

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger

Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“



© iStock.com – Petmal

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft
und Energie

Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger

Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regu-
latorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“

Von

Prognos AG

Autoren

Sven Kreidelmeyer (Projektleitung)

Hans Dambeck

Dr. Almut Kirchner

Marco Wunsch

Im Auftrag des

Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Abschlussdatum

Mai 2020

Das Unternehmen im Überblick

Prognos – wir geben Orientierung.

Wer heute die richtigen Entscheidungen für morgen treffen will, benötigt gesicherte Grundlagen. Prognos liefert sie - unabhängig, wissenschaftlich fundiert und praxisnah. Seit 1959 erarbeiten wir Analysen für Unternehmen, Verbände, Stiftungen und öffentliche Auftraggeber. Nah an ihrer Seite verschaffen wir unseren Kunden den nötigen Gestaltungsspielraum für die Zukunft - durch Forschung, Beratung und Begleitung. Die bewährten Modelle der Prognos AG liefern die Basis für belastbare Prognosen und Szenarien. Mit rund 150 Experten ist das Unternehmen an acht Standorten vertreten: Basel, Berlin, Düsseldorf, Bremen, München, Stuttgart, Freiburg und Brüssel. Die Projektteams arbeiten interdisziplinär, verbinden Theorie und Praxis, Wissenschaft, Wirtschaft und Politik. Unser Ziel ist stets das eine: Ihnen einen Vorsprung zu verschaffen, im Wissen, im Wettbewerb, in der Zeit.

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht; Sitz der Gesellschaft: Basel

Präsident des Verwaltungsrates

Dr. Jan Giller

Handelsregisternummer

CH-270.3.003.262-6

Handelsregisternummer

CH-270.3.003.262-6

Gründungsjahr

1959

Mehrwertsteuernummer/UID

CH-107.308.511

Arbeitsprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG

St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel | Schweiz
Tel.: +41 61 3273-310
Fax: +41 61 3273-300

Prognos AG

Domshof 21
28195 Bremen | Deutschland
Tel.: +49 421 5170 46-510
Fax: +49 421 5170 46-528

Prognos AG

Heinrich-von-Stephan-Str. 23
79100 Freiburg | Deutschland
Tel.: +49 761 766 1164-810
Fax: +49 761 766 1164-820

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85
10623 Berlin | Deutschland
Tel.: +49 30 5200 59-210
Fax: +49 30 5200 59-201

Prognos AG

Résidence Palace, Block C
Rue de la Loi 155
1040 Brüssel | Belgien
Fax: +32 280 89 - 947

Prognos AG

Nymphenburger Str. 14
80335 München | Deutschland
Tel.: +49 89 954 1586-710
Fax: +49 89 954 1586-719

Prognos AG

Prognos AG

Schwanenmarkt 21
40213 Düsseldorf | Deutschland
Tel.: +49 211 913 16-110
Fax: +49 211 913 16-141

Prognos AG

Eberhardstr. 12
70173 Stuttgart | Deutschland
Tel.: +49 711 3209-610
Fax: +49 711 3209-609

info@prognos.com | www.prognos.com | www.twitter.com/prognos_ag

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	VII
Abbildungsverzeichnis	VIII
Abkürzungsverzeichnis	X
Quellenverzeichnis	XI
Executive Summary	XIV
1 Einleitung	1
2 Bedarfsanalyse	1
3 Kostenanalyse	3
3.1 Brennstoffe	4
3.2 Strombasierte Brennstoffe	5
3.2.1 Wasserstoff	6
3.2.2 Methan	7
3.2.3 Methanol	7
3.2.4 Fischer-Tropsch-Syncrude	7
3.3 Erneuerbare Stromerzeugung	11
3.3.2 EE-Strom: Gestehungskosten	12
3.3.3 Weitere Stromkostenbestandteile	16
3.4 Prozesswärme	19
3.5 Anlagen	20
3.5.1 Elektrolyse	20
3.5.2 Synthesen	24
3.5.3 Wasserstoff-Pufferspeicher	26
3.5.4 Meerwasserentsalzung	28
3.5.5 CO ₂ -Gewinnung aus der Luft (Direct-Air-Capture)	29
3.5.6 Anlagenkosten	31
3.6 Energie- und Stoffbilanzen	32

3.6.1	Methanisierung	33
3.6.2	Methanolsynthese	33
3.6.3	Fischer-Tropsch-Synthese	34
3.7	Transportkosten	36
3.8	Kapitalkosten	40
3.9	Verbraucherpreise fossiler Energieträger	41
3.10	Wasserstoff aus Dampfreformierung von Erdgas	42
3.11	Ergebnisse	42
3.11.2	MENA Wind/PV	42
3.11.3	Deutschland Wind Onshore „Insel“	52
3.11.4	Deutschland Wind Offshore „Insel“	55
3.11.5	Deutschland EE-Netzbezug	58
3.11.6	Zwischenfazit	61
4	Transformationspfade strombasierter Energieträger	62
4.1	Heutige Produktion und Nutzung von Wasserstoff	62
4.2	Kriterien zur Auswahl der Bausteine	64
4.2.1	Vermiedene Treibhausgasemissionen	64
4.2.2	Alternativmöglichkeiten	64
4.2.3	Kosteneffizienz	65
4.2.4	Lock-In-Effekte	67
4.3	Bausteine - Verkehr	67
4.3.1	Brennstoffzellenzüge	67
4.3.2	Brennstoffzellenbusse	68
4.3.3	Brennstoffzellen-LKW	69
4.3.4	PtL im Flugverkehr	70
4.4	Bausteine - Industrie	71
4.4.1	Raffinerien	71
4.4.2	Strombasierter Wasserstoff in der Ammoniakproduktion	78
4.4.3	Wasserstoffeinsatz in der Stahlerzeugung	78

4.5	Angebotsseitige Beschränkung im Inland	79
4.6	Zusammenfassung möglicher Bausteine für Transformationspfade strombasierter Energieträger	80
4.7	Fazit – Bausteine möglicher Transformationspfade	83
	Anhang	85
	Ansprechpartner	90
	Impressum	91

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Produktvergleich synthetischer Brennstoffe	8
Tabelle 2:	Erzeugungsfälle von erneuerbarem Strom für die PtX-Erzeugung	12
Tabelle 3:	Elektrolysetechnologien	21
Tabelle 4:	Annahmen zu Investitionskosten	31
Tabelle 5:	Spezifische Annahmen für den Transport an den Grenzübergangspunkt Deutschland	39
Tabelle 6:	Kosten für die inländische Verteilung (Transport, Lagerung, Verteilung)	40
Tabelle 7:	Kapitalkosten	41
Tabelle 8:	Verbraucherpreise fossiler Energieträger im Referenzfall	41
Tabelle 9:	Annahmen zur Bandbreite im Fall MENA Wind/PV	43
Tabelle 10:	Annahmen zur Bandbreite im Fall Deutschland Wind Onshore Insel	52
Tabelle 11:	Annahmen zur Bandbreite im Fall Deutschland Wind Offshore Insel	55
Tabelle 12:	Annahmen zur Bandbreite im Fall Deutschland EE-Netzbezug	58
Tabelle 13:	Verwendete Preise strombasierter Energieträger	66
Tabelle 14:	Bausteine für Transformationspfade strombasierter Energieträger	81
Tabelle 15:	Fälle der Stromgestehungskosten der Elektrolyse (Deutschland)	85
Tabelle 16:	Fälle der Stromgestehungskosten der Elektrolyse (MENA)	86
Tabelle 17:	Investitions- und Betriebskosten der erneuerbaren Stromerzeugung	87
Tabelle 18:	Annahmen zu Betriebskosten	87
Tabelle 19:	Annahmen zu Vollbenutzungsstunden	88
Tabelle 20:	Annahmen zu Lebensdauer	88
Tabelle 21:	Annahmen zu Wirkungsgraden	89

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Bandbreiten der Bereitstellungskosten beim Endverbraucher	XIV
Abbildung 2:	Langfristige Bedarfsmenge strombasierter Energieträger	3
Abbildung 3:	Erzeugungsrouten strombasierter Brennstoffe	6
Abbildung 4:	Vergleich der betrachteten PtX-Brennstoffe	8
Abbildung 5:	Optimierung der installierten Elektrolyseleistung	15
Abbildung 6:	Angenommene Entwicklung der EEG-Umlage	18
Abbildung 7 :	Entwicklung der Elektrolysewirkungsgrade (brennwertbezogen)	22
Abbildung 8:	Speicherprofil eines Wasserstoff-Pufferspeichers in Abhängigkeit von EE-Stromerzeugung, Elektrolyseproduktion und PtL-Produktion für zwei Juni-Wochen im Erzeugungsfall MENA Wind/PV	27
Abbildung 9 :	Anzahl und Kapazität der globalen Meerwasserentsalzung	28
Abbildung 10 :	Energie- und Stoffströme von PtG-Methan	33
Abbildung 11 :	Energie- und Stoffströme von PtL-Methanol	34
Abbildung 12 :	Energie- und Stoffströme von PtL-Fischer-Tropsch	35
Abbildung 13:	Gaspipelines zwischen Nordafrika und Europa	38
Abbildung 14:	Wasser- und CO ₂ -Kosten, Fall MENA Wind/PV	43
Abbildung 15:	Wasserstoff, Fall MENA Wind/PV	44
Abbildung 16:	PtG-Wasserstoff ggü. fossilem Wasserstoff, Fall MENA Wind/PV	45
Abbildung 17:	Methan, Fall MENA Wind/PV	46
Abbildung 18:	PtG-Methan ggü. fossilem Methan, Fall MENA Wind/PV	47
Abbildung 19:	Methanol und Methanol-Kraftstoffe, Fall MENA Wind/PV	48
Abbildung 20:	PtL-Methanol ggü. fossilen Kraftstoffen, Fall MENA Wind/PV	49
Abbildung 21:	Fischer-Tropsch Kraftstoffe, MENA Wind/PV	50
Abbildung 22:	PtL-Fischer-Tropsch ggü. fossilen Kraftstoffen, MENA Wind/PV	51

Abbildung 23:	Wasserstoff, Deutschland Wind Onshore Insel	53
Abbildung 24:	PtG-Wasserstoff ggü. fossilem Wasserstoff, Deutschland Wind Onshore Insel	54
Abbildung 25:	Ergebnisse im Fall Deutschland EE-Netzbezug für Wasserstoff	55
Abbildung 26:	Vergleich von PtG-Wasserstoff zu fossilem Wasserstoff im Fall Deutschland EE-Netzbezug für Wasserstoff	55
Abbildung 27:	Wasserstoff, Deutschland Wind Offshore Insel	56
Abbildung 28:	PtG-Wasserstoff ggü. fossilem Wasserstoff im Fall Deutschland Wind Offshore Insel	57
Abbildung 29:	Ergebnisse im Fall Deutschland EE-Netzbezug für Wasserstoff	59
Abbildung 30:	PtG-Wasserstoff ggü. fossilem Wasserstoff, Deutschland EE-Netzbezug	60
Abbildung 31:	Heutige Produktion von Wasserstoff in Deutschland	62
Abbildung 32:	Heutige Nutzung von Wasserstoff in Europa	63
Abbildung 33:	Übersicht zur Erfüllung der RED II	72
Abbildung 34:	Bausteine möglicher Transformationspfade	83
Abbildung 35:	Annahmen fossile Rohstoffpreise und Emissionshandelspreise	89

Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
BDI	Bundesverband der deutschen Industrie e.V.
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
DAC	Direct-Air-Capture (CO ₂ Gewinnung aus der Luft)
FTS	Fischer-Tropsch-Syncrude
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
MENA	Middle East North Africa
MWE	Meerwasserentsalzungsanlage
Hi	Heizwert (alt: unterer Heizwert, Index i von engl. inferior)
Hs	Brennwert (alt: oberer Heizwert, Index s von engl. superior)
H ₂	Wasserstoff
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
PEMEL	Polymer-Austauschmembran-Elektrolyse
PtX	Konversion von Strom zu flüssigen oder gasförmigen Sekundärenergie-trägern, (engl. Power-to-X)
PtL	Konversion von Strom zu flüssigen Sekundärenergieträgern (engl. Power-to-Liquids)
PtG	Konversion von Strom zu gasförmigen Sekundärenergieträgern (engl. Power-to-Gas)
THG-Emissionen	Treibhausgasemissionen
VLH	Vollbenutzungsstunden

Quellenverzeichnis

BCG/Prognos. (2018). *Klimapfade für Deutschland*.

BMBF, B. f. (06 2019). *Webseite des BMBF*. Von Kopernikus-Projekt P2X:
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/power-to-x> abgerufen

BP. (2018). *BP Statistical Review of World Energy, 67th edition*. BP.

Caldera, U., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2016). Local cost of seawater RO desalination based on solar PV and wind. *Desalination* 385 , S. 207 – 216.

CDU, C. u. (2018). *Koalitionsvertrag 19. Legislaturperiode - Ein neuer Aufbruch für Europa - Eine neue Dynamik für Deutschland - Ein neuer Zusammenhalt für unser Land*.

Climeworks. (29. 05 2019). *Webseite der Firma Climeworks*. Von Meldung: Carbon Brief – The Swiss company hoping to capture 1% of global CO2 emissions by 2025:
<https://www.climeworks.com/carbon-brief-the-swiss-company-hoping-to-capture-1-of-global-co2-emissions-by-2025/> abgerufen

Climeworks AG. (April 2017). Climeworks captures CO2 directly from the atmosphere. *Carbon Capture Journal*, S. Download unter: <http://b59d35675b007f59b1d7-0196d366fe21fa4c957de1aaf4b3fb16.r82.cf1.rackcdn.com/CCJ56web8329jd.pdf>. Von <http://b59d35675b007f59b1d7-0196d366fe21fa4c957de1aaf4b3fb16.r82.cf1.rackcdn.com/CCJ56web8329jd.pdf> abgerufen

Global CCS Institute. (2017). *Global Cost of Carbon Capture and Storage - 2017 Update*.

dena, p. n. (2019). *Dialogprozess Gas 2030 Hintergrundpapier*. Berlin.

DVGW. (2011). *Arbeitsblatt G 262 (A)*.

DVGW. (2016). *Hauptstudie zur Gasbeschaffenheit Phase 1*.

ENTSOG. (03. 06 2019). *European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG)* . Von System Development Map 2017/2018:
https://www.entsog.eu/sites/default/files/2018-12/ENTSOG_GIE_SYSDEV_2017-2018_1600x1200_FULL.pdf abgerufen

FHG ISI, C. I. (2019). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*.

FHG ISI, i. Ö.-I. (2018). *Alternative Antriebe und Kraftstoffe im Straßengüterverkehr - Handlungsempfehlungen für Deutschland*. Karlsruhe, Berlin, Heidelberg.

FNB Gas e.V. (2016). *Netzentwicklungsplan Gas 2016*.

- House K. Z., B. A. (14. September 2011). Economic and energetic analysis of capturing CO₂ from ambient air. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*.
- International Energy Agency. (2018). *World Energy Outlook*. IEA.
- Jess, A., & Wasserscheid, P. (2013). *Chemical Technology*. Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.
- Jones E., Q. M. (20. März 2019). The state of desalination and brine production: A global outlook. *Science of The Total Environment, Volume 657*, S. Pages 1343-1356.
- Keith W., H. G. (15. August 2018). A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere. *Joule*, S. 1573-1594.
- König, D. H., Baucks, N., Dietrich, R.-U., & A., W. (November 2015). Simulation and Evaluation of a Process Concept for the Generation of Synthetic Fuel from CO₂ and H₂. *Energy* 91, S. 833–41.
- Meier, B. (16. 05 2014). *Energieaufwand für Gaskomprimierung*. Von Webseite der Hochschule für Technik Rapperswil: https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/06_Energie_fuer_Gaskomprimierung.pdf abgerufen
- Öko-Institut. (2015). *Klimaschutzszenario 2050*.
- Pfenninger, S., & Staffell, I. (Nov. 2016). Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. *Energy*.
- Prognos, F. I. (unveröffentlicht). *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgenabschätzungen 2030*.
- Saadi, F. H., Lewis, N. S., & McFarland, E. W. (2018a). Relative Costs of Transporting Electrical and Chemical Energy. *Energy & Environmental Science* 11, S. 469–75.
- Saadi, F. H., Lewis, N. S., & McFarland, E. W. (2018b). Correction: Relative Costs of Transporting Electrical and Chemical Energy. *Energy & Environmental Science* 11, S. 714–714.
- Smolinka, T., Wiebe, N., Sterchele, P., & Palzer, A. (2018). *Studie IndWEde, Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*. Berlin: NOW (Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie) GmbH.
- Staffell, I., & Pfenninger, S. (Nov. 2016). Long-Term Patterns of European PV Output Using 30 Years of Validated Hourly Reanalysis and Satellite Data. *Energy*.
- Töpler, J., & Lehmann, J. (2017). *Wasserstoff und Brennstoffzellen, Technologien und Marktperspektiven*. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- UBA. (2012). *Klimawirksamkeit des Flugverkehrs Aktueller wissenschaftlicher Kenntnisstand über die Effekte des Flugverkehrs*.

Umweltbundesamt(UBA). (2012). *Klimawirksamkeit des Flugverkehrs - Aktueller wissenschaftlicher Kenntnisstand über die Effekte des Flugverkehrs.*

Watter, H. (2019). *Regenerative Energiesysteme.* Springer Vieweg.

ZSW, Z. f.-u.-F.-W. (27. 05 2019). *Pressemitteilung: "CO2 für regenerative Kraftstoffe effizienter aus der Luft gewinnen".* Von https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Pressemitteilungen/2019/pi08-2019-ZSW-ProjektCORAL-StartDemoanlage.pdf abgerufen

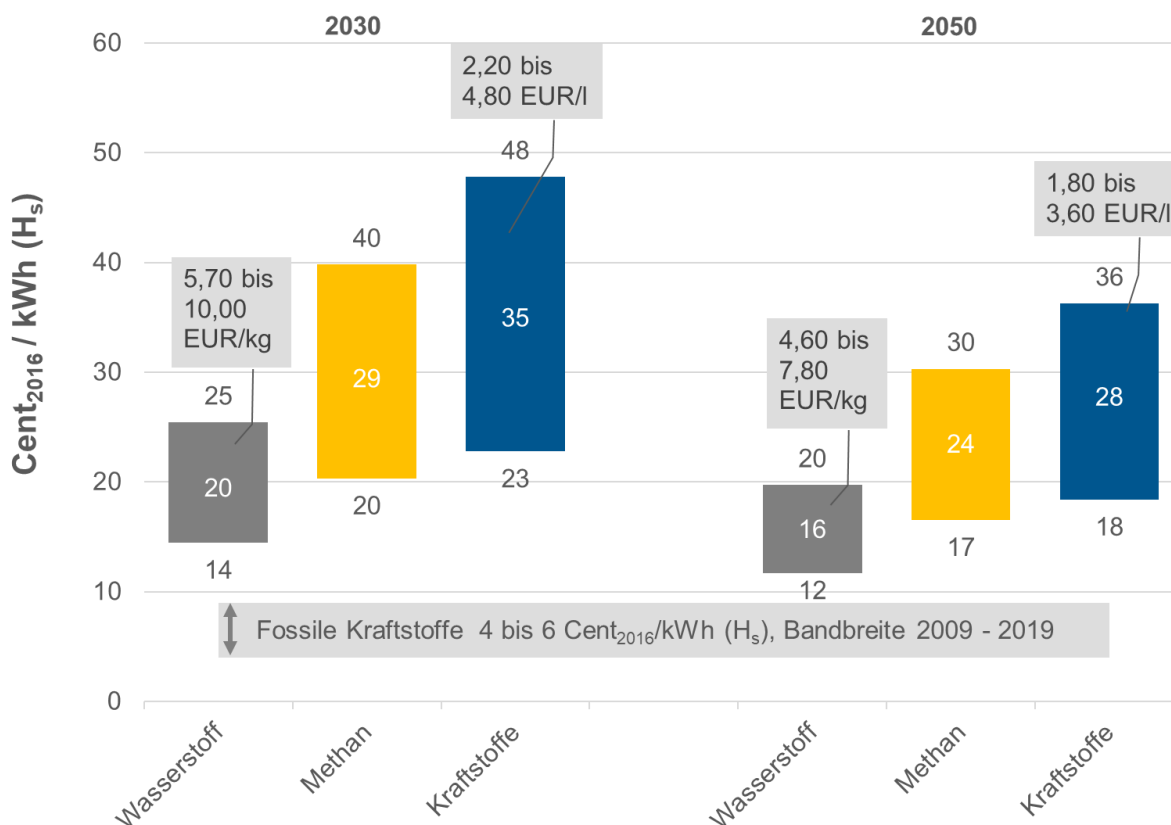
Executive Summary

Strombasierte Energieträger stellen eine vielversprechende Möglichkeit zur Reduktion der Treibhausgasemissionen dar. Wie aktuelle Klimaschutzszenarien zeigen, ist der Einsatz strombasierter Energieträger langfristig notwendig, um die Klimaziele eines weitestgehenden treibhausgasneutralen Energieverbrauchs bis 2050 zu erreichen.

