M.; Lapola, D. M.; Schaldach, R.; Voß, F.; Teichert, E. (2010): Modelling historical and current irrigation water demand on the continental scale: Europe. In: Advances in Geosciences. Copernicus GmbH. S. 79–85. DOI: 10.5194/adgeo-27-79-2010.
- Bertagni, M. B.; Socolow, R. H.; Martirez, J. M. P.; Carter, E. A.; Greig, C.; Ju, Y.; Lieuwen, T.; Mueller, M. E.; Sundaresan, S.; Wang, R.; Zondlo, M. A.; Porporato, A. (2023): Minimizing the impacts of the ammonia economy on the nitrogen cycle and climate. In: Proceedings of the National Academy of Sciences. Proceedings of the National Academy of Sciences. Vol. 120, No. 46. DOI: 10.1073/pnas.2311728120.
- Biemann, K.; Helms, H.; Münter, D.; Liebich, A.; Pelzeter, J.; Kämper, C. (2024): Analyse der Umweltbilanz von Kraftfahrzeugen mit alternativen Antrieben oder Kraftstoffen auf dem Weg zu einem treibhausgasneutralen Verkehr. TEXTE 13/2024 Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-6737>.
- Bisinella, V.; Hulgaard, T.; Riber, C.; Damgaard, A.; Christensen, T. H. (2021): Environmental assessment of carbon capture and storage (CCS) as a post-treatment technology in waste incineration. In: Waste Management. Vol. 128, S. 99–113. DOI: 10.1016/j.wasman.2021.04.046.
- Bunsen, J.; Berger, M.; Finkbeiner, M. (2022): Konzeptionelle Weiterentwicklung des Wasserfußabdrucks. TEXTE 44/2022 Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7038>.
- Chatterjee, S.; Parsapur, R. K.; Huang, K.-W. (2021): Limitations of Ammonia as a Hydrogen Energy Carrier for the Transportation Sector. In: ACS Energy Letters. American Chemical Society. Vol. 6, No. 12, S. 4390–4394. DOI: 10.1021/acsenenergylett.1c02189.
- Chen, C.; Solomon, S.; Stone, K. (2024): On the chemistry of the global warming potential of hydrogen. In: Frontiers in Energy Research. Frontiers. Vol. 12. DOI: 10.3389/fenrg.2024.1463450.

Cho, H. H.; Strezov, V.; Evans, T. J. (2024): Life cycle assessment of renewable hydrogen transport by liquid organic hydrogen carriers. In: Journal of Cleaner Production. Vol. 469, S. 143130. DOI: 10.1016/j.jclepro.2024.143130.

CML (2016): CML-IA Characterisation Factors. CML - Institute of Environmental Sciences, Leiden University. <https://www.universiteitleiden.nl/en/research/research-output/science/cml-ia-characterisation-factors> (29.10.2020).

Commission On Dams, W. (2001): Dams and Development: A New Framework for Decision-Making. In: Environmental Management and Health. Vol. 12, No. 4, S. 444–445. DOI: 10.1108/emh.2001.12.4.444.2.

D’Angelo, S. C.; Cobo, S.; Tulus, V.; Nabera, A.; Martín, A. J.; Pérez-Ramírez, J.; Guillén-Gosálbez, G. (2021): Planetary Boundaries Analysis of Low-Carbon Ammonia Production Routes. In: ACS Sustainable Chemistry & Engineering. Vol. 9, No. 29, S. 9740–9749. DOI: 10.1021/acssuschemeng.1c01915.

De Leeuw, F. A. A. M. (2002): A set of emission indicators for long-range transboundary air pollution. In: Environmental Science & Policy. Vol. 5, S. 135–145. DOI: [https://doi.org/10.1016/S1462-9011\(01\)00042-9](https://doi.org/10.1016/S1462-9011(01)00042-9).

Detzel, A.; Kauertz, B.; Grahl, D. B.; Heinisch, J. (2016): Prüfung und Aktualisierung der Ökobilanzen für Getränkeverpackungen. TEXTE Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.