Die Kosten für die Bereitstellung strombasierter Energieträger wie Wasserstoff sowie von gasförmigen und flüssigen Kohlenwasserstoffen liegen jedoch sowohl heute als auch langfristig deutlich über den Kosten für vergleichbare fossile Energieträger. Zudem gilt für alle strombasierten Energieträger, dass die Gesamtproduktionskette bisher nicht großtechnisch realisiert wurde.

Auch bei zukünftig steigenden Preisen für fossile Energieträger und sinkenden Produktionskosten für strombasierte Energieträger bleibt die Bereitstellung strombasierter Energieträger vergleichsweise teurer. Dieses Ergebnis zeigt eine Analyse der notwendigen Prozessschritte für strombasierte Energieträger, untergliedert in folgende Teilschritte: Stromproduktion, CO₂- und Süßwassergewinnung, Elektrolyse, Synthese und Logistik.

Abbildung 1: Bandbreiten der Bereitstellungskosten beim Endverbraucher



Die in Abbildung 1 dargestellten Bandbreiten der Bereitstellungskosten der strombasierten Energieträger Wasserstoff, Methan und flüssiger Kraftstoffe für die Jahre 2030 und 2050 basieren auf einer Reihe unterschiedlicher Erzeugungsfälle in der MENA Region und in Deutschland. Je Erzeugungsfall gingen unterschiedliche Elektrolysestromkosten sowie Entwicklungen von Anlagenkosten, mittleren Wirkungsgraden, Kapitalkosten und weitere Kostenparameter ein. Die dargestellte Bandbreite bildet die Gesamtbandbreite über 7 Erzeugungsfälle mit 60 Stromkostenspfaden ab.

Im Vergleich der einzelnen Energieträger wird deutlich, dass die Bereitstellung von Wasserstoff im Vergleich deutlich kostengünstiger erfolgen kann als darauf aufbauende gasförmige oder flüssige Kohlenwasserstoffe. Gasförmige Kohlenwasserstoffe sind wiederum tendenziell günstiger in der Bereitstellung als flüssige strombasierte Energieträger. Der Grund liegt in der unterschiedlichen Komplexität und Länge der Produktionsketten und den damit verbundenen unterschiedlichen Gesamtwirkungsgraden.

Die Gesteungskosten von Wasserstoff gehen in die Kosten der Kohlenwasserstoffe als Teil des Produktes und als Teil der Prozessenergie der Synthese ein. Der zusätzliche Aufwand, der für die Kohlenwasserstoffsynthese aufgrund der Kohlenstoffbeschaffung (CO₂ aus Luft) und der zusätzlichen verlustbehafteten Synthesen betrieben werden muss, wird in den höheren Kosten sichtbar. Durch den Vorteil des kostengünstigeren Transportes von Kohlenwasserstoffen aufgrund der höheren (volumenbezogenen) Energiedichte reduziert sich die Kostendifferenz zum Wasserstoff je nach Erzeugungsfall. Der Transport- und Verteilungskostenvorteil überwiegt aber in den betrachteten Erzeugungsfällen in Deutschland und der MENA-Region nicht gegenüber dem Nachteil der höheren Gesteungskosten.

Die Einsatzmöglichkeiten für strombasierte Energieträger sind vielfältig. Die notwendigen Mehrkosten für Energie und Investitionen fallen jedoch je nach Einsatzgebiet sehr unterschiedlich aus.

Sofern ein Hochlauf bis 2030 erreicht werden soll, kann dieser in unterschiedlichen Sektoren und Einsatzfällen stattfinden. Als erste Schritte erscheinen ausgewählte Anwendungsfälle im öffentlichen Verkehr vielversprechend, da hier mit beschränkten Kosten zu rechnen ist und keine Unternehmen adressiert werden müssen, die im intensiven (internationalen) Wettbewerb stehen. Der Einsatz strombasierten Wasserstoffs im Raffineriesektor ist ebenfalls ein weiterer vielversprechender Schritt. In diesem Handlungsfeld besteht mit der RED II¹ bereits ein Instrument, das in seiner nationalen Umsetzung für eine entsprechende Anreizwirkung sorgen kann. Sofern ein entsprechender Anreiz über die RED II erfolgt, kommt es aber bilanziell zu steigenden Emissionen im Verkehrssektor, während der THG-Ausstoß der Raffinerien reduziert wird. Ferner bestehen Potenziale in der Stahl- und Chemieindustrie, wo strombasierte Energieträger für die Dekarbonisierung der Industrie benötigt werden.

Ein Vergleich des inländisch möglichen Hochlaufs mit der Angebotsseite von strombasierten Energieträgern zeigt, dass die Einsatzmenge an strombasierten Energieträgern schnell die inländisch produzierte Menge an strombasierten Energieträgern übersteigen kann. Eine Beschränkung der inländisch produzierten Mengen besteht über das Stromsystem, dass bis 2030 nur eine inländische Erzeugung von maximal rund 16 TWh grünem Wasserstoff zulässt, sofern ausschließlich erneuerbarer Strom genutzt werden soll. Falls die Nachfrage an strombasierten Energieträ-

¹ Renewable Energy Directive II

gern das inländische Angebot übersteigt, müsste ein Import der Energieträger aus dem Ausland erfolgen.

1 Einleitung

Zum Gelingen der Energiewende und Erreichen der deutschen Klimaziele bis 2030 und 2050 steht als ein Schlüsselement die Sektorkopplung im Vordergrund. Unter Sektorkopplung versteht man die Vernetzung der Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Wärme- bzw. Kälteversorgung und Verkehr, die traditionell isoliert betrachtet wurden.

Eine Technologie, die eine Kopplung der Sektoren ermöglicht, sind strombasierte Energieträger. Mit Hilfe von Strom können Energieträger in Form von Wasserstoff sowie gasförmigen oder flüssigen Kohlenwasserstoffen hergestellt werden. Allerdings sind diese Prozesse mit relativ hohen Umwandlungsverlusten verbunden. Die Energieträger können aber zum Teil in bestehenden Infrastrukturen und Verbrauchsanlagen weiter genutzt werden. Es besteht zudem die Chance, dass deutsche Hersteller der benötigten Schlüsseltechnologien von einem möglichen Hochlauf strombasierter Energieträger profitieren. Aus heutiger Sicht stellt sich daher die Frage, wie mögliche Transformationspfade für strombasierte Energieträger aussehen und mit welchen Kosten diese verbunden sind.

Diese Studie versucht, sich diesen Fragen zu nähern, indem zunächst eine Analyse der langfristig sinnvollen Bedarfsmengen auf Basis bestehender Arbeiten erfolgt. Daran anschließend erfolgt eine Analyse der maßgeblichen Kostenkomponenten, die bei der Erzeugung und Verteilung der unterschiedlichen strombasierten Energieträger anfallen. Im Ergebnis werden Kostenkorridore bis zum Jahr 2050 für die Herstellung und Verteilung sowohl bei inländischer als auch bei ausländischer Herstellung ermittelt. Ausgehend von diesen beiden Teilaspekten der Transformationspfade werden im letzten Kapitel konkrete Verwendungszwecke und mögliche Hochläufe für strombasierte Energieträger ermittelt und erste Handlungsempfehlungen für mögliche Einsatzbereiche bis zum Jahr 2030 gegeben.

2 Bedarfsanalyse

Die Bedarfsanalyse behandelt die Frage, welche Einsatzmengen an strombasierten Energieträgern langfristig bis 2050 im deutschen Energiegesamtsystem sinnvoll erscheinen. In der Literatur liegt eine größere „Landschaft“ an Arbeiten vor, die die Entwicklung des Energiegesamtsystems in Deutschland szenarisch abbilden. Die Szenarien kommen zum Teil zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen bezüglich der eingesetzten Mengen an strombasierten Energieträgern. Die Gründe hierfür liegen in unterschiedlichen Annahmen zu einer Reihe maßgeblicher Einflussparameter. Unter anderem spielen folgende Einflussparameter eine bedeutende Rolle:

- Ambitionsniveau des Klimaschutzes und betrachteter Bilanzrahmen (Energiesystem oder sämtliche THG-Emissionen)
- verfügbares Biomassepotenzial
- Einsatzmöglichkeit von Carbon Capture and Storage (CCS)
- Autarkieannahmen

- Effizienzentwicklung
- Herstellungskosten von strombasierten Energieträgern

Einen sehr deutlichen Einfluss auf die notwendige Einsatzmenge an strombasierten Energieträgern hat das Ambitionsniveau des Klimaschutzes. In mehreren Szenarien, die von einer Treibhausgasreduktion von 80 % bis 2050 gegenüber 1990 ausgehen, kommen strombasierte Energieträger gar nicht zum Einsatz (Beispiele: BDI Klimapfade, BMU Klimaschutzszenarien, BMWi Langfristszenarien).

In Szenarien mit höherem Ambitionsniveau von 95% Treibhausgasreduktion bis 2050 kommen strombasierte Energieträger hingegen in erheblicher Größenordnung zum Einsatz. Der Grund liegt an Verwendungszwecken, in denen aus heutiger Sicht eine Emissionsreduktion auf anderem Wege nur schwer zu erreichen ist. Beispiele für diese Verwendungszwecke sind der Flugverkehr, der schwere Straßengüterverkehr, Backup-Kraftwerke im Stromsystem sowie der stoffliche Einsatz in Industriebranchen (insbesondere z.B. Chemie, Kunststoffproduktion).

Im Vergleich der 95% Szenarien liegen die Bedarfsmengen je nach getroffenen Annahmen in der Studienlandschaft in sehr unterschiedlichen Größenordnungen. In der Bandbreite der Szenarien liegen sie zwischen ca. 110 und bis zu 1.200 Terawattstunden (TWh). Dieser vergleichsweisen großen Bandbreite liegen sehr unterschiedlich getroffene Annahmen und Methoden in den einzelnen Studien zu Grunde.

Beispielsweise gehen einzelne Studien nur von einem langfristig verfügbaren Biomassepotenzial von rund 200 TWh pro Jahr aus (Uba 2014, ewi 2017), die ausschließlich oder größtenteils aus Rest- und Abfallstoffen gewonnen werden. Das verfügbare biogene Potenzial an erneuerbaren Energieträgern in vielen anderen Studien liegt jedoch mit rund 400 TWh weitaus höher (BDI Klimapfade, Langfristszenarien BMWi, Klimaschutzszenarien BMU). Der Grund hierfür liegt darin, dass auch nachwachsende Rohstoffe in diesen Szenarien zum Einsatz kommen und grundsätzlich ein (begrenzter) Import von Biomasse zugelassen ist.

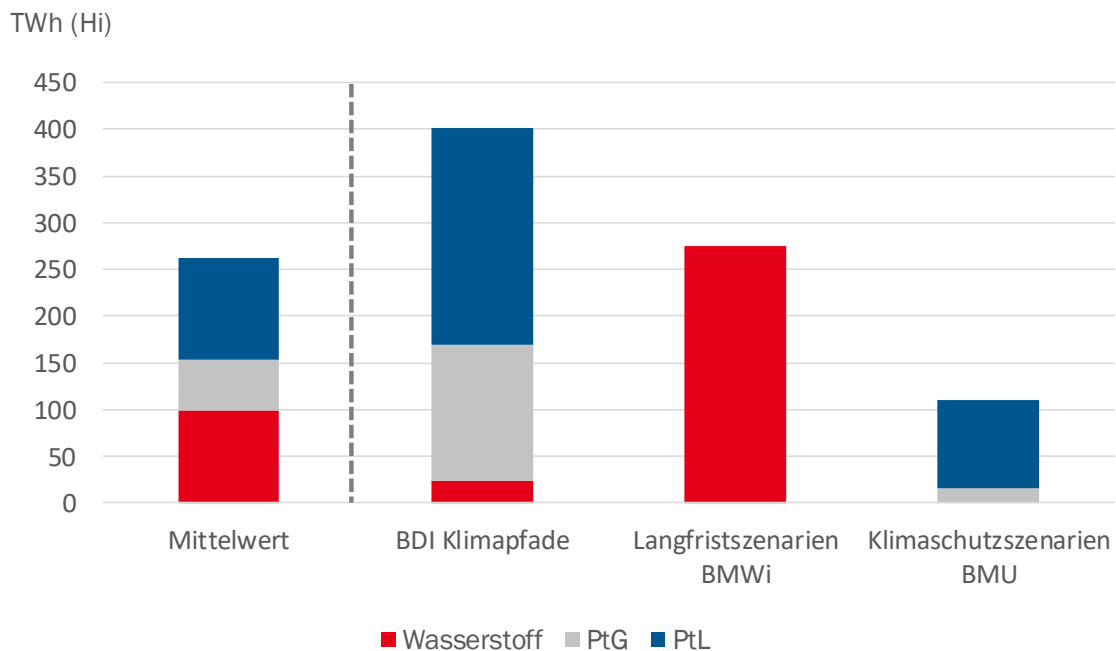
Für die Ermittlung der langfristigen Bedarfsmenge wurden einzelne Studien ausgewählt, die innerhalb der Szenarien eine 95-prozentige Reduktion sämtlicher Treibhausgasemissionen – d.h. nicht nur der energiebedingten Emissionen – abbilden. Des Weiteren wurden vor allen Dingen Studien berücksichtigt, die kostenoptimale Pfade zur Erreichung der Klimaziele abbilden und keine gesetzten Extremszenarien aufweisen. Es wurden keine Arbeiten mit extremen Annahmen hinsichtlich Autarkie oder Biomassepotenzialen berücksichtigt. Die Auswahl beschränkt sich hierdurch auf die 95%- Szenarien der folgenden Arbeiten:

- BDI Klimapfade
- Langfristszenarien BMWi²
- Klimaschutzszenarien BMU

² Hier handelt es sich um das 95%-Szenario mit der geringsten Mengen an strombasierten Energieträgern, sofern weder CCS noch „blauer“ Wasserstoff zugelassen ist. In weiteren Szenarien werden durch entsprechende Annahmen bzw. Vorgaben auch höhere Mengen an strombasierten Energieträgern erreicht. Sofern sog. „blauer“ Wasserstoff zugelassen wird, fällt die Menge an „grünem“ Wasserstoff geringer aus.

Anhand von Abbildung 2 wird deutlich, dass der Bedarf auch innerhalb dieser relativ kleinen Studienauswahl bereits deutlich schwankt. Erklärt werden kann das durch die sonstigen unterschiedlich getroffenen Annahmen wie Effizienzentwicklungen sowie der wirtschaftlichen und demographischen Rahmenentwicklung.

Abbildung 2: Langfristige Bedarfsmenge strombasierter Energieträger



Quelle: BCG/Prognos 2018, FHG ISI 2019, FHG ISI/Öko Institut 2015

3 Kostenanalyse

Das Kapitel "Kostenanalyse" beginnt mit der allgemeinen Einführung strombasierter Energieträger und stellt deren Erzeugungspfade dar. Im Anschluss folgt eine detaillierte Analyse der Kostenkomponenten. Zuerst geht es dabei um die Erzeugungskosten erneuerbarer elektrischer Energie (EE-Strom), zum einen für die Erzeugung in Deutschland, zum anderen für die Erzeugung in der MENA-Region. Nachfolgend wird auf die weiteren Kostenparameter wie Anlagenkosten, Wirkungsgrade, Rohstoffe und Transport eingegangen. Zuletzt werden wesentliche Ergebnisse dargestellt und diskutiert.

Es wurde eine Anzahl typischer Erzeugungsfälle definiert für die, unter Variation der Einflussgrößen, Bandbreiten für aktuelle und zukünftige PtX-Kosten³ ermittelt wurden. Die Kostenbandbreiten (unterer Rand, Referenz, oberer Rand) und deren zeitlicher Verlauf (2020 bis 2050), werden im nachfolgenden Text dargestellt und erläutert. Wenn nicht anders gekennzeichnet handelt es sich dabei um den Referenzfall (mittlerer Fall) zum jetzigen Zeitpunkt.

3.1 Brennstoffe

Brennstoffe sind Energieträger, die chemisch gebundene Energie enthalten. Ihre Energie wird bei Verbrennung (im weiteren Sinne – hier wird die Oxidation in der Brennstoffzelle ebenfalls dazu gerechnet) frei. Dazu zählen u.a. Wasserstoff und Kohlenwasserstoffverbindungen. Die Vorteile der Kohlenwasserstoffe sind bedingt durch ihre hohe (volumetrische) Energiedichte, langfristige, kostengünstige Speicherbarkeit und eine existierende nationale und internationale Infrastruktur für Handel, Transport und Lagerung.

Bei Wasserstoff besteht bei Speicheroptionen sowie Transportinfrastrukturen noch Entwicklungsbedarf, jedoch bietet Wasserstoff eine vielversprechende Alternative zu Kohlenwasserstoffen in zukünftigen Energiesystemen, da bei seiner Verbrennung keine Treibhausgase und je nach Anwendung keine (oder deutlich weniger) problematische Verbindungen (Stickoxide, Rußpartikel, etc.) entstehen.

Der heutige Einsatz von Brennstoffen basiert überwiegend auf fossilen Kohlenwasserstoffen wie Erdöl und Erdgas, die einen erheblichen Anteil des Primär- und Endenergieverbrauches decken. Ihre Nutzung erfolgt direkt (Erdgas) oder nach Umwandlung in Raffinerien (Erdöl) zu unterschiedlichen Kohlenwasserstoffgemischen in Form von Kraftstoffen (Diesel, Benzin, Kerosin, etc.), Heizstoffen (Heizöl) oder Chemierohstoffen (z.B. Naphtha).

Zu den Nachteilen dieser Brennstoffe zählen in erster Linie ihre Umweltemissionen (THG-Emissionen, Schadstoffemissionen, Emissionen der Brennstoffe selbst bzw. ihrer Komponenten), die in der Regel sowohl bei Förderung, Transport und Nutzung in einem Verbrennungs- bzw. Umwandlungsprozess auftreten.

Alternative Brennstoffe

Alternative Brennstoffe lassen sich in die Kategorien *fossil*, *biogen* und *strombasiert*⁴ zusammenfassen, wobei eine Kombination dieser Kategorien auch möglich ist⁵. In allen drei Kategorien gibt es jeweils sowohl gasförmige als auch flüssige Brennstoffe. Zu den fossilen, alternativen Brennstoffen zählen z.B. flüssige Brennstoffe, die aus fossilen Gasen (Begleitgase, Erdgas) oder aus Kohle synthetisiert werden. Die Verfahren werden mit *Coal-to-Liquid (CtL)* und *Gas-to-Liquid bezeichnet (GtL)* bezeichnet. Zur Reduktion von THG-Emissionen können sie allerdings nicht beitragen, im Gegenteil. Durch die prozessbedingten Emissionen bei der Umwandlung sind diese Produkte mit relativ hohen Emissionen verbunden.

³ Gesteuerungskosten und Bereitstellungskosten beim Endverbraucher

⁴ Auf Basis elektrischer Energie

⁵ Beispiel: synthetische Brennstoffe auf Basis von Biomasse und Strom: Power-and-Biomass-to-Liquid, PBtL

Die verschiedenen biogenen und strombasierten synthetischen Brennstoffe bieten allerdings die Möglichkeit nahezu treibhausgasneutraler Brennstoffe. Im Fokus dieser Untersuchung stehen verschiedene Syntheserouten strombasierter Brennstoffe, sogenannte Power-to-X, die innerhalb dieser Studie auch unter dem Oberbegriff strombasierte Energieträger zusammengefasst werden.

i

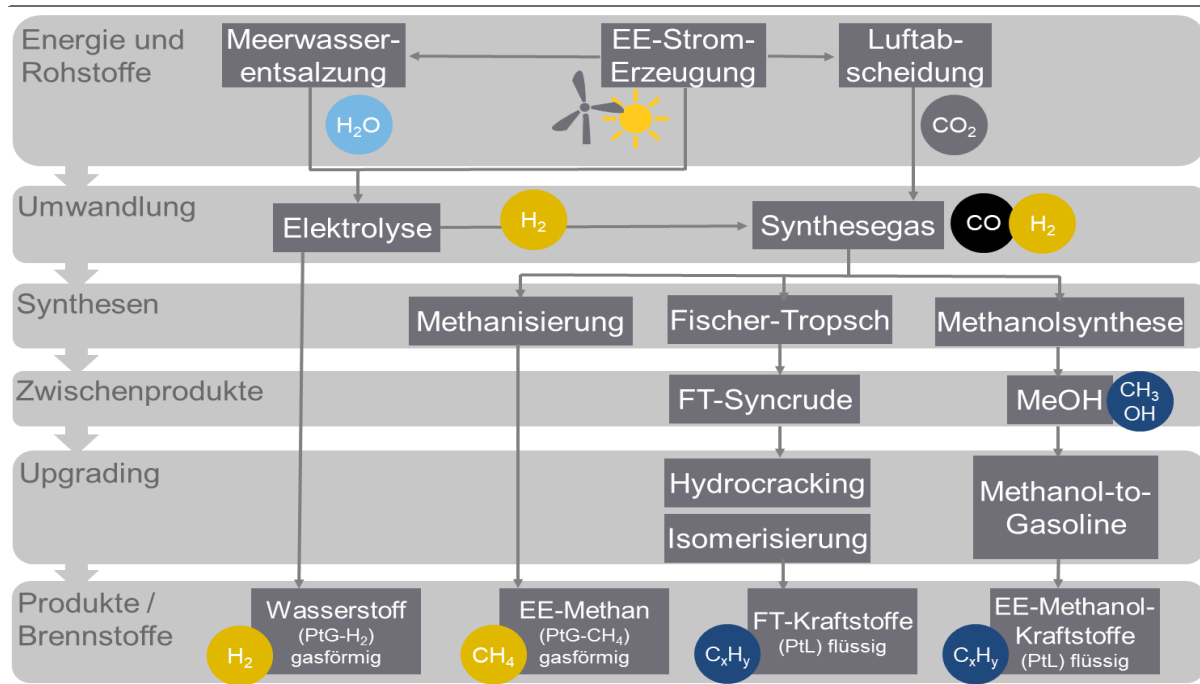
Power-to-X

Strombasierte Synthesewege von Brennstoffen werden mit **Power-to-X, PtX** bezeichnet. Dabei wird zwischen gasförmigen Produkten (**Power-to-Gas, PtG**) und flüssigen Produkten (**Power-to-Liquid, PtL**) unterschieden.

3.2 Strombasierte Brennstoffe

Nachfolgend werden vier verschiedene Power-to-X-Routen zu strombasierten Brennstoffen beschrieben. Abbildung 3 stellt diese Routen von den Einsatzrohstoffen und der Einsatzenergie zu den Produkten schematisch dar: Wasserstoff (PtG-H₂), Methan (PtG-CH₄), Methanol-Kraftstoffe (PtL-Methanol) und Fischer-Tropsch-Kraftstoffe (PtL-FT).

Abbildung 3: Erzeugungsrouten strombasierter Brennstoffe



Ausgehend von einer Wasserquelle (ggf. Meerwasserentsalzung), erneuerbarem Strom und Luft-CO₂ wird über den zentralen ersten Umwandelungsschritt der Wasserelektrolyse zunächst Wasserstoff gewonnen werden. Wasserstoff als einfachstes Element ist ein gasförmiger Brennstoff, der direkt eingesetzt werden kann oder weiter zu Kohlenwasserstoffen synthetisiert werden kann: zu Methan mittels Methanisierung, zu Fischer-Tropsch-Syncrude mittels Fischer-Tropsch-Synthese und zu Methanol mittels Methanolsynthese. Methan ist ein gasförmiger Brennstoff und einfachster Kohlenwasserstoff. Methanol ist der einfachste Alkohol und als Brennstoff einsetzbar oder kann in weiteren Upgrading-Prozessen zu Benzin oder anderen Kraftstoffen umgewandelt werden. Fischer-Tropsch-Syncrude ist ein Gemisch aus einer Vielzahl an Kohlenwasserstoffen von kurz- bis langkettig, das in weiteren Upgrading-Schritten zu Kraftstoffen wie Diesel und Kerosin umgewandelt werden kann.

Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

3.2.1 Wasserstoff

Der erste Schritt vom Strom zu einem chemischen Energieträger verläuft über die **Wasserelektrolyse**: Dabei wird Wasser (H₂O), im Schema in Abbildung 3 aus einer Meerwasserentsalzungsanlage, unter Einsatz elektrischer Energie aufgespalten in Sauerstoff (O₂) und **Wasserstoff** (H₂): $2 \text{ H}_2\text{O (l)} \rightarrow 2 \text{ H}_2 \text{ (g)} + \text{O}_2 \text{ (g)}$

Wasserstoff ist bei Umgebungsbedingungen gasförmig und zählt somit zu den PtG-Brennstoffen. Das erste Element des Periodensystems ist das kleinste Element und zeichnet sich durch eine sehr hohe gravimetrische Energiedichte (39,4 kWh/kg Brennwert) und eine geringe volumetrische Energiedichte bei Normalbedingungen (3,54 kWh/m³ Brennwert) aus. Die Speicherung von Wasserstoff steht damit vor der Herausforderung die volumetrische Energiedichte zu erhöhen, etwa durch Druckerhöhung (Wasserstoffspeicherung erfolgt in Druckbehältern bis 700 bar), durch Verflüssigung (Abkühlen auf -253 °C), durch Einlagerung in flüssige Wasserstoffträger-Materialien, sogenannte „Liquid Organic Hydrogen Carriers“ (LOHC) oder Einlagerung in Metallhydride.

Mithilfe von Wasserstoff können unter Einsatz einer **Kohlenstoffquelle** (C) über verschiedene Syntheseschritte **Kohlenwasserstoffe** (C_xH_y) erzeugt werden. Als Ausgangsstoff für diese Synthesen wird in der Regel **Synthesegas** benötigt, eine Mischung aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid (CO).

i

Kohlenstoffquelle

Erneuerbaren Strom als Energieinput vorausgesetzt, hängt die THG-Bilanz eines synthetischen Kohlenwasserstoffes von der Quelle des Kohlenstoffes ab (C-Quelle).

- Handelt es sich um eine **fossile C-Quelle**, ist der Brennstoff nicht THG-neutral. Die THG-Bewertung einer „Zweitnutzung“ fossilen Kohlenstoffes (CCU), die z.B. zusätzliche fossile Emissionen vermeidet, ist noch nicht geregelt. Langfristig kann auf diese C-Quellen zur Erreichung der THG-Reduktionsziele nicht gesetzt werden.
- Handelt es sich um eine **biogene C-Quelle** (z.B. Vergasung von nachhaltig gewonnener Biomasse oder CO_2 aus Biogasanlagen), kann das Produkt als nahezu THG-neutral bewertet werden, zählt dann aber wiederum in die Kategorie der PbtL, die hier nicht weiter behandelt werden. Zudem ist das nachhaltig nutzbare Biomassepotenzial mengenmäßig begrenzt.
- **Luft- CO_2** , gewonnen durch Luftabscheidung (Direct-Air-Capture, DAC), ist die langfristig nachhaltige C-Quelle, die in der weiteren Untersuchung zur Erzeugung nahezu THG-neutraler strombasierter Kohlenwasserstoffe angenommen wird.

3.2.2 Methan

Methan (CH_4) kann als einfachster gasförmiger Kohlenwasserstoff über die **Methanisierungsreaktion** von Kohlenstoffmonoxid oder Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff gewonnen werden. Die Synthese wird in Abschnitt 3.5.2 beschrieben.

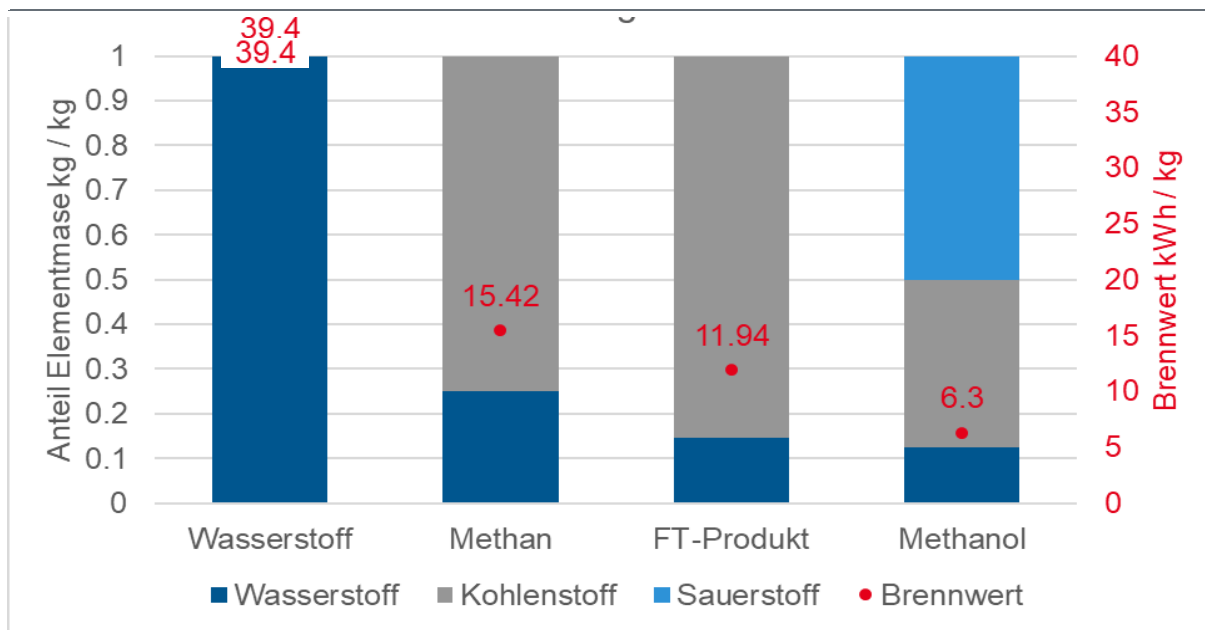
3.2.3 Methanol

Methanol (CH_3OH), kann als einfachster Alkohol über die **Methanolsynthese** gewonnen werden. Die Synthese wird in Abschnitt 3.5.2 beschrieben.

3.2.4 Fischer-Tropsch-Syncrude

FT-Syncrude ist das Produkt der **Fischer-Tropsch-Synthese**. Es handelt sich um ein Gemisch aus kurz- bis langkettigen Kohlenwasserstoffen, das zu Kraftstoffen wie Diesel und Kerosin weiterverarbeitet werden kann. Die Synthese wird in Abschnitt 3.5.2 beschrieben.

Abbildung 4: Vergleich der betrachteten PtX-Brennstoffe



Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

Tabelle 1: Produktvergleich synthetischer Brennstoffe

	PtG Wasserstoff	PtG Methan	PtL Fischer-Tropsch	PtL Methanol
Molekül	H ₂	CH ₄	C _x H _y	CH ₃ OH
Heizwert	3,0 kWh/Nm ³	9,97 kWh/m ³	~ 9,06 kWh/l	~4,36 kWh/l
Beschreibung	C-freier chemischer Energieträger, wichtiger Chemierohstoff, hohe gravimetrische, geringe volumetrische Energiedichte	Kohlenwasserstoff mit geringem C-Anteil, Chemierohstoff und Energieträger	Kohlenwasserstoffgemisch, das weiterverarbeitet werden muss, großtechnische Verfahren auf Basis von Erdgas (GtL) und Kohle (CtL)	Einfachster Alkohol, toxisch, vielseitiger Chemierohstoff und direkte Nutzung als Energieträger. Mit Methanol-to-Gasoline-Verfahren in Kraftstoffe wandelbar.
Folgeprodukte	Chemierohstoffe, Synthetische Kohlenwasserstoffe	Chemierohstoffe, Energieträger, Kraftstoff (CNG)	Chemierohstoffe, Kraftstoffe (Benzin, Diesel, Kerosin)	Chemierohstoffe (<10 C-Atome), Kraftstoffe

Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

Die Erzeugung strombasierter Energieträger setzt eine umfangreiche Infrastruktur voraus, wie die Prozesskette in Abbildung 3 verdeutlicht. Alle PtX-Routen beginnen mit der Gewinnung erneuerbaren Stroms aus Wind- und PV-Sonnenenergie⁶, für die entsprechende **Anlagenparks mit hoher**

⁶ Andere erneuerbare Energiequellen wie z.B. Wasserkraft, Geothermie oder Solarthermie wurden in dieser Untersuchung nicht betrachtet.

EE-Leistung notwendig sind. Als Ausgangsstoff für die Wasserstoffgewinnung mittels Wasserelektrolyse ist aufbereitetes Süßwasser notwendig, das aufgrund mangelnder Verfügbarkeit in vielen Regionen der Welt unter Energieeinsatz aus **Meerwasserentsalzungsanlagen** (MWE) gewonnen werden muss⁷. Der Prozesspfad Power-to-Wasserstoff ist der kürzeste und endet nach dem Umwandlungsschritt der **Wasserelektrolyse**, in dem Wasser in seine elementaren Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff aufgespalten wird.

Die Prozessketten der Kohlenwasserstoffsynthesen (Methan, Methanol und Fischer-Tropsch) schließen hier an und setzen einen weiteren Prozessschritt voraus: Neben dem elementaren Wasserstoff wird Kohlenstoff für die Produkte benötigt, der einen erheblichen Massenanteil der Kohlenwasserstoffe ausmacht, wie Abbildung 4 darstellt. Als erneuerbare Kohlenstoffquelle wird die Abscheidung von CO₂ aus der Luft, engl. **Direct-Air-Capture** (DAC), angenommen.

CO₂ und Wasserstoff können dann in die jeweiligen Synthesen eingebracht werden, was üblicherweise in Form von **Synthesegas** geschieht, einem Gemisch aus Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff. Die **Synthesegaserzeugung** ist in der Regel ein separater Prozessschritt vor den Synthesen in Form einer katalytischen Hydrierung von CO₂ zu CO und Wasser (**Umgekehrte Wasser-Gas-Shift-Reaktion**).

i

CO₂ als Grundlage für Energieträger

CO₂ ist kein reaktionswilliges Element, ganz im Gegenteil, es ist vollständig oxidierter Kohlenstoff. Um den im CO₂ gebundenen Kohlenstoff mit elementarem Wasserstoff zu einem Kohlenwasserstoff zu synthetisieren ist ein erheblicher (Energie-) Aufwand zu betreiben. Kohlenstoffdioxid wird zu Kohlenstoffmonoxid (CO) reduziert, indem Wasserstoff aufgewendet wird, um ein Sauerstoffatom durch Hydrierung zu Wasser abzuspalten. Aufgrund seiner höheren chemischen Exergie wird erst mit dem CO-Molekül eine Rekombination der Moleküle überhaupt möglich. Schon vor der eigentlichen Synthese und in den Synthesen selbst entsteht also Wasser aus einem Teil des einzusetzenden Wasserstoffes und dem CO₂-Sauerstoff und stellt einen Großteil der Prozessverluste dar.

Der zweite Synthesepfad, über den der gasförmige Energieträger Methan (CH₄) erzeugt wird, endet nach der **Methanisierung**.

Für die beiden PtL-Pfade, über die flüssige Produkte erzeugt werden, sind weitere Prozessschritte notwendig. Das Syntheseprodukt Methanol kann entweder direkt eingesetzt werden als Chemierohstoff, als Beimischungskomponente oder als Kraftstoff in angepassten Verbrennungskraftmaschinen. Zur Gewinnung von Kraftstoffen nach aktuellen Richtlinien sind weitere Upgrading-Schritte notwendig.

⁷ Einheitliche Annahme in dieser Untersuchung.

Die Fischer-Tropsch-Synthese erzeugt ein Kohlenwasserstoffgemisch mit einem breiten Spektrum an Kohlenwasserstoffverbindungen von kurzkettigen (gasförmigen) bis langkettigen (flüssigen) Kohlenwasserstoffen (Wachse). Es wird nachfolgend **Fischer-Tropsch-Syncrude** genannt (FTS). Aktuelle Forschung zielt u.a. darauf ab, durch Optimierung der Katalysatoren und Prozessparameter möglichst gezielt auf die Zusammensetzung des FTS Einfluss nehmen zu können.

FTS als Zwischenprodukt bzw. Produktgemisch erfordert nachgelagerte Upgradingprozesse (Hydrocracking, Isomerisierung) zur Gewinnung von Kraftstoffen (Diesel, Benzin, Kerosin) und Chemierohstoffen.

Die unterschiedliche Länge der Prozessketten verdeutlicht den unterschiedlichen Aufwand zur Gewinnung der unterschiedlichen strombasierten Energieträger⁸. Die finale Aufbereitung der langkettigen Kohlenwasserstoffe und der Transport benötigen zusätzliche Energie.

Die relevanten Kostenparameter zur Berechnung der **Gestehungskosten (Levelized Cost of Production, LCOP)** der PtX-Produkte sind:

- Energiekosten (Strom und Wärme),
- Rohstoffkosten (CO₂-Kosten und Wasserkosten),
- Anlagenkosten und
- Betriebskosten.

Dabei fließen in die jeweiligen Kapitalkosten der Anlagen die **Volllaststunden**, die **jeweilige Anlagenlebensdauer** und **Zinsen** und in die Betriebskosten die Wirkungsgrade der Prozesse ein. Zur Bestimmung der **Bereitstellungskosten beim Endverbraucher** sind zusätzlich folgende Kostenparameter zu berücksichtigen:

- das **Upgrading** (Raffination oder Ähnliches),
- der **Transport zum Grenzübergang**, sowie
- die **inländischen Transport- und Verteilkosten**

Nachfolgend werden die Kostenkomponenten und die zugrunde liegenden Annahmen für die jeweiligen Technologiekomponenten beschrieben und diskutiert.

⁸ Mit jedem zusätzlichen Umwandelungsschritt werden zusätzliche Anlagen benötigt und es steigen relevante Verluste, z.B. durch stoffliche Verluste, die Produktion von Nebenprodukten, nicht ideale Trennverfahren, oder Komprimierung.

3.3 Erneuerbare Stromerzeugung

Die Potenziale erneuerbarer Stromerzeugung sind weltweit unterschiedlich verteilt. Solarpotenziale nehmen grundsätzlich mit der Nähe zum Äquator zu, nutzbare Windkraftpotenziale sind unter anderem abhängig von der Nähe zum Meer und den topologischen Gegebenheiten.

Deutschland

Die Gewinnung erneuerbaren elektrischen Stromes wird seit Jahrzehnten stetig ausgebaut, sowohl inländisch als auch international. In Deutschland decken erneuerbare Energien inzwischen über vierzig Prozent des Stromverbrauchs, bis 2030 soll dieser Anteil auf 65 % steigen (Koalitionsvertrag 2018)

Die Nutzung erneuerbarer Elektrizität als Endenergie, zunehmend auch in den Anwendungsbereichen Mobilität und Wärme, kann fossile Energieträger ersetzen und Treibhausgas (THG)-Emissionen in den betreffenden Sektoren reduzieren.