Deutz, S.; Bardow, A. (2021): Life-cycle assessment of an industrial direct air capture process based on temperature–vacuum swing adsorption. In: Nature Energy. Vol. 6, No. 2, S. 203–213. DOI: 10.1038/s41560-020-00771-9.

Dittrich, M.; Liebich, A.; Vogt, R.; Münter, D.; Wingenbach, C.; Ludmann, S.; Rosental, M.; Fröhlich, T.; Petri, F.; Ewers, B.; Doppelmayr, A.; Limberger, S.; Müller, J.; Loibl, A.; Marscheider-Weidemann, F.; Rostek, L.; Brauer, C.; Schoer, K. (2025): REFINE: Betrachtung von Rohstoffaufwendungen und Umweltwirkungen für die Energiewende in einem ressourcenschonenden und treibhausgasneutralen Deutschland. Teilbericht Umweltwirkungen. Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau. DOI: 10.60810/openumwelt-8113 <https://openumwelt.de/handle/123456789/11166>.

Döll, P.; Kaspar, F.; Lehner, B. (2003): A global hydrological model for deriving water availability indicators: model tuning and validation. In: Journal of Hydrology. Vol. 270, No. 1, S. 105–134. DOI: 10.1016/S0022-1694(02)00283-4.

Dunkelberg, E.; Salecki, S.; Weiß, J.; Rothe, S.; Böning, G. (2015): Biomethan im Energiesystem - Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), Berlin. S. 114. DOI: 10.1016/0009-2614(76)85240-2.

ecoinvent (2024): Ecoinvent 3.11. <https://ecoinvent.org/ecoinvent-v3-11/>.

Energy Institute (2024): Statistical Review of World Energy 2024. London. https://www.energyinst.org/__data/assets/pdf_file/0006/1542714/684_EI_Stat_Review_V16_DIGITAL.pdf (16.05.2025).

Europäische Kommission (2023a): Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr. In: OJ L.

Europäische Kommission (2023b): Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe. In: OJ L.

Europäisches Parlament; Rat der Europäischen Union (2023): Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung

(EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates. In: OJ L.

European Commission (2001): Reference Document on the application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems. European Commission. https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/2019-11/cvs_bref_1201.pdf (05.03.2025).

European Commission (2007): Reference Document on Best Available Techniques for the Manufacture of Large Volume Inorganic Chemicals – Ammonia, Acids and Fertilisers. European Commission. <https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/2022-03/LVIC-AAF.pdf> (12.05.2021).

European Environment Agency (2024): Waterbase - Water Quantity, 2023. <https://www.eea.europa.eu/en/datahub/datahubitem-view/a4324714-784a-4763-b8b9-b8939ead87fe> (16.04.2025).

Eurostat (2024a): Renewable freshwater resources. https://doi.org/10.2908/env_wat_res (16.04.2025).

Eurostat (2024b): Freshwater resources by river basin district (RBD). Eurostat. https://doi.org/10.2908/env_watres_rb (16.04.2025).

Fehrenbach, H.; Fröhlich, T. (2026): Bewertung der Nachhaltigkeitsanforderungen der RED. TEXTE Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-8347>

Fehrenbach, H.; Grahl, B.; Giegrich, J.; Busch, M. (2015): Hemeroby as an impact category indicator for the integration of land use into life cycle (impact) assessment. In: The International Journal of Life Cycle Assessment. Vol. 20, No. 11, S. 1511–1527. DOI: 10.1007/s11367-015-0955-y.

Fehrenbach, H.; Rettenmaier, N.; Reinhardt, G.; Busch, M. (2019): Festlegung des Indikators für die Bilanzierung der Ressource Fläche bzw. von Naturraum in Ökobilanzen. ifeu paper https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_Paper_2-2019_Flaeche.pdf (01.12.2023).