In Deutschland zählen zu den wichtigsten erneuerbaren Energieträgern Windkraft an Land und auf See, Photovoltaik, Wasserkraft sowie Biomasse. Biomasse steht jedoch nur in begrenztem Maße zur Verfügung und wird in zahlreichen Gesamtenergiestudien (z.B. BDI Klimapfade, BMU Klimaschutzszenarien, BMWi Langfristszenarien) zukünftig vor allen Dingen in Wärmeanwendungen der Industrie sowie im Verkehr gesehen. Der weitere Ausbau von Wasserkraft in Deutschland ist allenfalls in sehr eingeschränktem Maße möglich, weshalb hier keine größeren Kapazitätssteigerungen zu erwarten sind. Aus diesen Gründen wird beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien vor allen Dingen auf Wind- und Photovoltaik-Anlagen gesetzt.

Das inländische EE-Erzeugungspotenzial dieser Technologien hängt zu großen Teilen von der für die erneuerbare Stromerzeugung nutzbaren Fläche ab, was nicht zuletzt wiederum von der Akzeptanz der Bevölkerung abhängt. Die Akzeptanz spielt insbesondere bei der Nutzung der Windenergie eine größere Rolle. Das langfristige Potenzial an erneuerbarer Stromerzeugung ist nach aktueller Studienlage mit gewisser Unsicherheit verbunden. Aus diesem Grund ist eine genaue Festlegung auf einzelne Werte schwierig.

Sofern in Szenarien zum Gesamtenergiesystem größere Bedarfsmengen an strombasierten Kohlenwasserstoffen angenommen werden, werden diese in der längeren Frist (bis 2050) in der Regel importiert, da hierfür die inländischen Flächen nicht ausreichend sind. Für die kurze und mittlere Frist werden in Kapitel 4.5 Einschätzungen über das mögliche Angebot von Seiten der Stromerzeugung gegeben, das bis 2030 zur Herstellung strombasierter Energieträger in Deutschland zur Verfügung steht.

MENA

Der Großraum Mittlerer Osten und Nordafrika, abgekürzt durch das Akronym **MENA** (engl. **M**iddle **E**ast and **N**orth **A**frika), zählt zu den weltweiten Regionen mit hohem EE-Erzeugungspotenzial aufgrund hoher Wind- und Solarpotenziale. Gleichzeitig liegt dieser Großraum von Marokko bis zum Iran in einer Entfernung in der Größenordnung von 4.000 bis 5.000 km zu Deutschland.

3.3.2 EE-Strom: Gestehungskosten

Die Stromkosten der Elektrolyseeinheiten wurden für sieben verschiedene Erzeugungsfälle ermittelt, über die Tabelle 2 einen Überblick gibt.

Tabelle 2: Erzeugungsfälle von erneuerbarem Strom für die PtX-Erzeugung

Anteile an der Erzeugung		Beschreibung	Stromkostenbestandteile
MENA Wind/PV	75 % Wind Onshore, 25 % PV	In Kombination aus Wind- und PV-Erzeugung werden 75 % der Erzeugung aus Wind und 25 % aus PV gewonnen (Inselsystem).	Anbindung des EE-Erzeugungsparks an die Elektrolyseanlagen: Kosten für ein lokales Onshore-Netz.
MENA PV	100 % Photovoltaik	Nur Photovoltaik	Anbindung des EE-Erzeugungsparks an die Elektrolyseanlagen: Kosten für ein lokales Onshore-Netz.
MENA PV-Batterie	100 % Photovoltaik	Photovoltaik kombiniert mit Batteriespeichern, um höhere Volllaststunden bei der Elektrolyse zu erreichen.	Anbindung des EE-Erzeugungsparks an die Elektrolyseanlagen: Kosten für ein lokales Onshore-Netz.
Deutschland Wind Onshore	100 % Wind Onshore	Wind Onshore als Inselsystem	Anbindung des EE-Erzeugungsparks an die Elektrolyseanlagen: Kosten für ein lokales Onshore-Netz. Annahmegemäß wird keine EEG-Umlage unterstellt.
Deutschland Wind Onshore/PV	75 % Wind Onshore, 25 % PV	In Kombination aus Wind- und PV-Erzeugung werden 75 % der Erzeugung aus Wind und 25 % aus PV gewonnen (Inselsystem).	Anbindung des EE-Erzeugungsparks an die Elektrolyseanlagen: Kosten für ein lokales Onshore-Netz. Annahmegemäß wird keine EEG-Umlage unterstellt.
Deutschland Netzbezug EE-Strom	Netzbezug von erneuerbarem Strom	Ein Band an EE-Strom wird über das Netz bezogen.	Es wird Stromsteuer und EEG-Umlage fällig.
Deutschland Wind Offshore	100 % Wind Offshore	Wind Offshore als Inselsystem	Anbindung des EE-Erzeugungsparks an die Elektrolyseanlagen an Land: Kosten für Offshore-Netzanbindung (lokales Netz). Annahmegemäß wird keine EEG-Umlage unterstellt.

Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

Es wurden ein „Netzfall“ und sechs „Inselfälle“ definiert. Für die Inselfälle wurde angenommen, dass der EE-Park in der Nähe zu den Anlagen für Wasser- und CO₂-Gewinnung sowie Elektrolyse

und Syntheseanlagen steht und nur eine lokale Insel-Netzinfrastruktur für den elektrischen Energietransport zur Elektrolyse aufgebaut wird.

In den Inselfällen, in denen ein Park aus Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energie Strom für einen modularen Park aus Elektrolyseuren bereitstellt, besteht ein Zusammenhang zwischen der Dimensionierung der erneuerbaren Stromerzeugung, der installierten Elektrolysekapazität und den resultierenden Stromkosten für die Elektrolyseanlage, da je nach Auslegung der Anlage nicht der gesamte erzeugte EE-Strom von der Elektrolyse genutzt werden kann. Dies wurde mittels synthetischer Profile erneuerbarer Energien für verschiedene Standorte in Deutschland und der MENA-Region untersucht.

Synthetische Profile kommen zum Einsatz, da Messwerte in diesem Umfang nicht zur Verfügung stehen. Die Messung tatsächlicher Windgeschwindigkeiten unterliegt gewissen Grenzen: Die Masthöhe der Messungen liegt meist unterhalb der typischen Höhe von Windturbinen, die Datenqualität schwankt mit Alter und Generation der Messgeräte und ist nicht für alle Regionen in Langzeitaufösung verfügbar.



Referenzprofile erneuerbarer Energieträger

Basis der Stromkostenermittlung bilden synthetische Referenzprofile für die erneuerbaren Energieträger Wind Onshore, Photovoltaik und Wind Offshore für die Erzeugungsregionen MENA und Deutschland. Die zugrunde liegenden Wind-Profile basieren auf wissenschaftlichen Untersuchungen ((Staffell & Pfenninger, 2016) und (Pfenninger & Staffell, 2016)), die hoch aufgelöste Zeitreihen der Erzeugungsleistung nationaler Flotten von Wind- und Photovoltaikparks veröffentlicht haben. Die Grundlage der Autoren sind sogenannte Reanalyse-Modelle: Verfahren, um langfristige meteorologische Datensätze zu erstellen. Dabei kommen Modelle der Wettervorhersage und die Assimilation historischer Beobachtungsdaten zum Einsatz. In diesem Fall wurden Daten der MERRA und MERRA-2 der NASA verwendet und Korrekturfaktoren für systematische Abweichungen ermittelt.

Die Verwendung zeitlich aufgelöster Profile ermöglicht die Abschätzung der Stromnutzung der Elektrolyse unter Berücksichtigung einer Elektrolyse-Mindest- und Spitzenlast und unter Kombination der Erzeugungsprofile aus unterschiedlichen Anteilen erneuerbarer Energieträger.

Für Deutschland liegen die verwendeten Profile in der Größenordnung von rund 1.800 Volllaststunden (VLH) für Wind Onshore, 1.100 VLH für PV in Deutschland und 3.200 VLH für Wind Offshore. Für die MENA Region wurden mittlere Profile von 2.600 VLH für Wind Onshore und 1.700 VLH für PV aus den veröffentlichten Daten verwendet. Es wurde zudem die Kombination der erneuerbaren Energien Wind und PV untersucht. Darüber hinaus wurde der mögliche Glättungseffekt von Batterie-Pufferspeichern in Kombination mit PV-Erzeugung für die MENA-Region betrachtet, um auf diese Weise die Volllaststunden der Elektrolyse zu erhöhen.

Diskussion: Volllaststunden der EE-Profile zur Berechnung der Elektrolysestromkosten

Die mittlere Volllaststundenzahl erneuerbarer Stromerzeugung hängt von unterschiedlichen Parametern ab. Häufig wird eine grundsätzliche Entwicklung hin zu höheren Volllaststunden (VLH) aufgrund fortschreitender technischer Entwicklung erwartet. Für Einzelanlagen an Referenzstandorten wird diese Steigerung auch erreicht.

Für den mittleren Anlagenpark und die mittlere Volllaststundenzahl über die Gesamtlebensdauer gibt es jedoch gegenläufige Effekte, die einer pauschalen Steigerung der VLH entgegenstehen:

Bei der Windenergie können sogenannte Schwachwindanlagen mit einem gesteigerten Verhältnis aus Rotordurchmesser zu Generatorleistung zwar höhere Volllaststunden erreichen, jedoch erzielen sie auch einen geringeren Jahresertrag und eine geringere Flächenausnutzung. Eine Steigerung der Volllaststunden auf Kosten des Jahresertrags scheint keine plausible Entwicklung für den mittleren Anlagenpark.

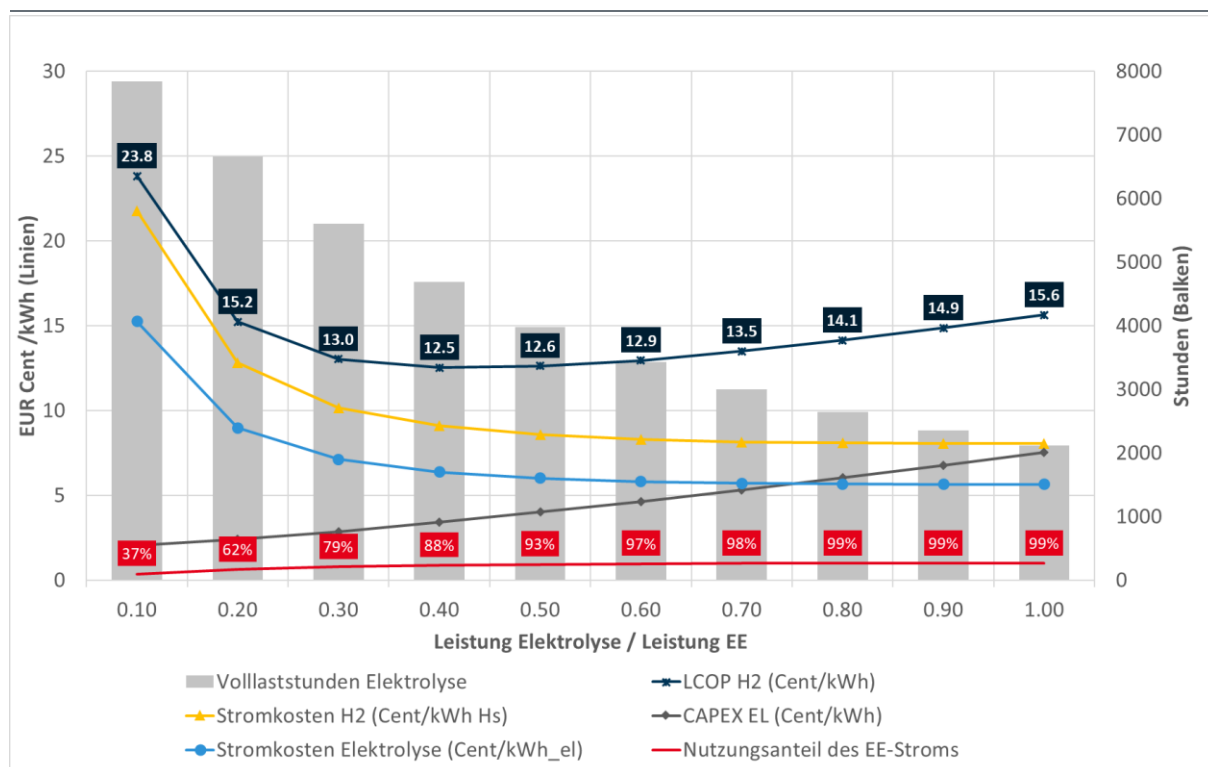
Die Vergangenheitsbetrachtung zeigt, dass die mittleren Volllaststunden des Onshore Windanlagenparks z.B. in der Größenordnung von +/- 20 % schwanken. Im EEG-Erfahrungsbericht Onshore wurde eine Auswertung der indexbereinigten Volllaststunden nach Inbetriebnahmejahr der Anlagen (Windjahre 2015-2017) durchgeführt. Hier wurde seit 2000 eine durchschnittliche jährliche Steigerung der von **neuen Anlagen** erreichbaren Volllaststunden von rund 2% ermittelt. Annahmen zu einer Fortschreibung dieser Raten in die Zukunft wurden in dieser Untersuchung nicht getroffen, denn aus Gesprächen mit Anlagenbetreibern ging hervor, dass über die Gesamtlebensdauer einer Anlage die Volllaststunden wiederum tendenziell sinken.

Mögliche Gründe dafür, dass die Windenergieanlagen im Mittel des Gesamtbestandes weniger Volllaststunden liefern, als durch die technischen Verbesserungen bei den Neuanlagen anzunehmen wäre, sind zum Beispiel Alterungseffekte, die die Aerodynamik der Rotoren beeinflussen und zu einer abnehmenden Performance bei zunehmendem Alter des Anlagenparks führen. Außerdem mindern interne Abschattungsverluste die erzielbaren Volllaststunden, wenn die Anlagen dicht zusammen in Windparks installiert werden. Großräumige Abschattungsverluste zwischen benachbarten Windparks spielen insbesondere im Offshore-Windbereich eine zunehmende Rolle und können auch im Onshore-Bereich bei zunehmendem Ausbau die vom Gesamtbestand erzielbaren Volllaststunden mindern. Ein weiterer Grund liegt möglicherweise im Absinken der Standortqualität, der mit einem zunehmenden Ausbau an erneuerbaren Energien einhergehen könnte.

Aufgrund dieser Zusammenhänge werden die EE-Profile im zeitlichen Verlauf nicht verändert, sondern gehen vereinfacht als konstante Annahme für eine mittlere Volllaststundenzahl der Anlagen über die Gesamtlebensdauer in die Untersuchung ein.

Ausgehend von den synthetischen Profilen wurden die Kapazitätsverhältnisse installierter EE-Leistung und Elektrolyseleistung variiert, um den Zusammenhang auf die Ausnutzung des EE-Stromes, die Stromkosten der Elektrolyse und die Gesteungskosten des Wasserstoffes zu untersuchen. Abbildung 5 verdeutlicht den Zusammenhang am Beispiel des Wind-PV-Falles in Deutschland.

Abbildung 5: Optimierung der installierten Elektrolyseleistung



Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

Beispiel: Wind/PV (Insel) Deutschland | 8% WACC | Wirkungsgrad Elektrolyse (Brennwertbezogen, Mittlerer Wert über die Lebensdauer): 70% | Lebensdauer System: 25 Jahre | Lebensdauer Stack: 12,5 Jahre | CAPEX Elektrolyse: 1.000 EUR₂₀₁₆/kW el

Eine installierte Elektrolyseleistung im Verhältnis 1:1 zur EE-Leistung führt dazu, dass die Elektrolyse nur die Volllaststunden (VLH) der EE-Stromerzeugung erreicht, rund 2.100 VLH (graue Balken) und dabei nahezu 100% des EE-Stromes ausnutzt (rote Linie). Die spezifischen Stromkosten (blaue Linie) errechnen sich aus den Annuitäten der Investitionskosten und Betriebskosten der EE-Anlage, geteilt durch die genutzte Energiemenge.

Die daraus resultierenden Stromkostenanteile der Wasserstoffgewinnung (gelbe Linie) ergeben sich durch Division durch den mittleren Elektrolysewirkungsgrad. Zusammen mit den spezifischen Annuitäten der Elektrolyse (graue Linie, errechnet aus Investitionsausgaben, Kapitalkosten, Lebensdauer, Volllaststunden und Wirkungsgrad) und den Betriebskosten ergeben sich die Gesteungskosten des Wasserstoffes (LCOP, oberste dunkelblaue Linie). Da die Kosten der Elektrolyse mit zunehmender Volllaststundenzahl stärker rückläufig sind als die Stromkosten der Elektrolyse aufgrund des geringeren Ausnutzungsgrades des EE-Stromes zunehmen, gibt es im hier abgebildeten Fall ein Minimum der Wasserstoffgestehungskosten im Bereich von 4.500 VLH der Elektrolyse.

Es ist (in diesem Beispiel) also sinnvoll, ein gewisses Überbauungsverhältnis der EE-Leistung zur Elektrolyseleistung anzunehmen, damit Elektrolyseure eine höhere Volllaststundenzahl erreichen. Damit sinkt der Ausnutzungsgrad der erzeugten elektrischen Energie, das heißt ein Teil des EE-Stroms muss abgeregelt werden⁹.

Eine Einspeisung ins Netz und damit verbundene Zusatzerlöse für die Anlagen wurde nicht unterstellt. Zum einen müssten dann auch zusätzliche Kosten für die Anbindung ans öffentliche Netz berücksichtigt werden. Zum anderen ist nicht mit kompensierenden Zusatzerlösen der Anlagen aus der Stromeinspeisung zu rechnen. Der Grund liegt darin, dass Strommengen, die durch die Elektrolyseleistung nicht genutzt werden können, zu gleichen Zeiten anfallen, in denen bereits gesamtwirtschaftlich eine sehr hohe erneuerbare Energien Einspeisung auftritt. Aus diesem Grund ist mit vergleichsweise niedrigen Strompreisen für diese Strommenge zu rechnen.

Die resultierenden höheren Stromkosten des Elektrolyseurs werden im Optimum der Auslegung durch die geringeren Kapitalkostenanteile aufgrund erhöhter Ausnutzung der Elektrolysekapazität überkompensiert. Der in Abbildung 5 dargestellte Zusammenhang ist abhängig vom EE-Profil und den getroffenen Annahmen zu Investitionskosten, Kapitalkosten, Lebensdauer und Effizienz. Damit ergibt sich für jede Kombination aus EE-Erzeugungsfall und Elektrolysetechnologie sowie den Annahmen zu Effizienz und Kapitalkosten eine eigene Charakteristik.

Unter Variation der Kapitalkosten sowie der Volllaststunden wurden für die sieben Erzeugungsfälle insgesamt 60 Stromkostenpfade für die Elektrolyse ermittelt, die den ersten Teil der Basis zur Berechnung der Gestehungskosten der PtX-Produkte bilden. Die Stromkostenpfade werden in Tabelle 15 und Tabelle 16 im Anhang aufgelistet.

3.3.3 Weitere Stromkostenbestandteile

Neben den Gestehungskosten werden weitere Stromkostenbestandteile berücksichtigt, um die Elektrolysestromkosten zu ermitteln. Diese variieren je nach Erzeugungsfall (MENA, Deutschland, Insel oder Netzanschluss)

Stromsteuer

In der MENA Region sowie in Deutschland werden für die Inselformen keine Stromsteuern fällig. Für den Fall mit Netzbezug, der hier nur für Deutschland relevant ist, ist der zur Herstellung von PtX eingesetzte Strom grundsätzlich zu versteuern (§ 5 Abs. 1 StromStG). Allerdings bestehen nachfolgende Ausnahmen, wenn das Unternehmen zum Produzierenden Gewerbe gehört¹⁰:

- a. Strom, der für die Elektrolyse selbst eingesetzt wird, ist nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG von der Stromsteuer befreit. Allerdings wird diese Ausnahmeregelung von der Rechtsprechung eng ausgelegt. Befreit werden kann demnach nur derjenige Strom, der unmittelbar in die Elektroden geleitet wird und somit zum eigentlichen Kernprozess der Elektrolyse gehört.

⁹ Auch kommt eine anderweitige Nutzung dieser Strommengen im PtX-Prozess in Frage, zum Beispiel die vergleichsweise günstige Umwandlung mittels Widerstandsheizern in thermische Energie zur Versorgung der Prozesse mit Wärmebedarf (z.B. die CO₂-Gewinnung aus Luft, Direct Air Capture) mit thermischer Zwischenspeicherung.

¹⁰ Zum Produzierenden Gewerbe zählen Unternehmen, die dem Abschnitt C (Bergbau und Gewinnung von Steine und Erden), D (Verarbeitendes Gewerbe), E (Energie- und Wasserversorgung) oder F (Baugewerbe) der Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ 2003) zuzuordnen sind (§ 2 Nr. 3 StromStG). Über die Zuordnung eines Unternehmens im Einzelfall entscheidet das zuständige Hauptzollamt. Für die Zuordnung sind die Abgrenzungsmerkmale maßgebend, die in der Klassifikation der Wirtschaftszweige und in deren Vorbemerkungen genannt sind (§ 15 Stromsteuer-Durchführungsverordnung).

Strom zum Antrieb von Pumpen, Förderbändern, Ventilatoren etc. muss hingegen versteuert werden.

- b. Strom, der nicht für den Kernbereich der Elektrolyse (Nebenprozesse, weitere Methanisierung etc.) eingesetzt wird, wird mit einem reduzierten Stromsteuersatz (75% der Stromsteuer) versteuert (§ 9b StromStG).
- c. Ggf. kann das Unternehmen den Spitzenausgleich nach § 10 StromStG geltend machen, mit der Folge, dass die Stromsteuer um bis zu 90% reduziert wird.

In dem Fall Netzbezug von Strom in Deutschland wird angenommen, dass 90 % des Stroms auf die Elektrolyse selbst entfallen (a.), also unmittelbar an die Elektroden geleitet wird und damit von der Stromsteuer befreit ist. 10 % des Stroms werden demnach für Nebenaggregate aufgewendet und mit einem reduzierten Stromsteuersatz von 75 % der Stromsteuer versteuert (b.)

EEG-Umlage

Die rechtliche Situation zur Zahlung der EEG-Umlage für Elektrolyseure stellt sich relativ komplex dar. Elektrolyseure müssen, sofern eine Direktlieferung des Stromes oder ein Netzbezug besteht, die EEG-Umlage in vollem Umfang entrichten. Im Falle der Eigenversorgung, d.h. dass ein unmittelbarer räumlicher Zusammenhang darstellbar ist, fällt die EEG-Umlage nach EEG 2017 in Höhe von 40% ihres Ursprungswertes an. Allerdings besteht durch die besondere Ausgleichsregelung des EEG 2017 die Möglichkeit, dass eine Ausnahme von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage geltend gemacht werden kann. Hierbei muss allerdings die Einschränkung gemacht werden, dass nicht eindeutig ist ob der Elektrolyseur einer im Anhang des EEG 2017 aufgeführten Branche zugeordnet werden kann, also die Befreiung von der EEG-Umlage auch tatsächlich juristisch Bestand hat.

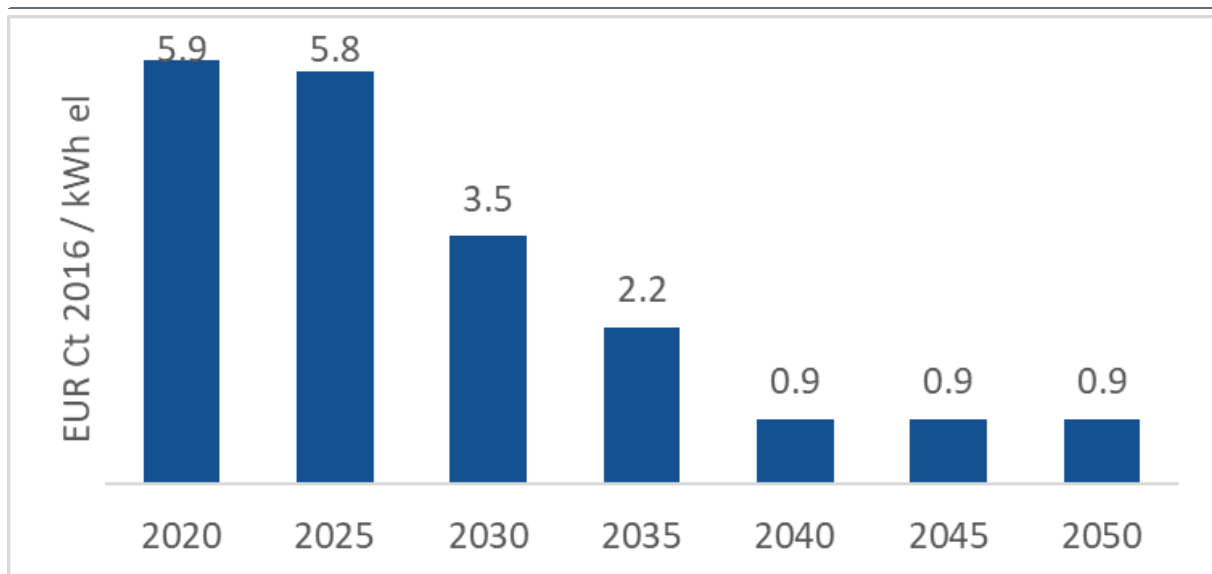
Aus Gründen der Vereinfachung wurde für die Erzeugungsfälle in Deutschland in denen der Strombezug als Insellösung dargestellt wird, keine Zahlung der EEG-Umlage angenommen. In der Realität bedarf dieser Punkt einer genaueren juristischen Überprüfung. Die EEG-Umlage wird daher annahmegemäß nur im Erzeugungsfall mit Netzbezug fällig und erhöht die Stromkosten der Elektrolyse entsprechend.

Für die Entwicklung der EEG-Umlage wird der in Abbildung 6 abgebildete Pfad angenommen. Ab 2040 sinkt sie annahmegemäß deutlich ab auf ein Niveau von 0,9 EUR Ct₂₀₁₆/kWh_{el}, da dann nur noch geringen Mehrkosten für erneuerbare Energien gegenüber konventioneller Stromproduktion erwartet werden und zuvor die kostenintensiven Altanlagen aus der EEG-Vergütung gefallen sind. Basis für die hier dargestellten Werte der EEG-Umlage ist die Annahme, dass bis 2030 ein Anteil von 65% am Bruttostromverbrauch erreicht wird. Die Annahmen zu den fossilen Energiepreisen und den Preisen für Emissionshandelszertifikate finden sich im Anhang in Abbildung 35.

Generell wird die Finanzierung der erneuerbaren Energien über eine Umlage über politische Vorgaben bestimmt. Sofern die Finanzierung über andere Mechanismen erfolgt, wird davon ausgegangen, dass diese beim Netzbezug-Fall für den Elektrolyseur in gleicher Höhe ebenfalls zu entrichten ist. Das Gleiche gilt bei einem vollständigen Wegfall der Umlage. In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass die entsprechenden Aufschläge über einen Marktmechanismus erfolgen und daher Teil des Strompreises sind.

Die in Abbildung 6 dargestellte Entwicklung der EEG Umlage ist in realen Preisen des Jahres 2016 angegeben. Zur Bereinigung des Einflusses der Inflation wurde der BIP Deflator aus dem Prognos View Modell verwendet. Durch die Bereinigung sind die Preise nicht mit den tatsächlich beobachteten Preisen vergleichbar.

Abbildung 6: Angenommene Entwicklung der EEG-Umlage



Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

Netzanbindungskosten

Für die Inselfälle werden zwar keine Stromsteuern und annahmegemäß (s.o.) keine EEG-Umlage fällig, jedoch entstehen Kosten für die Inselnetzinfrastruktur zwischen den EE-Erzeugungsanlagen und dem PtX-Anlagenpark. Diese Kosten werden wie folgt abgeschätzt:

- Netzanbindung Onshore in Höhe von 1,5 EUR Ct₂₀₁₆/kWh_{el}.
- Netzanbindung Offshore in Höhe von 2,5 EUR Ct₂₀₁₆/kWh_{el}.

3.4 Prozesswärme

Verschiedene Prozesse der PtX-Prozessketten verfügen über einen **Wärmebedarf** (z.B. die CO₂-Luftabscheidung oder eine Hochtemperaturelektrolyse), andere haben einen **Wärmeüberschuss** (wie die exothermen Synthesen). In der konkreten Auslegung einer PtX-Produktionsanlage würde eine sogenannte Pinch-Analyse im Rahmen der Prozesssimulationen zur Auslegung und Abstimmung der Anlagen durchgeführt werden, um die Integration der Wärmeströme zu optimieren und somit den Energieverbrauch zu minimieren.

Diese Detailtiefe kann in dieser Untersuchung nicht erreicht werden, da der Aufwand erst gerechtfertigt ist, wenn konkrete Größenordnungen einer Anlagenplanung festgelegt sind. Eine Abschätzung über die anfallenden Wärmemengen wurde jedoch über die Reaktionsenthalpien der chemischen Reaktionen getroffen. Diese werden dem theoretischen Wärmebedarf zur Kohlenstoffgewinnung aus der Luft gegenübergestellt:

- **Methanisierung:** Die exotherme Sabatier-Reaktion liefert einen Wärmeüberschuss in Höhe von ca. 0,19 kWh / kWh Produkt (Hs)¹¹. Der Wärmebedarf für den benötigten Kohlenstoff aus Luftabscheidung beträgt ca. 0,13 kWh / kWh Produkt (Hs).
- **Methanolsynthese:** Der exotherme Prozess hat einen Wärmeüberschuss in Höhe von ca. 0,13 kWh / kWh Produkt (Hs)¹². Der Wärmebedarf für den Kohlenstoff aus Luftabscheidung beträgt ca. 0,16 kWh / kWh Produkt (Hs).
- **Fischer-Tropsch-Synthese:** Der exotherme Prozess hat einen Wärmeüberschuss in Höhe von ca. 0,33 kWh / kWh Produkt (Hs)¹³. Der Wärmebedarf für den Kohlenstoff aus Luftabscheidung beträgt ca. 0,19 kWh / kWh Produkt (Hs).

Es wird deutlich, dass bei Methanisierung und Fischer-Tropsch-Synthese die Abwärme der Reaktion den Wärmebedarf der CO₂-Gewinnung theoretisch decken kann. Bei der Methanolsynthese geht die Wärmebilanz nicht auf, sodass hier ein zusätzlicher Wärmebedarf zu erwarten ist.

Der übertragbare Anteil der Wärme ist abhängig von den Temperaturniveaus von Wärmequelle und -senke, wobei grundsätzlich das Temperaturniveau der Synthesen über dem Niedertemperaturbedarf der CO₂-Gewinnung bei etwa 100 °C liegt und somit die Übertragbarkeit eines relevanten Anteils gewährleistet ist.

Da relevante Energiemengen in die PtX-Prozesse nicht nur in Form von elektrischer Energie, sondern auch in Form von Wärme eingehen, müssen die Kosten dieser Wärmemengen auch berücksichtigt werden. In den Kostenberechnungen in dieser Untersuchung wird vereinfachend angenommen, dass der Wärmebedarf überwiegend aus Abwärme gedeckt werden kann und im Wesentlichen Kosten für die Wärmeintegration entstehen (Wärmeübertrager, Rohrleitungen, Pumpen, thermische Zwischenspeicher). Die Kosten für die Wärme werden pauschal mit 1 EUR Ct₂₀₁₆/kWh_{th} angesetzt. In die PtX-Kostenberechnung geht dieser Wert über die Wärmemengen für die CO₂-Luftabscheidung ein.

¹¹ Eigene Berechnung: -165 MJ/kmol / 3,6 MJ/kWh / (16 kg / kmol * 15,42 kWh/kg)

¹² Eigene Berechnung: -90,8 MJ/kmol / 3,6 MJ/kWh / (32 kg / kmol * 6,29 kWh/kg)

¹³ (König, Baucks, Dietrich, & A., 2015)

3.5 Anlagen

In diesem Abschnitt werden die Anlagen der PtX-Prozessrouten kurz beschrieben und die wesentlichen Annahmen erläutert.

3.5.1 Elektrolyse

Von zentraler Bedeutung und Bestandteil der Kostenberechnung sind die drei Elektrolysetechnologien

- Alkalische Elektrolyse (AEL), mit einem basischen Flüssigelektrolyt,
- Polymer-Austauschmembran-Elektrolyse (PEMEL) mit einem polymeren Festelektrolyt und
- Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) mit einem Feststoffoxid als Elektrolyten.

Tabelle 3 gibt einen vergleichenden Überblick über die einzelnen Technologien. Wesentliche Unterschiede bestehen beim Temperatur- und Druckniveau des Betriebes, der technologischen Reife, den Kosten, der Flexibilität und der Effizienz.

Die **Alkalische Elektrolyse (AEL)**, mit einem basischen Flüssigelektrolyt, arbeitet in einem Temperaturbereich von 60 bis 90 °C und einem Druckniveau zwischen 10 bis 30 bar. Die AEL ist seit mehreren Jahrzehnten kommerziell verfügbar und in Größenordnungen bis 200 MW realisiert. Sie zeichnet sich durch günstige Materialien aus, besitzt allerdings den geringsten elektrischen Wirkungsgrad.

Die **Polymer-Austauschmembran-Elektrolyse (PEMEL)** mit einem polymeren Festelektrolyt arbeitet typischerweise zwischen 50 und 80 °C bei Drücken zwischen 20 und 50 bar. Inzwischen besitzt auch die PEMEL eine hohe technologische Reife und ist seit 25 Jahren kommerziell verfügbar, zuletzt auch in Größenordnungen von 10 MW. Sie zeichnet sich aus durch eine kompakte Bauweise und eine hohe Flexibilität, wodurch sie auch fluktuierenden Erzeugungsprofilen erneuerbarer Stromerzeugung folgen kann. Allerdings enthält sie seltene Metalle (Iridium und Platin).

Die **Hochtemperaturelektrolyse (HTEL)** mit einem Feststoffoxid als Elektrolyten arbeitet bei einem hohen Temperaturniveau zwischen 700 und 900 °C, wodurch ein Teil des energetischen Aufwands zur Wasserspaltung thermisch gedeckt und der elektrische Energieaufwand reduziert werden kann. Dadurch erreicht sie die höchsten elektrischen Wirkungsgrade. Typische Druckniveaus liegen bei 1 bis 15 bar. Die HTEL ist eine sehr junge Technologie mit den geringsten Erfahrungswerten und es gibt erste kommerzielle bzw. Pilotanlagen, allerdings noch in der Größenordnung deutlich unter 1 MW. Eine Wärmeeinbindung ermöglicht die Reduktion des Einsatzes elektrischer Energie in der Größenordnung von 5,8 kWh/kg H₂ aufgrund der Einkopplung thermischer Energie. Je nach Temperaturniveau liegt die benötigte Wärmemenge zwischen 5,8 kWh/kg H₂ und 10,4 kWh/kg H₂. Eine Wärmeeinbindung bei dem hohen geforderten Temperaturniveau vorausgesetzt, liegen ihre Vorteile bei den hohen elektrischen Wirkungsgraden.

Ein weiterer vielversprechender Ansatz, der auf der HTEL-Technologie aufbaut, ist die **Hochtemperatur-CO-Elektrolyse**, die in einem Schritt die Herstellung von Synthesegas aus Wasser, CO₂ und elektrischer Energie ermöglicht (BMBF, 2019). Die hohe Betriebstemperatur von 700 bis 900 °C kann häufig nicht durch Abwärme gedeckt werden, sondern erfordert eine zusätzliche Hochtemperaturwärmequelle. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass das hohe Tempera-

turniveau die Flexibilität der Anlage stark einschränkt, allein weil thermische Spannungen die Lebensdauer der Anlage beeinträchtigen könnten.

Tabelle 3: Elektrolysetechnologien

	AEL	PEMEL	HTEL
Bezeichnung	Alkalische Elektrolyse	Polymer-Austauschmembran-Elektrolyse	Hochtemperaturelektrolyse
Elektrolyt	Basischer Flüssigelektrolyt	Polymerer Festelektrolyt	Feststoffoxid
Typisches Temperaturniveau [°C]	60-90	50-80	700-900
Typisches Druckniveau [bar]	10-30	20-50	1-15
Technische Reife	Höchster Reifegrad, seit mehreren Jahrzehnten kommerziell verfügbar, Größenordnungen bis 200 MW realisiert	Hohe technische Reife, seit 25 Jahren kommerziell verfügbar, zunächst in kleinem Maßstab, inzwischen im 10 MW-Maßstab realisiert.	Sehr junge Technologie, erste kommerzielle Anlagen und Pilotanlagen, Geringe Erfahrungswerte
Vorteil	Geringste CAPEX günstige Materialien	Hohe Flexibilität teil- und überlastfähig kompakte Bauweise	Hohe elektrische Wirkungsgrade bei Wärmeeinbindung CO-Elektrolyse möglich
Nachteil	Geringster Wirkungsgrad nicht kompakt	Seltene Metalle (Iridium, Platin)	Wenig Erfahrungswerte hohe Betriebstemperatur (700-900 °C)
Anzahl Hersteller ¹⁴	~ 20	~ 12	~ 1 bis 5 (4 präkommerziell)

Quelle (Eigene Darstellung)

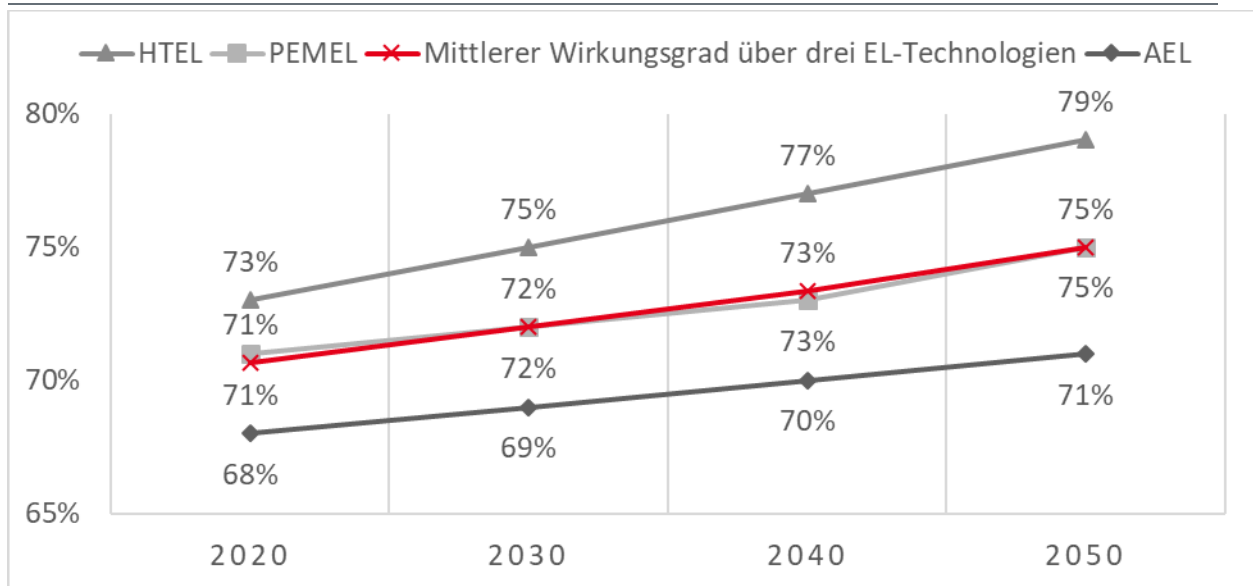
© PrognosAG 2019

¹⁴ Alexander Buttler und Hartmut Spliethoff, „Current Status of Water Electrolysis for Energy Storage, Grid Balancing and Sector Coupling via Power-to-Gas and Power-to-Liquids: A Review“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82 (Februar 2018): 2440–54

Wirkungsgrade

Die Wirkungsgrade der Elektrolysen und Synthesen stellen einen sehr wichtigen Einflussparameter für die Herstellungskosten strombasierter Energieträger dar. Für die Elektrolyseure wurde folgende Wirkungsgradentwicklung bis 2050 angenommen.