Flörke, M.; Kynast, E.; Bärlund, I.; Eisner, S.; Wimmer, F.; Alcamo, J. (2013): Domestic and industrial water uses of the past 60 years as a mirror of socio-economic development: A global simulation study. In: Global Environmental Change. Vol. 23, No. 1, S. 144–156. DOI: 10.1016/j.gloenvcha.2012.10.018.

Flörke, M.; Uschan, T.; Stein, U.; Tröltzsch, J.; Vidaurre, R.; Schmitt, H.; Bueb, B.; Reineke, J.; Herrmann, F.; Kollet, S.; Wagner, N.; McNamara, I.; Guggenberger, T.; Barjenbruch, M.; Dworak, T.; Schmidt, G. (2024): Auswirkung des Klimawandels auf die Wasserverfügbarkeit - Anpassung an Trockenheit und Dürre in Deutschland (WAD-Klim). Texte 143/2024 Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7523>.

FNR (2014): Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung.

Fröhlich, T.; Abdalla, N.; Liebich, A.; Ludmann, S.; Fehrenbach, H. (2024): Description of the ifeu electricity model (ELMO) for the calculation of LCI datasets for power supply and district heating and cooling. ifeu - Institut für Energie und Umweltforschung, Heidelberg. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/pdf/ELMO_-_the_ifeu_electricity_model_20240717_clean.pdf.

Fröhlich, T.; Blömer, S.; Münter, D.; Brischke, L.-A. (2019): CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland - Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit. ifeu paper Institut für Energie und Umweltforschung (ifeu), Heidelberg. [https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_paper_03_2019_CO₂-Quellen-für-PtX.pdf](https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_paper_03_2019_CO2-Quellen-für-PtX.pdf).

Gerloff, N. (2021): Comparative Life-Cycle-Assessment analysis of three major water electrolysis technologies while applying various energy scenarios for a greener hydrogen production. In: Journal of Energy Storage. Vol. 43, S. 102759. DOI: 10.1016/j.est.2021.102759.

van der Giesen, C.; Kleijn, R.; Kramer, G. J. (2014): Energy and Climate Impacts of Producing Synthetic Hydrocarbon Fuels from CO₂. In: Environmental Science & Technology. American Chemical Society. Vol. 48, No. 12, S. 7111–7121. DOI: 10.1021/es500191g.

Goedkoop, M.; Heijungs, R.; Huijbregts, M.; De Schryver, A.; Struijs, J.; Van Zelm, R. (2009): ReCiPe 2008 - A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level. https://web.universiteitleiden.nl/cml/ssp/publications/recipe_characterisation.pdf.

Hank, C.; Lazar, L.; Mantei, F.; Ouda, M.; White, R. J.; Smolinka, T.; Schaadt, A.; Hebling, C.; Henning, H.-M. (2019): Comparative well-to-wheel life cycle assessment of OME3–5 synfuel production via the power-to-liquid pathway. In: *Sustainable Energy & Fuels*. The Royal Society of Chemistry. Vol. 3, No. 11, S. 3219–3233. DOI: 10.1039/C9SE00658C.

Hauschild, M. Z.; Wenzel, H. (1998): *Environmental Assessment of products*. Volume 2: Scientific background. Chapman & Hall, London.

Heijungs, R.; Guinée, J. B.; Huppes, G.; Lankreijer, R. M.; Udo de Haes, H. A.; Wegener Sleeswijk, A.; Ansems, A. M. M.; Eggels, P. G.; Duin, R. van; De Goede, H. P. (1992): *Environmental life cycle assessment of products: guide and backgrounds (Part 1)*. Centre of Environmental Science, Leiden. <https://hdl.handle.net/1887/8061>.

Hermesmann, M.; Müller, T. E. (2022): Green, Turquoise, Blue, or Grey? Environmentally friendly Hydrogen Production in Transforming Energy Systems. In: *Progress in Energy and Combustion Science*. Vol. 90, S. 100996. DOI: 10.1016/j.pecs.2022.100996.