Abbildung 7 : Entwicklung der Elektrolysewirkungsgrade (brennwertbezogen)



Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

Die Angabe der Wirkungsgrade erfolgt innerhalb dieser Arbeit, sofern nicht anders gekennzeichnet, stets brennwertbezogen. Die Angabe der Bezugsgröße Brenn- oder Heizwert ist besonders bei Wasserstoff sehr relevant, da der Unterschied zwischen den beiden Größen mit gut 18 % oder rund 12 Prozentpunkten deutlich ins Gewicht fällt. Für die hier dargestellten Wirkungsgrade wurden folgende weitere Aspekte berücksichtigt:

- Einbindung in das Gesamtsystem

Die hier dargestellten Wirkungsgrade beziehen sich auf das Gesamtsystem und nicht nur die Wirkungsgrade des Elektrolysestacks. Beim Stack handelt es sich um das Kernstück des Elektrolyseurs, welcher aus in Reihe geschalteten Elektrolysezellen besteht. Nebenaggregate der Elektrolyse wie Kompression, Kühlung, Aufreinigung und Steuerung der Anlage wurden bei den Annahmen zum Wirkungsgrad mitberücksichtigt. Diese Komponenten erhöhen den Gesamtenergieverbrauch der Anlagen und führen dazu, dass der Gesamtwirkungsgrad der Anlage unterhalb des reinen Stackwirkungsgrades des Elektrolyseurs liegt. Der Gesamtwirkungsgrad ist jedoch für die Kostenbetrachtung maßgeblich.

- Dynamischer Betrieb

Die Elektrolyseure werden je nach Annahmefall bei Netzbezug oder als Inselösung betrieben. In beiden Fällen wird angenommen, dass die Elektrolyseure eine schwankende erneuerbare Stromproduktion nutzen. Dadurch werden die Elektrolyseure sowohl unter Teillast als auch kurzfristig bei Überlast betrieben. Der Betriebspunkt liegt in diesen Fällen jeweils nicht im Bereich der Nennlast, auf die die Anlage ausgelegt wurde. Eine geringe Unterschreitung der Nennlast kann zu einer Erhöhung des Wirkungsgrades führen. Da aber auch Überlasten, größere Unterschreitungen der Nennlast sowie häufige Lastwechsel beim Abfahren des erneuerbaren Profils eintreten, gehen wir davon aus, dass der Gesamtwirkungsgrad im dynamischen Betrieb etwas geringer als der Nennwirkungsgrad ist.

- Wirkungsgradegradation

Die hier dargestellten Wirkungsgrade stellen die mittleren Werte über die gesamte Lebensdauer der Anlagen dar. Nach Literaturangaben tritt über die Betriebsdauer der Elektrolyseure eine Degradation der Wirkungsgrade bei den einzelnen Elektrolyseurtechnologien in nicht unerheblicher Größenordnung auf. Degradation bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Effizienz des Elektrolyseurs über die Zeit nachlässt. Für die AEL werden hier Werte zwischen 0,25 bis 1,5 % pro Jahr, für die PEMEL zwischen 0,5 und 2,5 % pro Jahr und bei der HTEL zwischen 0,4 bis 6 % pro 1.000 Benutzungsstunden angegeben. Insgesamt liegt daher der Wirkungsgrad über eine angenommene Lebensdauer von 10 bis 15 Jahren zwischen 5 und 10 Prozentpunkten unterhalb des Startwertes.

Lebensdauer

Die Lebensdauer der Elektrolysesysteme wird zwischen 20 und 30 Jahren Systemstandzeit variiert. Je nach Erzeugungsfall betrachten wir eine Bandbreite von 3.000 bis 6.000 VLH, die jährlichen Betriebsstunden liegen aber aufgrund von Teillastbetrieb deutlich höher in der Größenordnung 4.000 bis 8.000 Stunden. Damit ergibt sich eine mittlere Bandbreite der gesamten Betriebsstunden von 80 000 bis 240 000 h der Anlagen. Für die Stacks als kritisches Bauteil mit geringerer Lebensdauer wird eine Erneuerung nach der Hälfte der Lebensdauer der Gesamtanlage angenommen. Die Bandbreite der Stacklebensdauer liegt also zwischen 40 000 und 120 000 Stunden und damit in der Größenordnung der Ergebnisse aus (Smolinka, Wiebe, Sterchele, & Palzer, 2018).

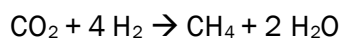
3.5.2 Synthesen

Nachfolgend werden die drei Synthesen, die Bestandteil der untersuchten PtX-Erzeugungsrouten sind, kurz erläutert. Dabei wird auch auf den angenommenen Wirkungsgrad eingegangen, der Bestandteil der Kostenermittlung ist. In jeder Synthese von Kohlenwasserstoffen aus CO₂ muss ein Teil des Elektrolysewasserstoffes mit Sauerstoffatomen des CO₂ verbunden werden, um das CO₂ zu aktivieren (geschieht i.d.R. in der umgekehrten Wassergas-Shift-Reaktion, die als vorgelagerter Bestandteil der drei Synthesen angenommen wird). Das dadurch entstehende Wasser reduziert die Atomökonomie der Reaktion und somit die Effizienz im Sinne der Produktausbeute. Eine Abschätzung theoretischer maximaler Wirkungsgrade wurde über die Stöchiometrie der chemischen Reaktion vorgenommen. Dazu wird das Verhältnis aus dem Brennwert des Produktes und dem Brennwert des einzusetzenden Wasserstoffes gebildet.

Methanisierung

Die chemische Reaktion von Kohlenstoffdioxid zu Methan, auch Sabatier-Prozess genannt, ist eine exotherme Reaktion, die bei 300 bis 700 °C abläuft und katalytisch beschleunigt werden muss. Dabei wird ein CO₂-Molekül mit vier Wasserstoffmolekülen umgesetzt und es entstehen ein Methan- und zwei Wassermoleküle.

Die vereinfachte Reaktionsgleichung der Methanisierung wird wie folgt angenommen:

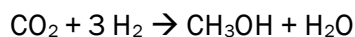


$$\text{Dadurch ergibt sich ein theoretischer Wirkungsgrad von } \eta_{\text{Sab}} = \frac{\text{CH}_4 \cdot 16 \frac{\text{g}}{\text{mol}} \cdot 15,42 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}}{4 \text{H}_2 \cdot 2 \frac{\text{g}}{\text{mol}} \cdot 39,4 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}} = \mathbf{78 \%}$$

Methanolsynthese

Methanolsynthese ist ein großtechnisches Verfahren, das heute in Anwendung ist, allerdings nicht auf Basis von Luft-CO₂. Moderne, effiziente Katalysatoren ermöglichen die Verwendung von Drücken im Bereich von 50-100 bar und von Temperaturen im Bereich von 200-300°C. Die Mehrzahl der neueren Anlagen (seit den 70er Jahren) arbeitet nach dem Niederdruckverfahren auf Basis von Erdgas, allerdings sind auch Synthesen aus Kohle, Ölschiefer, Teersanden, Biomasse und Abfällen möglich (Watter, 2019).

Die vereinfachte Reaktionsgleichung der exothermen Methanolsynthese wird wie folgt angenommen:



$$\text{Dadurch ergibt sich ein theoretischer Wirkungsgrad von } \eta_{\text{MeOH}} = \frac{\text{CH}_3\text{OH} \cdot 32 \frac{\text{g}}{\text{mol}} \cdot 6,29 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}}{3 \text{H}_2 \cdot 2 \frac{\text{g}}{\text{mol}} \cdot 39,4 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}} = \mathbf{85 \%}$$

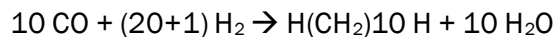
Die Methanolsynthese erreicht damit einen höheren energetischen Wirkungsgrad als die Methanisierung. Literaturwerte bestätigen diese Einschätzung (Watter, 2019).

Fischer-Tropsch-Synthese

Die Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) wurde in den 1920er Jahren als Verfahren zur Kohleverflüssigung entwickelt und ermöglicht, flüssige synthetische Energieträger und Chemierohstoffe aus fossilen und erneuerbaren Kohlenstoffquellen zu erzeugen. Sie wird heute großtechnisch vorrangig auf Basis von Kohle¹⁵ und Erdgas¹⁶ eingesetzt. Die weltweite FTS-Kapazität liegt in der Größenordnung von < 1 % der weltweiten jährlichen Ölnachfrage¹⁷.

In dem Verfahren wird Synthesegas, ein Gemisch aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff, in einem Temperaturbereich von 200-350 °C bei einem Druck um 24 bar, in ein Spektrum aus Kohlenwasserstoffen umgewandelt, dessen Verteilung je nach Temperatur- und Druckniveau sowie Katalysatorauswahl zwischen kurz- bis langkettigen Kohlenwasserstoffen variiert werden kann. Dabei kommen Katalysatoren auf Eisen- oder Kobaltbasis zum Einsatz (Jess & Wasserscheid, 2013).

Die Hauptreaktion der FTS wird mit $\text{CO} + 2 \text{H}_2 \rightarrow (-\text{CH}_2)_n + \text{H}_2\text{O}$ beschrieben. Zur Abschätzung des Wirkungsgrades wird als vereinfachte Reaktionsgleichung die Berechnung mit Decan ($\text{C}_{10}\text{H}_{22}$) angenommen:



Der theoretische Wirkungsgrad der FTS ergibt sich zu $\eta_{\text{FTS}} = \frac{\text{C}_{10}\text{H}_{22} \cdot 142 \frac{\text{g}}{\text{mol}} \cdot 12 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}}{31 \text{H}_2 \cdot 2 \frac{\text{g}}{\text{mol}} \cdot 39,4 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}} = 70 \%$

Diese theoretischen Wirkungsgrade der drei Synthesen geben eine Größenordnung für das theoretische Maximum. Im realen Prozess kann man sich diesen Werten nur annähern, denn es sind weitere Verluste zu erwarten, z. B. durch

- nicht vollständigen Reaktionsumsatz,
- Wärmeverluste (exotherme Reaktion, Produktstrom und Verlustwasser liegen bei hohem Temperaturniveau vor),
- Wasserstoffverluste.

Unter der Annahme eines Wasserstoffverlustes in Höhe von 1 bis 5 % und eines CO_2 -Verlustes in Höhe von 3 bis 7 % wurden aus diesen theoretischen Maxima der Synthesewirkungsgrade Werte für die Kostenermittlung ermittelt. Mit folgenden Wirkungsgraden wird im Referenzfall gerechnet (Brennwert Produkt / Brennwert Wasserstoffaufwand):

- Methanisierung: 76 %,
- Methanolsynthese: 83 %,
- Fischer-Tropsch-Synthese: 67 %.

¹⁵ z.B. von Sasol in der weltgrößten CtL-Anlage *Secunda CtL* in Südafrika mit einer Kapazität von rund 8,8 Mio. t/a flüssiger Energieträger. Das entspricht rund einem Drittel des südafrikanischen Bedarfs flüssiger Energieträger (28,8 Mio. t/a in 2017 (BP, 2018)).

¹⁶ z.B. von Qatar Petroleum und Shell in der weltgrößten GtL-Anlage *Pearl GtL* in Katar mit einer Kapazität von rund 6,4 Mio. t/a flüssiger Energieträger.

¹⁷ 40 Mio. t/a FTS Kapazität in 2011 (Jess & Wasserscheid, 2013), Weltölnachfrage in 2017 4622 Mio. t/a (BP, 2018)

3.5.3 Wasserstoff-Pufferspeicher

Für jede der drei Synthesen wird das Bestreben sein, sie möglichst bei Nennlast zu betreiben. Denn Katalysatorwirksamkeit, Reaktionsumsatz und Produktausbeute sowie die Produktzusammensetzung hängen von dem Druck- und Temperaturniveau und der Synthesegaszusammensetzung (dem Verhältnis aus H_2/CO) ab. Aus diesem Grund wird eine Herausforderung realer PtX-Anlagen darin bestehen, den Betrieb der Anlagen zu möglichst hohen Nennlaststundenzahlen der Synthesen und Elektrolysen zu optimieren. Teil der Optimierung werden Wasserstoff-Pufferspeicher sein, die sicherstellen, dass die Fahrweise der Synthese vom Produktionsprofil der Elektrolyse entkoppelt werden kann.

Die Volllaststunden der Elektrolyse reichen, je nach Erzeugungsfall, von 3.000 bis 6.000 VLH. In der Bandbreite der Kostenberechnung dieser Arbeit werden für die nachgelagerten Synthesen 8.000 VLH am unteren Rand, 7.000 VLH im Referenzfall und 6.000 VLH am oberen Rand angenommen.

Für den Fall „MENA Wind/PV“ mit 5.000 VLH ist in Abbildung 8 beispielhaft ein Wasserstoffspeicherprofil ermittelt worden, das notwendig ist, um für die Syntheseanlage 7.000 VLH zu erreichen. Im unteren Teil der Grafik sind die Zeitreihen für EE-Erzeugung (dunkelgrau), aufgenommenem Elektrolysestrom (blau), daraus resultierender Wasserstoffproduktion (grau), Wasserstoff-Einspeicherung (gelb) und Wasserstoff-Ausspeicherung (orange) abgebildet¹⁸. Im oberen Teil der Abbildung werden die Ein- und Ausspeicherzyklen vergrößert dargestellt.

Um in diesem Fall 5.000 Elektrolyse-Volllaststunden zu erhalten, muss die EE-Kapazität die Elektrolyseleistung übersteigen (vgl. Abschnitt 3.3.2). Das Verhältnis von EE-Leistung zu Elektrolyseleistung (elektrisch) beträgt ca. 2,35. Damit können 83 % des EE-Stroms in der Elektrolyse genutzt werden. Um mit der Synthese 7.000 VLH zu erreichen, ergibt sich ein Verhältnis von Elektrolyseleistung (elektrisch) zu Syntheseleistung (Produktausstoß, Hs) von ca. 2,85. Die Synthese kann damit ca. 66 % des EE-Stroms für die PtL-Produktion (Hs) direkt nutzen. Zusätzliche 14 % des EE-Stroms können über einen Wasserstoff-Pufferspeicher nutzbar gemacht werden.

Dafür ist eine Speicherkapazität von rund 25,6 GWh notwendig. Diese Speicherkapazität entspricht einem kleinen Salz-Kavernenspeicher, der z.B. bei 100 bar und 25 °C ca. 85.000 Nm³ Volumen benötigt, um diese Energiemenge an Wasserstoff zu speichern¹⁹. Zur Veranschaulichung: Selbst bei dreifachem Druck (300 bar und 25 °C) wären noch über 1.000 LKW-Tankwagen²⁰ notwendig, um diese Speicherkapazität zur Verfügung zu stellen.

Auf Basis der ermittelten Speichergröße für diesen Erzeugungsfall wurden mit spezifischen Speicherkosten in Höhe von 0,6 EUR/kWh²¹ die Speicherkosten in Abhängigkeit von der installierten Elektrolyseleistung zu 95 EUR/kW_{el} im Referenzfall 2020 bestimmt. Diese Kosten gehen für alle Erzeugungsfälle gleich ein und werden bis 2050 linear auf 81 EUR/kW_{el} reduziert.

¹⁸ Zugrunde liegende Annahmen: Elektrolysewirkungsgrad 75 % (Hs), Synthesewirkungsgrad bezogen auf Wasserstoffinput (Hs) 67 %, Speicherwirkungsgrad 90 %

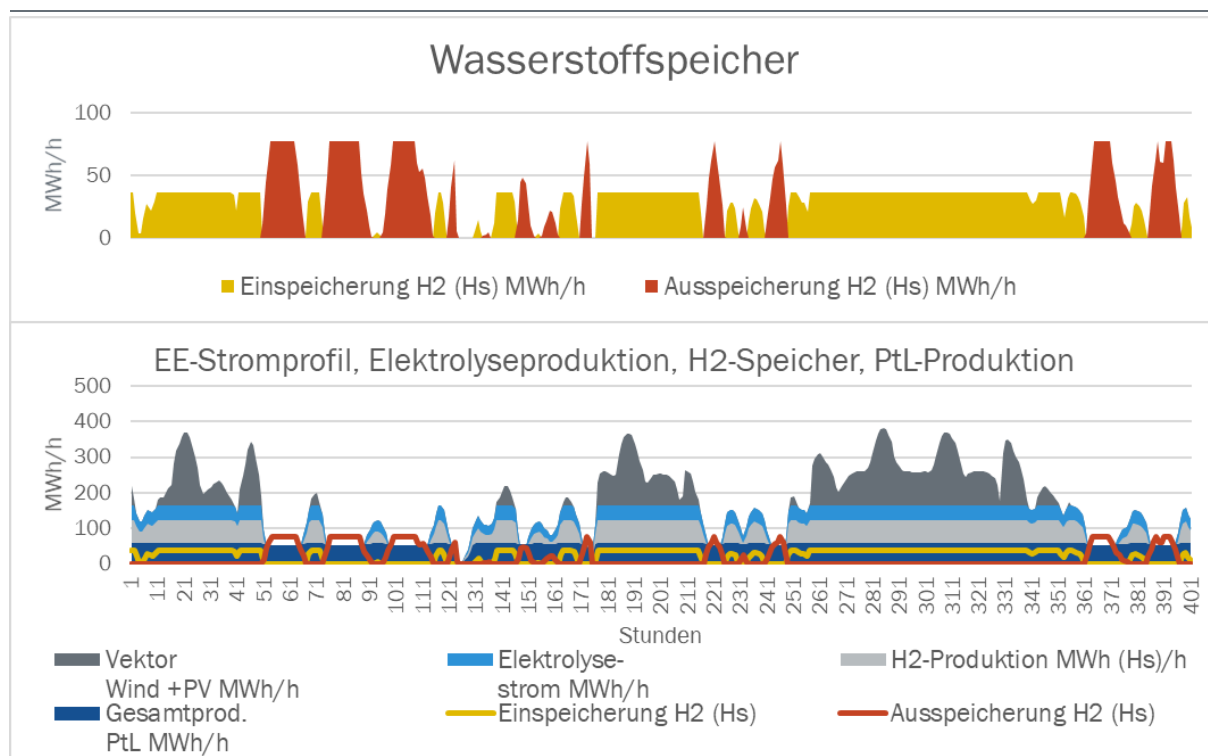
¹⁹ Typische Speichervolumina einer Wasserstoff-Salzkavernen-Einheit: 500*10³ bis 1.000*10³ Nm³, Drücke 60 bis 180 bar, 5 Mio. kg H₂, >150 GWh Speichervolumen pro Speichereinheit (Töpler & Lehmann, 2017).

²⁰ Angenommenes Speichervolumen eines Tanklasters: 30 000 l

²¹ Die tatsächlichen Kosten sind stark abhängig vom Einzelfall (Geologische Formation, Tiefe, Erkundungsgrad, etc.). (Töpler & Lehmann, 2017) zeigen, dass die spezifischen Kosten mit der Speichergröße stark abnehmen und für Speicher > 250 000 Nm³ unter 100 €/Nm³ liegen. Bei 100 bar und 25 °C entspricht das 0,33 EUR/kWh.

Die angesetzten Speicherkosten für Salz-Kavernenspeicher sind günstig im Vergleich zu anderen Wasserstoffspeicheroptionen. Es wird angenommen, dass mit diesem Speicherkostenwert ein unterer Rand der möglichen Pufferspeicherkosten abgedeckt wird. Dafür spricht auch, dass der Erzeugungsfall „Mena Wind/PV“ ein vergleichsweise günstiges Erzeugungsprofil hat.