IEA (2022): *Global Methane Tracker 2022 – Analysis*. <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2022>. (16.10.2022).

IHA (2024): *2024 World Hydropower Outlook*. International Hydropower Association (iha), London. <https://www.hydropower.org/publications/2024-world-hydropower-outlook> (02.12.2024).

Institute for the Protection and Security of the Citizen (Joint Research Centre); Roo de, A.; Knijff van der, J.; Burek, P. (2013): *LISFLOOD, distributed water balance and flood simulation model: revised user manual 2013*. Publications Office of the European Union.

IPCC (2021): *Climate Change 2021 – The Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge. DOI: 10.1017/9781009157896.

Jackson, C.; Fothergill, K.; Gray, P.; Faisal, H.; Makhoulfi, C.; Kezibri, N.; Davey, A.; LHote, O.; Zarea, M.; Davenne, T.; Greenwood, S.; Huddart, A.; Makepeace, J.; Wood, T.; David, B.; Wilkinson, I. (2020): *Ammonia to Green Hydrogen Project - Feasibility Study*. Study, Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS). https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/880826/HS420_-_Ecuity_-_Ammonia_to_Green_Hydrogen.pdf (01.07.2024).

Kanchiralla, F. M.; Brynolf, S.; Malmgren, E.; Hansson, J.; Grahn, M. (2022): Life-Cycle Assessment and Costing of Fuels and Propulsion Systems in Future Fossil-Free Shipping. In: *Environmental Science & Technology*. American Chemical Society. Vol. 56, No. 17, S. 12517–12531. DOI: 10.1021/acs.est.2c03016.

Karunaratne, S.; Andrenacci, S.; Carranza-Abaid, A.; Jayarathna, C.; Maelum, M.; Skagestad, R.; Aksel Haugen, H. (2025): Review on CO₂ removal from ocean with an emphasis on direct ocean capture (DOC) technologies. In: *Separation and Purification Technology*. Vol. 353, S. 128598. DOI: 10.1016/j.seppur.2024.128598.

Kelaher, B. P.; Clark, G. F.; Johnston, E. L.; Ingleton, T.; Knott, N. A.; Coleman, M. A. (2022): Desalination Discharge Influences the Composition of Reef Invertebrate and Fish Assemblages. In: *Environmental Science & Technology*. American Chemical Society. Vol. 56, No. 16, S. 11300–11309. DOI: 10.1021/acs.est.2c00723.

de Kleijne, K.; Huijbregts, M. A. J.; Knobloch, F.; van Zelm, R.; Hilbers, J. P.; de Coninck, H.; Hanssen, S. V. (2024): Worldwide greenhouse gas emissions of green hydrogen production and transport. In: *Nature Energy*. DOI: 10.1038/s41560-024-01563-1.

Koj, J.; Wulf, C.; Schreiber, A.; Zapp, P. (2017): Site-Dependent Environmental Impacts of Industrial Hydrogen Production by Alkaline Water Electrolysis. In: *Energies*. Vol. 10, No. 7, S. 860. DOI: 10.3390/en10070860.

Kramer, U.; Bothe, D.; Gatzen, C.; Pfannenschmidt, A.; Baum, C.; Schrogl, F.; Mahmood, O.; Dünnebeil, F.; Dittrich, M.; Biemann, K.; Liebich, A. (2022): Future Fuels: FVV Fuels Study IVb Project no. 1452 Transformation of Mobility to the GHG Neutral Post-Fossil Age Technical subreport. FVV, Frankfurt a. M. https://www.fvv-net.de/fileadmin/Storys/000.00_Wie_schnell_geht_nachhaltig/FVV_H1313_1452_Future_Fuels_FVV_Fuel_Study_IVb_2022-12.pdf.

Kramer, U.; Bothe, D.; Gatzen, C.; Reger, M.; Lothmann, M.; Duennebeil, F.; Biemann, K.; Liebich, A.; Dittrich, M.; Limberger, S.; Rosental, M.; Fröhlich, T. (2021): FVV Future Fuels Study IV - The Transformation of Mobility to the GHG-neutral Post-fossil Age. FVV, Frankfurt a. M. <http://dx.doi.org/10.13140/RG.2.2.27289.90720>.

Krishnan, S.; Corona, B.; Kramer, G. J.; Junginger, M.; Koning, V. (2024): Prospective LCA of alkaline and PEM electrolyser systems. In: International Journal of Hydrogen Energy. Vol. 55, S. 26–41. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.10.192.

Kuzma, S.; Bierkens, M. F. P.; Lakshman, S.; Luo, T.; Saccoccia, L.; Sutanudjaja, E. H.; Beek, R. V. (2023): Aqueduct 4.0: Updated Decision-Relevant Global Water Risk Indicators. Technical Note, World Resources Institute (WRI), Washington, DC. <https://doi.org/10.46830/writn.23.00061> (16.04.2025).

Lan, X.; Tans, P.; Thoning, K. W. (2025): Trends in globally-averaged CO₂ determined from NOAA Global Monitoring Laboratory measurements. <https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/global.html>. (07.03.2025).

Lange, J.-P. (2001): Methanol synthesis: a short review of technology improvements. In: Catalysis Today. Vol. 64, No. 1, S. 3–8. DOI: 10.1016/S0920-5861(00)00503-4.

Liebich, A.; Fröhlich, T.; Münter, D.; Fehrenbach, H.; Giegrich, J.; Köppen, S.; Dünnebeil, F.; Knörr, W.; Biemann, K.; Simon, S.; Maier, S.; Albrecht, F.; Pregger, T.; Schillings, C.; Moser, M.; Reißner, R.; Hosseiny, S.; Jungmeier, G.; Beermann, M.; Frieden, D.; Bird, N. (2020a): Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien (SYSEET). UBA TEXTE 68/2020. Umweltbundesamt (UBA), Dessau. DOI: 10.60810/openumwelt-5875 <https://doi.org/10.60810/openumwelt-5875> (13.10.2020).

Linstrom, P. (2021): NIST Chemistry WebBook. NIST Standard Reference Database Number 69. NIST Office of Data and Informatics. DOI: <https://doi.org/10.18434/T4D303>.

Marlin, D.; Sarron, E.; Sigurbjörnsson, Ó. (2018): Process Advantages of Direct CO₂ to Methanol Synthesis. In: Frontiers in Chemistry. Vol. 6, S. 446–446. DOI: 10.3389/fchem.2018.00446.

Meunier, N.; Chauvy, R.; Mouhoubi, S.; Thomas, D.; De Weireld, G. (2020): Alternative production of methanol from industrial CO₂. In: Renewable Energy. Vol. 146, S. 1192–1203. DOI: 10.1016/j.renene.2019.07.010.

Müller, A.; Harpprecht, C.; Sacchi, R.; Maes, B.; Van Sluisveld, M.; Daioglou, V.; Šavija, B.; Steubing, B. (2024): Decarbonizing the cement industry: Findings from coupling prospective life cycle assessment of clinker with integrated assessment model scenarios. In: Journal of Cleaner Production. Vol. 450, S. 141884. DOI: 10.1016/j.jclepro.2024.141884.

Münter, D.; Fehrenbach, H.; Fröhlich, T. (2025): Optionen und Potenziale für die Nutzung von biogenem CO₂ für die Herstellung von strombasierten erneuerbaren Energieträgern. TEXTE 95/2025 Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7849>.

Nationaler Wasserstoffrat (2023): 1. Papier zu Forschungs- und Entwicklungsbedarfen der Materialverfügbarkeit im Bereich Wasserstoff – Verfügbarkeit von Iridium. Nationaler Wasserstoffrat, Berlin. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2023/2023-09-15_NWR-Grundlagenpapier_FuE-Bedarfe_Materialverfuegbarkeit_Iridium.pdf (29.11.2024).