Abbildung 8: Speicherprofil eines Wasserstoff-Pufferspeichers in Abhängigkeit von EE-Stromerzeugung, Elektrolyseproduktion und PtL-Produktion für zwei Juni-Wochen im Erzeugungsfall MENA Wind/PV



Quelle: Eigene Darstellung

Die Kostenermittlung der Wasserstoff-Pufferspeicherung in Abhängigkeit von EE-Profil, Elektrolyseprofil und Synthesefahrweise für alle Erzeugungsfälle konnte im Rahmen dieser Arbeit nicht geleistet werden. Hier besteht die Möglichkeit, weitere Erkenntnisse zu gewinnen. Es ist aber aufgrund dieser Betrachtung nicht unwahrscheinlich, dass für einige Erzeugungsfälle weitere Kostenbestandteile hinzukommen.

Die Pufferspeicheranalyse am Beispiel „MENA Wind/PV“ lässt bereits erkennen, dass mögliche PtX-Standorte vermutlich auch von einer günstigen Untergrundformation zur Zwischenspeicherung von Wasserstoff abhängig sein werden.

In Deutschland gibt es sehr günstige geologische Voraussetzungen für Kavernenspeicher, ca. 21 Mrd. Nm³ sind z.B. als Erdgasspeicher im Betrieb (ca. 200 TWh Speicherkapazität). In einem Forschungsprojekt wurde für Deutschland ein mögliches Wasserstoff-Speicherpotenzial i.H.v. 1.600 TWh (Hi) ermittelt (Töpler & Lehmann, 2017). Deutschland hat diesbezüglich im europäischen Vergleich vor allem im Norden des Landes sehr günstige Voraussetzungen. Für Aussagen zu den

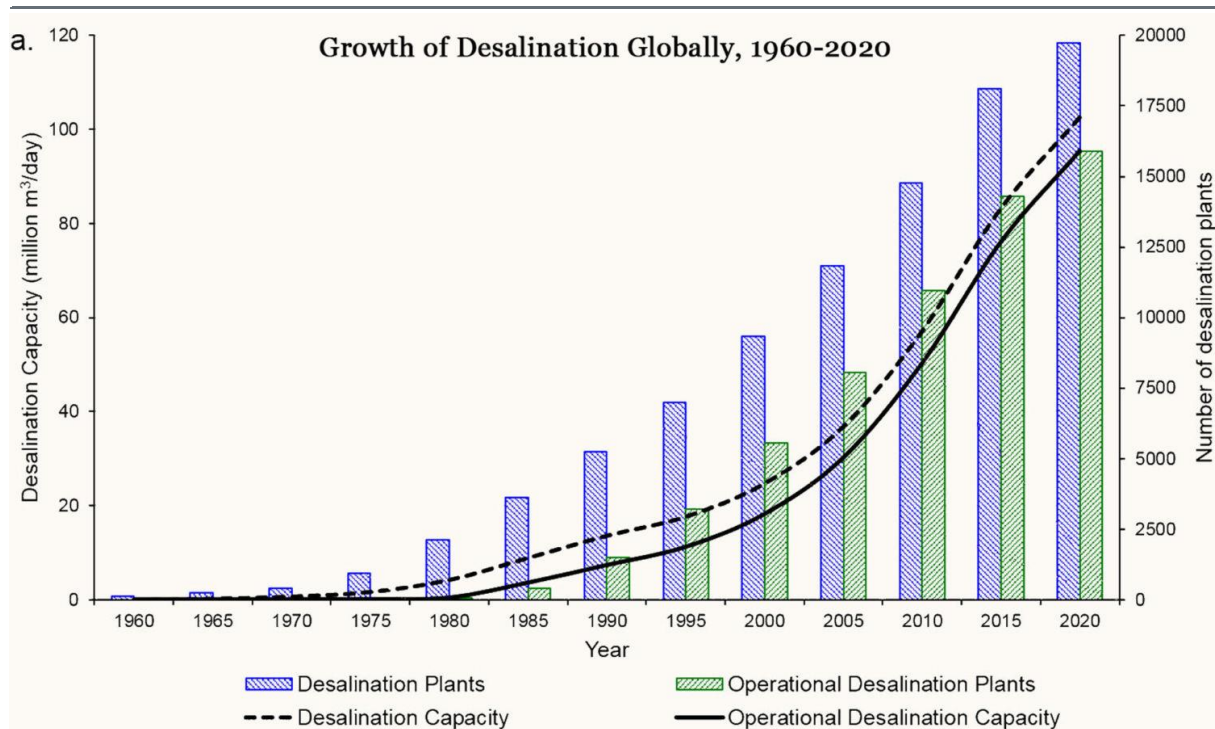
geologischen Voraussetzungen zur Wasserstoffspeicherung in der MENA-Region müssen weitere Untersuchungen erfolgen.

Die Speicheranalyse zeigt auch, dass in der Berechnungsbasis dieser Arbeit die Fälle, in denen die Elektrolyse- und Synthesevolllaststunden eine Differenz > 2.000 h aufweisen, als weniger plausibel eingestuft werden sollten, da in diesen Fällen eine deutliche Verteuerung der Wasserstoffspeicherung zu erwarten ist, die in den Berechnungen nicht abgebildet wird.

3.5.4 Meerwasserentsalzung

Meerwasserentsalzungsanlagen (MWE) werden zunehmend in Regionen mit Trinkwasserknappheit genutzt, um die Wasserversorgung sicherzustellen. Kuwait deckt beispielsweise 100% seiner Wasserversorgung aus Meerwasserentsalzung. Eine aktuelle Studie im Auftrag der Vereinten Nationen (Jones E., 2019) liefert folgende Einschätzung:

Abbildung 9 : Anzahl und Kapazität der globalen Meerwasserentsalzung



Quelle: (Jones E., 2019)

Weltweit wachse die Anzahl der MWE seit den 1960er Jahren stark an, wie Abbildung 9 zeigt. Derzeit seien rund 16 000 Anlagen im Betrieb, die weltweite Wasserproduktion aus MWE betrage rund 95 Mio. m³/Tag, 48 % davon werde in der MENA-Region produziert. Dabei fielen täglich weltweit 142 Mio. m³ konzentrierte Salzlauge als Abfallprodukt an, 50 % mehr als bisher angenommen. Die Lauge enthalte zusätzlich Chemikalien und gelöste Metalle, die dem Prozess der Meerwasserentsalzung beigegeben werden, um die Anlagen zu schützen. Deren Auswirkungen

auf die Umwelt seien problematisch und es werden Verfahren zur Aufbereitung der Salzlauge und Rückgewinnung der Metalle vorgeschlagen.

Diese Verfahren und verschärfte Auflagen bezüglich der Entsorgung der umweltproblematischen Rückstände können zu erhöhten Kosten der Anlagen führen. Derartige Entsorgungskosten sind in unseren Kostenannahmen nicht berücksichtigt.

Diese Problematik besteht also bereits mit der bestehenden Anlagenkapazität zur Versorgung mit Trinkwasser. Ein Export von PtX-Energieträgern aus Regionen mit Wasserknappheit könnte hier aufgrund des zusätzlichen Produktionswasserbedarfes zusätzliche Herausforderungen mit sich bringen.

In dieser Untersuchung liegen die Investitionskosten für Meerwasserentsalzungsanlagen im Jahr 2018 bei 9,5 €/tH₂O/a) und der Energiebedarf bei 4,5 kWh_{el}/m³ Wasser²². Die Betriebskosten werden zu 4 % der jährlichen CAPEX angenommen, die Lebensdauer zu 30 Jahren. Damit ergeben sich bei einem WACC von 10 % die aktuellen Kosten für Trinkwasser aus MWE zu rund 1,5 EUR/t.

3.5.5 CO₂-Gewinnung aus der Luft (Direct-Air-Capture)

Aus konzentrierten Quellen, wie z.B. dem Abgasstrom von Kohlekraftwerken, ist die Abscheidung von CO₂, beispielsweise mittels Aminwäsche, Stand der Technik. Sie wird großindustriell eingesetzt, z.B. um das abgeschiedene CO₂ in Erdölfelder zu verpressen und somit die verbleibende Förderrate der Ölfelder weiter zu erhöhen (Enhanced Oil Recovery, EOR).

Die CO₂-Gewinnung aus der Luft ist hingegen eine junge Technologie, die von wenigen Forschungseinrichtungen und Unternehmen mit unterschiedlichen Technologien betrieben bzw. erforscht wird.

Zu diesen gehören Climeworks (CH), Global Thermostat (USA), Inventys, Husky (CAN), VTT (FIN), Zentrum für Solarenergie- und Wasserstoff-Forschung, ZSW (D), Carbon Engineering (CAN).

Climeworks kommuniziert einen Zielwert von 100 USD/t CO₂²³, die wiederum in vielen Veröffentlichungen als Zukunftswert verwendet werden, wobei die heutigen Kosten für die Luftabscheidung in der Größenordnung von 600 USD / t CO₂ liegen (Climeworks, 2019). Die Bandbreite der diskutierten Kosten ist allerdings noch größer, sie geht bis zu 1.000 USD /t CO₂ (House K. Z., 2011).

Die CO₂-Luftabscheidung steht vor der Herausforderung der geringen Konzentration von CO₂ in Luft. Unabhängig vom Verfahren, das für die CO₂-Abscheidung angewendet wird, macht die Beispielrechnung in der nachfolgenden Infobox die Größenordnung des Aufwandes deutlich.

²² Die Technologien Umkehrosmose oder Membrandestillation erreichen Energiebedarfe in dieser Größenordnung, vgl. (Caldera, Bogdanov, & Breyer, 2016)

²³ Anfragen zu den Annahmen, die hinter dieser Zielgröße stehen, wurden durch Climeworks bis Redaktionsschluss leider nicht beantwortet.

CO₂ aus der Luft – wie aufwendig ist das?

Rechnet man mit 400 ppm CO₂ in Luft, entspricht das einem Volumenanteil von 0,04 % oder einem Massenanteil von 0,06 %. Um ein Kilogramm CO₂ zu gewinnen, müssen darum mindestens rund 1.370 m³ bzw. 1,65 Tonnen Luft durch die Abscheidungsanlage bewegt werden²⁴. Das heißt die Luft wird durch einer Verdichteranlage angesaugt und beschleunigt und durch die Abscheideanlage befördert. Angenommen es muss dabei ein Gegendruck von 10 mBar überwunden werden und der Verdichterwirkungsgrad beträgt 50 %, bedeutet das 0,56 Wh/m³ Luft und damit 761 kWh_{el}/t CO₂, die allein für die Luftbewegung für die Luftmenge aufgewendet werden müssen, die ein Kilogramm CO₂ enthält.

Carbon Engineering hat 2018 eine detaillierte Kostenanalyse seines Prozesses veröffentlicht und stellt dort dar, dass Kosten in der Bandbreite von 94 – 232 USD / t CO₂ möglich sind (Keith W., 2018). Dieser Prozess verwendet allerdings Erdgas als Teil des Energieinputs, sodass etwa 1/3 des CO₂ fossil ist.

Die Annahmen zur DAC in dieser Untersuchung basieren auf Daten von (Keith W., 2018), (Climeworks AG, 2017) und eigenen Berechnungen. Im Jahr 2018 liegen die Annahmen zu den Investitionskosten bei 1.574 EUR₂₀₁₆/(t CO₂/a), die degressive Entwicklung im Zeitverlauf wird in Tabelle 4 dokumentiert. Der Energiebedarf liegt bei 700 kWh_{el}/t CO₂ und 2.200 kWh_{th}/t CO₂²⁵. Die Betriebskosten werden zu 4 % der jährlichen CAPEX angenommen, die Lebensdauer zu 30 Jahren. Damit ergeben sich die Kosten für CO₂ aus Luft z.B. bei einem WACC von 10 % und Energiekosten von 12 EUR Ct/kWh_{el} und 1 EUR Ct/kWh_{th} zu rund 350 EUR/t Für jeden Erzeugungsfall liegen unterschiedliche Energie- und Kapitalkosten vor, sodass auch die CO₂-Kosten in den Fällen variieren. Im Ergebnisteil zeigt Abbildung 14 beispielsweise die Entwicklung der CO₂-Kostenbandbreite basierend auf den Annahmen und Energiekosten im Fall MENA Wind/PV bis zum Jahr 2050.

²⁴ Da eine Abscheiderate von 100 % unwahrscheinlich ist, wird die notwendige Luftmenge noch größer sein, Climeworks gibt 1500 m³ an.

²⁵ Die Annahmen zum elektrischen und thermischen Energieverbrauch wurden im laufenden Forschungsprojekt CORAL bestätigt. Dort liegt die Bandbreite zwischen 505 bis 1.010 kWh_{el}/t CO₂ und 2020 bis 2525 kWh_{th}/t CO₂ (ZSW, 2019)

3.5.6 Anlagenkosten

Tabelle 4 stellt die Entwicklung der Investitionskostenannahmen und die Faktoren für eine Variation in der Kostenbandbreite dar.

Tabelle 4: Annahmen zu Investitionskosten							
Anlage	Einheit	2020	2030	2040	2050	Variation untere Bandbreite	Variation obere Bandbreite
AEL	EUR ₂₀₁₆ /kW _{el}	878	717	594	512	0,90	1,10
Stack AEL	EUR ₂₀₁₆ /kW _{el}	439	358	297	256	0,72	1,32
PEMEL	EUR ₂₀₁₆ /kW _{el}	1.610	1.216	952	793	0,90	1,10
Stack PEMEL	EUR ₂₀₁₆ /kW _{el}	805	608	476	396	0,72	1,32
HTEL (SOEC)	EUR ₂₀₁₆ /kW _{el}	1.999	1.477	1.123	905	0,90	1,10
Stack HTEL	EUR ₂₀₁₆ /kW _{el}	1.000	739	561	453	0,72	1,32
Methanisierung	EUR ₂₀₁₆ /kW _{Produkt}	665	562	519	481	0,90	1,10
Methanolsynthese	EUR ₂₀₁₆ /kW _{Produkt}	802	641	579	527	0,90	1,10
FT-Synthese	EUR ₂₀₁₆ /kW _{Produkt}	1.043	833	753	686	0,90	1,10
Wasserstoffspeicher	EUR ₂₀₁₆ /kW _{el} EL	95	90	86	81	0,90	1,10
DAC CO ₂	EUR ₂₀₁₆ /(t CO ₂ /a)	1.416	1.275	1.147	1.033	0,75	1,10
Meerwasserentsalzung (MWE)	EUR ₂₀₁₆ /(t H ₂ O/a)	9.0	8.6	8.1	7.7	0,90	1,10
Dampfreformierung	EUR ₂₀₁₆ /kW H ₂ (Hs)	300	300	300	300	0,90	1,10

Die Startwerte der Investitionskosten wurden auf Basis von Literaturrecherchen und eigenen Annahmen festgesetzt. Die Kostensenkungen im Zeitverlauf (bis zum Jahr 2050) wurden – als Mittelwert zweier Ansätze zu Lern- und Kostenfunktionen gebildet. Dabei gingen Annahmen zum technologischen Reifegrad der jeweiligen Technologie mit ein. Die ermittelten Entwicklungen wurden wiederum mit Literaturwerten abgeglichen.

Grundsätzlich werden in der Technologieentwicklung und einem Markthochlauf neuer Technologien Kostensenkungen aufgrund folgender Einflüsse erwartet:

- Skaleneffekte
- Höhere Produktionsvolumina
- Lieferkettenentwicklung
- Erhöhter Automatisierungsgrad im Herstellungsprozess
- Technologische Innovationen

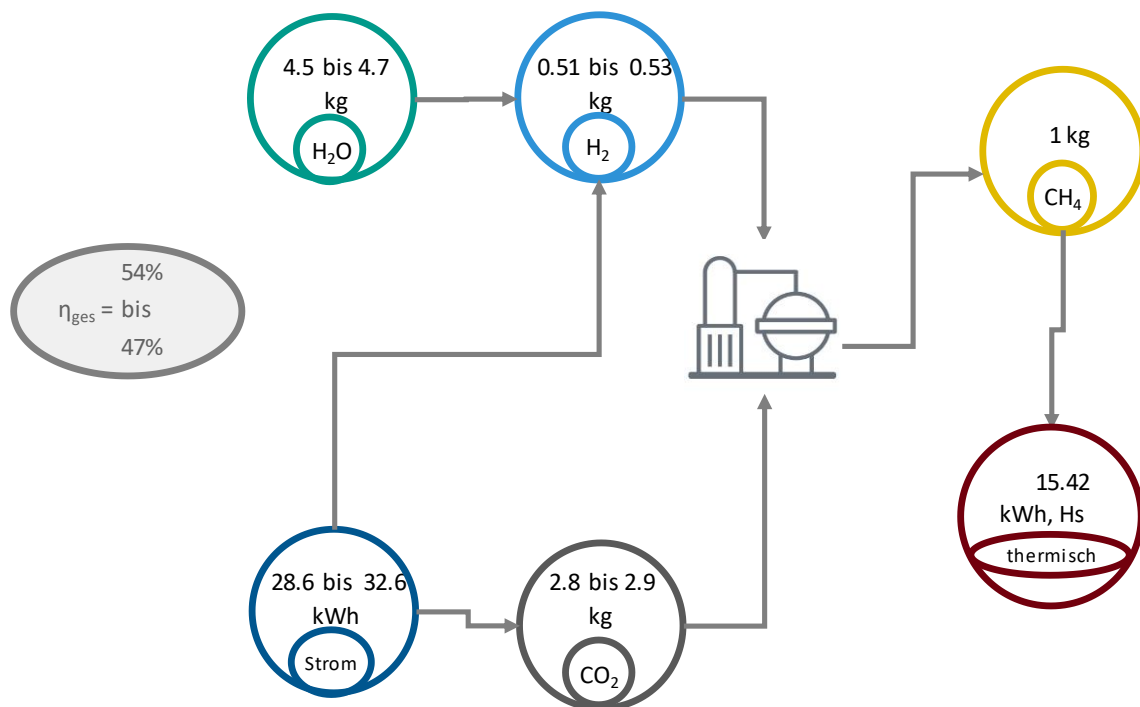
3.6 Energie- und Stoffbilanzen

In diesem Abschnitt wird vereinfacht dargestellt, welche grundlegenden Energie- und Massenströme in die Berechnungen der Gestehungskosten eingehen. Allerdings werden Wärmeströme nicht abgebildet und die Strommengen entsprechen dem Bedarf für die Elektrolyse, CO₂-DAC und die Meerwasserentsalzung. Diese Bilanzierung ist als Minimalbilanz zu verstehen, das heißt nahe dem theoretischen Optimum. In realen Prozessen ist zu erwarten, dass man sich diesem nur annähern kann. Folgendes Vorgehen liegt zugrunde: Aus Produktwasserstoff und Produktkohlenstoff, errechnet als Massenanteile der Elemente der PtX-Zielprodukte, wird der Wasserstoff- und CO₂-Bedarf des Produktes errechnet. Zu diesen werden angenommene Verluste addiert. Diese betragen am unteren Rand der Bandbreite 1 Massen-% für Wasserstoff und 3 Massen-% für CO₂, am oberen Rand der Bandbreite 5 Massen-% für Wasserstoff und 7 Massen-% für CO₂. Der Strombedarf wird errechnet aus dem Bedarf für die Wasserstoffherzeugung über die Elektrolysewirkungsgrade und die spezifischen elektrischen Energiebedarfe der CO₂-Luftabscheidung und Meerwasseraufbereitung.

3.6.1 Methanisierung

Abbildung 10 stellt die Bilanz für PtG-Methan dar. Für die Methanisierung ergibt sich pro Kilogramm PtG-Methan ein Bedarf von etwa 4,5 bis 4,7 kg Wasser und 2,8 bis 2,9 kg CO₂. Der damit verbundene elektrische Energieaufwand entspricht 28,6 bis 32,6 kWh_{el}. Brennwertbezogen wird daraus ein elektrischer Gesamtwirkungsgrad zwischen 47 und 54 % errechnet.