Navajas, A.; Mendiara, T.; Gandía, L. M.; Abad, A.; García-Labiano, F.; De Diego, L. F. (2022): Life cycle assessment of power-to-methane systems with CO₂ supplied by the chemical looping combustion of biomass. In: Energy Conversion and Management. Vol. 267, S. 115866. DOI: 10.1016/j.enconman.2022.115866.

- Pastor, A. V.; Ludwig, F.; Biemans, H.; Hoff, H.; Kabat, P. (2014): Accounting for environmental flow requirements in global water assessments. In: *Hydrology and Earth System Sciences*. Copernicus GmbH. Vol. 18, No. 12, S. 5041–5059. DOI: 10.5194/hess-18-5041-2014.
- Patel, G. H.; Havukainen, J.; Horttanainen, M.; Soukka, R.; Tuomaala, M. (2024): Climate change performance of hydrogen production based on life cycle assessment. In: *Green Chemistry*. Vol. 26, No. 2, S. 992–1006. DOI: 10.1039/D3GC02410E.
- Pfennig, M.; von Bonin, M.; Gerhardt, N. (2021): PtX-Atlas: Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen. Fraunhofer IEE, Kassel. S. 28. <https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/>.
- Pfennig, M.; Böttger, D.; Häckner, B.; Geiger, D.; Zink, C.; Bisevic, A.; Jansen, L. (2023): Global GIS-based potential analysis and cost assessment of Power-to-X fuels in 2050. In: *Applied Energy*. Vol. 347, S. 121289. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121289.
- Postels, S.; Abánades, A.; von der Assen, N.; Rathnam, R. K.; Stückrad, S.; Bardow, A. (2016): Life cycle assessment of hydrogen production by thermal cracking of methane based on liquid-metal technology. In: *International Journal of Hydrogen Energy*. Vol. 41, No. 48, S. 23204–23212. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.09.167.
- Puxty, G.; Rowland, R.; Allport, A.; Yang, Q.; Bown, M.; Burns, R.; Maeder, M.; Attalla, M. (2009): Carbon Dioxide Postcombustion Capture: A Novel Screening Study of the Carbon Dioxide Absorption Performance of 76 Amines. In: *Environmental Science & Technology*. Vol. 43, No. 16, S. 6427–6433. DOI: 10.1021/es901376a.
- Qiu, Y.; Lamers, P.; Daioglou, V.; McQueen, N.; De Boer, H.-S.; Harmsen, M.; Wilcox, J.; Bardow, A.; Suh, S. (2022): Environmental trade-offs of direct air capture technologies in climate change mitigation toward 2100. In: *Nature Communications*. Vol. 13, No. 1, S. 3635. DOI: 10.1038/s41467-022-31146-1.
- Raskin, P.; Gleick, P.; Kirshen, P.; Pontius, G.; Strzepek, K. (1997): *Comprehensive Assessment of the Freshwater Resources of the World*. Stockholm Environment Institute, Stockholm.
- Rönsch, S.; Schneider, J.; Matthischke, S.; Schlüter, M.; Götz, M.; Lefebvre, J.; Prabhakaran, P.; Bajohr, S. (2016): Review on methanation – From fundamentals to current projects. In: *Fuel*. Vol. 166, S. 276–296. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.10.111.
- Rosental, M.; Fröhlich, T.; Liebich, A.; Deprie, T.; Hartleif, K.; Schock, M. (2024): Prozessintegrierte Maßnahmen und alternative Produktionsverfahren für eine umweltschonendere Herstellung von Chemikalien (UpChem). TEXTE Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7426>.
- Roussanaly, S.; Deng, H.; Skaugen, G.; Gundersen, T. (2021): At what Pressure Shall CO₂ Be Transported by Ship? An in-Depth Cost Comparison of 7 and 15 Barg Shipping. In: *Energies*. Multidisciplinary Digital Publishing Institute. Vol. 14, No. 18, S. 5635. DOI: 10.3390/en14185635.
- Saravia, F.; Gehrmann, S.; Schwarz, S.; Koch, M.-A. (2024): Gesamtwasserbedarf für die Wasserelektrolyse - Wie groß ist der Wasserfußabdruck einschließlich der Kühlsysteme? DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/wasserelektrolyse-gesamtwasserbedarf-factsheet-dvgw.pdf> (30.09.2025).
- Schemme, S. (2020): *Techno-ökonomische Bewertung von Verfahren zur Herstellung von Kraftstoffen aus H₂ und CO₂*. RWTH Aachen.
- Seitfudem, G.; Berger, M.; Schmied, H. M.; Boulay, A.-M. (2025): The updated and improved method for water scarcity impact assessment in LCA, AWARE2.0. In: *Journal of Industrial Ecology*. DOI: 10.1111/jiec.70023.
- Smolinka, T.; Wiebe, N.; Sterchele, P.; Palzer, A.; Lehner, F.; Jansen, M.; Kiemel, S.; Miehe, R.; Wahren, S.; Zimmermann, F. (2018): Studie IndWEde – Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Fraunhofer ISE, E4Tech Sàrl, Fraunhofer IPA, NOW GmbH. S. 201. DOI: 10.24406/publica-fhg-299328 https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwede-studie_v04.1.pdf (22.02.2022).
- TOPSOE (2023): *Efficient and proven ammonia cracking at scale*. CRU Publishing Ltd.

Tsiklios, C.; Hermesmann, M.; Müller, T. E. (2022): Hydrogen transport in large-scale transmission pipeline networks: Thermodynamic and environmental assessment of repurposed and new pipeline configurations. In: *Applied Energy*. Vol. 327, S. 120097. DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.120097.

Vocht, M.; Tomasic, P.; Beyer, R.; Müller, A.; Zuberbühler, U.; Stürmer, B.; Hermanutz, F.; Buchmeiser, M. (2022): Fibrous Polyethyleneimine-Functionalized Cellulose Materials for CO₂ Capture and Release. In: *Macromolecular Materials and Engineering*. Vol. 307. DOI: 10.1002/mame.202200093.

Volkart, K.; Bauer, C.; Boulet, C. (2013): Life cycle assessment of carbon capture and storage in power generation and industry in Europe. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control*. Vol. 16, S. 91–106. DOI: 10.1016/j.ijggc.2013.03.003.

Wernet, G.; Bauer, C.; Steubing, B.; Reinhard, J.; Moreno-Ruiz, E.; Weidema, B. (2016): The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment*. Vol. 21, No. 9, S. 1218–1230.

WHO (2006): Health risk of particulate matter from long-range transboundary air pollution. Joint WHO / Convention Task Force on the Health Aspects of Air Pollution, World Health Organization (WHO).

WMO (2014): Scientific Assessment of Ozone Depletion: 2014. World Meteorological Organization (WMO), Geneva. <https://csl.noaa.gov/assessments/ozone/2014/report/> (06.03.2024).

Wulf, C.; Reuß, M.; Grube, T.; Zapp, P.; Robinius, M.; Hake, J.-F.; Stolten, D. (2018): Life Cycle Assessment of hydrogen transport and distribution options. In: *Journal of Cleaner Production*. Vol. 199, S. 431–443. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.07.180.

Zhang, X.; Bauer, C.; Mutel, C. L.; Volkart, K. (2017): Life Cycle Assessment of Power-to-Gas: Approaches, system variations and their environmental implications. In: *Applied Energy*. Vol. 190, S. 326–338. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.12.098.

Zhang, X.; Witte, J.; Schildhauer, T.; Bauer, C. (2020): Life cycle assessment of power-to-gas with biogas as the carbon source. In: *Sustainable Energy Fuels*. The Royal Society of Chemistry. Vol. 4, No. 3, S. 1427–1436. DOI: 10.1039/C9SE00986H.