Abbildung 10 : Energie- und Stoffströme von PtG-Methan

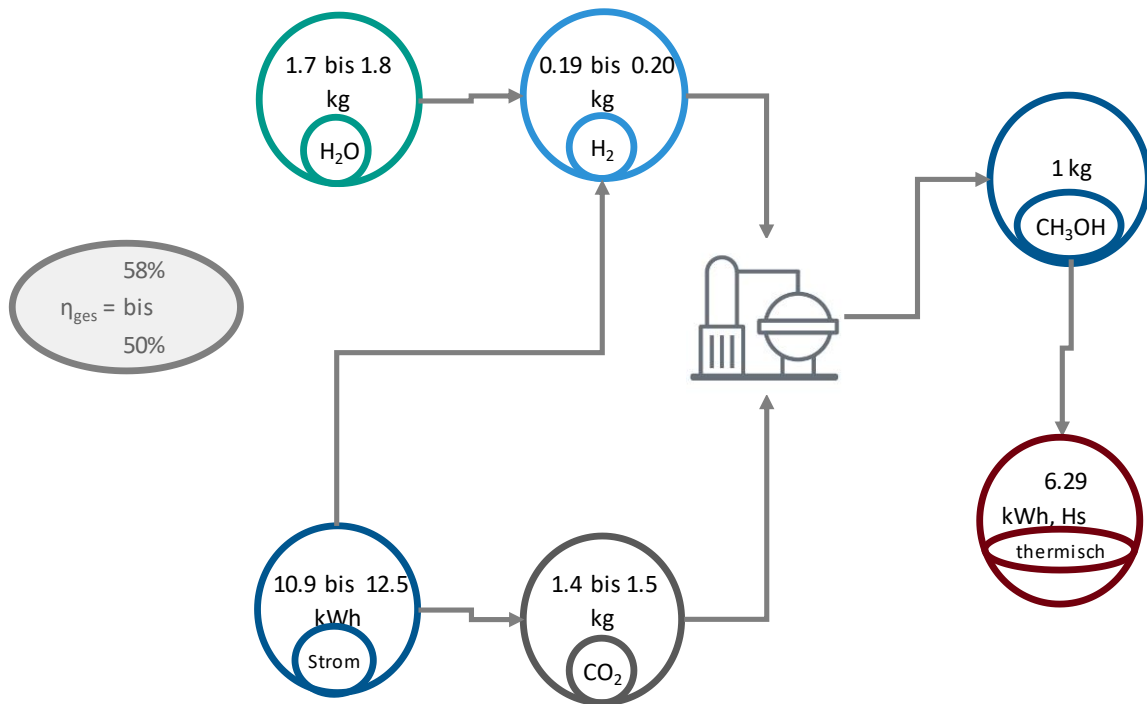


Quelle: Eigene Darstellung, η_{ges} : elektrischer Gesamtwirkungsgrad

3.6.2 Methanolsynthese

Abbildung 11 stellt die Bilanz für PtL-Methanol dar. Für die Methanolsynthese ergibt sich pro Kilogramm PtL-Methanol ein Bedarf von etwa 1,7 bis 1,8 kg Wasser und 1,4 bis 1,5 kg CO₂. Der damit verbundene elektrische Energieaufwand entspricht 10,9 bis 12,5 kWh_{el}. Brennwertbezogen wird daraus ein elektrischer Gesamtwirkungsgrad zwischen 50 und 58 % errechnet.

Abbildung 11 : Energie- und Stoffströme von PtL-Methanol



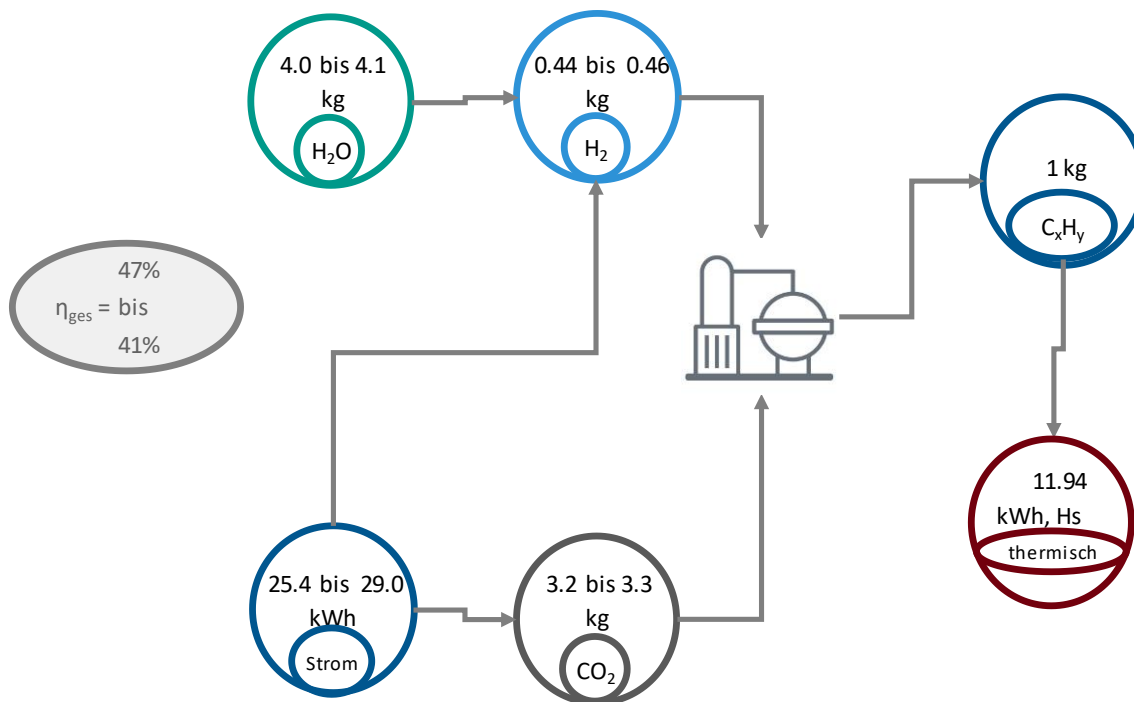
Quelle: Eigene Darstellung, η_{ges} : elektrischer Gesamtwirkungsgrad

Für das weitere Upgrading von Methanol zu Kraftstoffen wird ein brennwertbezogener Aufwand von 20 Energie-% angenommen, der auf Basis des Methanol-to-Gasoline-Prozesses errechnet wurde. Dieser ist aus Methanol zu decken.

3.6.3 Fischer-Tropsch-Synthese

Abbildung 12 stellt die Bilanz für PtL-Fischer-Tropsch dar. Für die Fischer-Tropsch-Synthese ergibt sich pro Kilogramm PtL-FT-Syncrude ein Bedarf von etwa 4 bis 4,1 kg Wasser und 3,2 bis 3,3 kg CO₂. Der damit verbundene elektrische Energieaufwand entspricht 25,4 bis 29 kWh_{el}. Brennwertbezogen wird daraus ein elektrischer Gesamtwirkungsgrad zwischen 41 und 47 % errechnet. Für das weitere Upgrading von dem Rohprodukt FT-Syncrude zu Kraftstoffen (Diesel, Benzin, Kerosin) wird ein brennwertbezogener Aufwand von 5 Energie-% angenommen, der auf Basis des heutigen Energieeinsatzes der Raffinerien abgeschätzt wird. Dieser ist aus dem Rohprodukt zu decken.

Abbildung 12 : Energie- und Stoffströme von PtL-Fischer-Tropsch



Quelle: Eigene Darstellung, η_{ges}: elektrischer Gesamtwirkungsgrad

Die Gegenüberstellung der Synthesen zeigt, dass die Methanolsynthese die höchsten Wirkungsgrade erreichen kann, auch höher als die Methanisierung. Methanol als Energieträger ist darum eine interessante Option zukünftiger Energieträger, auch als Ersatz für Methan.

Dafür spricht z.B. auch, dass mit Methanol ein flüssiges Produkt hoher volumetrischer Energiedichte vorliegt und das Problem des Methanschlupfes nicht auftritt. Methanschlupf, die Emission unverbrannten Methans, tritt bei Verbrennungsmotoren auf. Durch Methanschlupf wird aufgrund der etwa 25-fachen Klimawirksamkeit von Methan der Klimabilanzvorteil von Methan gegenüber flüssigen Kraftstoffen reduziert. (Watter, 2019) stellt die Chancen Methanols als Langzeitspeicher und Option für mobile Anwendungen, z.B. mit Potenzial für die Schifffahrt, am Beispiel verschiedener Forschungsinitiativen dar.

Hochoktanige Ottokraftstoffe, die in konventionellen Motoren eingesetzt werden, können im Verfahren Methanol-to-Gasoline (MTG) erzeugt werden. Aufgrund der Umwandlungsverluste der MtG geht der Wirkungsgradvorteil der Methanolsynthese in diesem Upgrading-Schritt wieder verloren.

Die Fischer-Tropsch-Synthese deckt ein anderes Produktspektrum ab als die Methanolsynthese und ist darum nicht weniger interessant. Aus ihr gehen langkettige Kohlenwasserstoffe und auch Wachse hervor, die z.B. in der chemischen Industrie verwendet oder durch Crackverfahren wiederum in kürzere Kohlenwasserstoffketten umgewandelt werden können. Der Schritt zu Kraftstof-

fen, die in heutigen Verbrennungskraftmaschinen eingesetzt werden können (Diesel, Kerosin, Benzin), ist deutlich verlustärmer als beim Methanolphad.

Grundsätzlich besteht bezüglich der gesamten PtX-Kette von Strom zum Energieträger weiterer Forschungsbedarf. Es gilt herauszufinden, welche der Pfade die Anforderungen an eine EE-Strombasierte Produktion am besten erfüllen können.

3.7 Transportkosten

Zur Ermittlung der Bereitstellungskosten der strombasierten Energieträger beim Endverbraucher wurden Transportkosten ermittelt. Dabei wurde einheitlich der Transport per Pipeline angenommen. Es besteht, wie bei den konventionellen Energieträgern auch, natürlich auch die Option des Schiffstransportes, die aus nachfolgenden Gründen nicht für die Kostenberechnung berücksichtigt wurde:

- Durch Pipelinetransport kann ein konsistenter Berechnungsansatz sichergestellt werden, der die Vergleichbarkeit der Transportkosten der unterschiedlichen PtX-Produkte ermöglicht.
- Der Transport der (nahezu) THG-neutralen strombasierten Energieträger kann – den Antrieb der Pipelines durch den EE-Strom der Erzeugungsregion vorausgesetzt – somit auch als THG-neutral angenommen werden.
- Beim Schiffstransport muss die Frage des Schiffskraftstoffes diskutiert werden:
 - Werden die Schiffe mit fossilen Kraftstoffen (z.B. Schweröl oder Schiffsdiesel) betrieben, sind die distanzspezifischen Transportkosten gering. Durch die erhöhte Transportdistanz der Schiffsrouten von der MENA-Region nach Deutschland wird dieser Vorteil gegenüber dem Pipelinetransport wieder aufgehoben. Dem transportierten strombasierten Energieträger sind zudem THG-Emissionen durch den Transport zuzurechnen.
 - Werden die Schiffe mit dem zu transportierenden PtX-Energieträger betrieben, sind die distanzspezifischen Transportkosten hoch und der Schiffstransport wird die deutlich teurere Option gegenüber dem Pipelinetransport.
- Die analysierten Kostenpfade setzen die Entwicklung und Installation relevanter Erzeugungskapazitäten voraus, deren umfangreiche Erzeugungsparks aus EE-Erzeugung, Wassergewinnung, CO₂-Gewinnung, Elektrolyseanlagen und Synthesen auf eine typische Lebensdauer von 30 Jahren oder mehr ausgelegt sein würden. Sofern für eine Region wie die MENA ein Absatzmarkt wie Europa erschlossen werden kann, gehen wir davon aus, dass dies über Pipelines erfolgen würde. Abbildung 13 zeigt bereits bestehende Gaspipeline-Verbindungen von der MENA nach Europa.
- Bezüglich des Schiffstransportes von Wasserstoff besteht zudem die Herausforderung der geringen volumetrischen Energiedichte. Der Wasserstofftransport per Schiff setzt eine signifikante Erhöhung der Energiedichte voraus, etwa durch Verflüssigung²⁶ (-253 °C) o-

²⁶ Flüssigwasserstoff setzt Abkühlung auf -253 °C voraus. Der Aufwand der Verflüssigung beträgt bis zu 40% des Heizwertes. Dazu kommt der sogenannte „Boil-Off-Effekt“: Flüssigwasserstoff im Transportschiff kocht, weil die Transporttanks nicht ideal isoliert sein können. Aufgrund des stetigen Wärmeeintrages resultiert eine stetige Verdampfung eines Anteils, Größenordnung 0,2 – 1 Vol.-% /Tag. Dieser Anteil könnte im Antrieb des Schiffes verwendet werden. Bei LNG (Flüssigerdgas, -162 °C) wird das bereits umgesetzt.

der flüssige organische Wasserstoffträgersubstanzen (LOHC²⁷). Auch werden Transporte in Form von Ammoniak (NH₃) diskutiert. Die Optionen haben gemein, dass die Überführung des Wasserstoffes in den Transportzustand und die Rückführung am Zielort in den Nutzungszustand einen sehr großen Anteil der Transportenergie ausmacht. In Regionen, wo Pipelines keine Option sind, wie zwischen Japan und Australien²⁸, werden diese Optionen des Schiffstransportes in Erwägung gezogen, wie beispielsweise im World Energy Outlook 2018 dargestellt (International Energy Agency, 2018). In diesen Fällen sind die Kosten der Verflüssigungs- bzw. allgemein „in den Transportzustand“-überführenden Anlagen mit zu berücksichtigen.

²⁷ LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier, Substanzen z.B.: Toluol, Methylcyclohexan, N-Ethylcarbazol, Dibenzyltoluol. Be- und Entladung erfordern bis zu 57 % des Heizwertes, wenn keine Abwärmenutzung möglich ist.

²⁸ Z.B. ein tiefer Meeresgraben erhöht die Kosten einer Pipeline deutlich.

Abbildung 13: Gaspipelines zwischen Nordafrika und Europa



Quelle: (ENTSOG, 2019)

Die **Transportkosten vom Erzeugungsort nach Deutschland** wurden auf die Gesteungskosten aufgeschlagen und ergeben den Grenzübergangspreis frei deutsche Grenze. Sie wurden als Summe folgender Kostenanteile berechnet, die in Tabelle 5 aufgelistet sind:

- **Energiebedarf zur Konditionierung**
Der Energiebedarf, der aufgewendet werden muss, um den Energieträger in seinen Transportzustand zu versetzen (z.B. Kompressionsenergie).
- **Transportenergie**

Der Energiebedarf, der aufgewendet werden muss, um die Transportdistanz zu überwinden (Antrieb von Verdichtern und Pumpen zur Überwindung der Verluste in den Rohrleitungen).

- **Infrastrukturkosten**

Kosten für die Transportinfrastruktur (Investitionsausgaben, Betriebskosten und Transportmarge).

Die Werte basieren auf eigenen Analysen und den Veröffentlichungen (Saadi, Lewis, & McFarland, 2018a), (Saadi, Lewis, & McFarland, 2018b), (FNB Gas e.V., 2016). Für Wasserstoff wurde aufgrund der erhöhten Anforderungen an Material und Komponenten ein Aufschlag in Höhe von 20 % für Investitions- und Betriebskosten gegenüber Methanpipelines angesetzt. Der größte Unterschied zwischen den Energieträgern liegt jedoch beim Energiebedarf für Transport und Konditionierung vor. Die spezifische Transportenergie ist für ein Produkt mit geringerer volumenbezogener Energiedichte zwangsläufig höher.

Besonders bei Wasserstoff ist die spezifische Kompressionsarbeit bezogen auf den Heizwert deutlich höher als bei Methan. Zum Beispiel beträgt die Arbeit zur Verdichtung auf 250 bar bei Wasserstoff 9,1% des Heizwertes, während sie bei Methan 2,5% des Heizwertes beträgt (Meier, 2014). Nicht im Einzelfall unterschieden wurde an dieser Stelle das Druckniveau, auf dem die Synthese bzw. Elektrolyseanlage arbeitet und das Produkt (Methan oder Wasserstoff) bereitstellt. Hier liegt möglicherweise ein höheres Druckniveau vor, sodass ein Teil des Konditionierungsaufwandes geringer ausfallen könnte.

Aus Konsistenzgründen einer THG-neutralen Erzeugungs- und Transportkette wird eine elektrische Deckung der Energiebedarfe für Konditionierung und Transport angenommen. Als Energiekosten werden dabei die im jeweiligen Erzeugungsfall ermittelten Elektrolysestromkosten angesetzt²⁹.

Tabelle 5: Spezifische Annahmen für den Transport an den Grenzübergangspunkt Deutschland

	Energiebedarf zur Konditionierung kWh_{el}/kWh(Hs)	Transportenergie MWh_{el}/kWh(Hs)/km	Infrastrukturkosten EUR Ct₂₀₁₆/MWh (Hs)/km
Wasserstoff Pipeline (100 bar)	0,025	0,0509	0,1580
Methan Pipeline (100 bar)	0,02	0,0163	0,1400
Methanol Pipeline	0	0,0010	0,0880
FT-Syncrude Pipeline	0	0,0005	0,0880

²⁹ Es erscheint nicht plausibel, dass z.B. Gas-Pipelineverdichter mit dem verlustbehafteten PtG-Energieträger angetrieben werden, wenn dies auch elektrisch möglich ist.

Die **Transportkosten für die inländische Verteilung** werden mittels spezifischer Kostenfaktoren nach Tabelle 6 berechnet. Die Abschätzung dieser Faktoren basiert für die flüssigen Energieträger auf der gemittelten historischen Differenz zwischen dem Einstandspreis von Rohöl und dem Produktpreis von Diesel über den Zeitraum 2006 bis 2016 abzüglich eines angenommenen Abschlages von 0,6 EUR Ct₂₀₁₆/kWh, der als Marge angenommen wurde. Für Methan wird darauf ein Aufschlag von 0,1 Ct/kWh und für Wasserstoff von 0,4 Ct/kWh angenommen, um die Mehrkosten aufgrund der „Handling“-Nachteile abzubilden. Diese Annahmen werden als optimistisch eingeschätzt und könnten sowohl für Methan, besonders aber auch für Wasserstoff durchaus höher liegen.

Tabelle 6: Kosten für die inländische Verteilung (Transport, Lagerung, Verteilung)

EUR Ct₂₀₁₆ /kWh (Hs)	2020	2030	2040	2050
Wasserstoff	1,5	1,5	1,5	1,5
Methan	1,2	1,2	1,2	1,2
Kerosin, Diesel, Benzin	1,1	1,1	1,1	1,1

Für eine Transportdistanz von 4.000 km, wie sie für die MENA-Region angenommen wird, ergeben sich mit diesem Berechnungsansatz im Referenzfall für das Jahr 2020 folgende Transportkosten (Gesamttransport bis Endverbraucher):

- PtG-Wasserstoff: 3,6 EUR Ct₂₀₁₆/kWh (Hs), bzw. massenbezogen 1,42 EUR / kg Wasserstoff für den Gesamttransport³⁰.
- PtG-Methan: 2,3 EUR Ct₂₀₁₆/kWh (Hs).
- PtL-Energieträger: 1,5 EUR Ct₂₀₁₆/kWh (Hs).

3.8 Kapitalkosten

Innerhalb der Analyse wurden die Kapitalkosten je nach Produktionsstandort im In- und Ausland unterschieden. Für die Kapitalkosten wird generell von risikoaversen Investoren ausgegangen, die die potenziell geringere Investitionssicherheit in Schwellen- und Entwicklungsländern gegenüber Deutschland entsprechend in ihre Renditeerwartungen einpreisen. Aus diesem Grund werden die Kapitalkosten für die MENA Region höher angesetzt als für die inländische Produktion. Die gewählten Werte orientieren sich an für die jeweilige Region üblichen Renditesätzen für Energieprojekte³¹. Da es sich bei PtX-Technologien um eine sehr junge und entsprechend unsichere

³⁰ Im World Energy Outlook 2018 sind für den Fall einer Wasserstoffversorgung Japans durch Australien Kostenwerte für den Transport von Wasserstoff in Form von Ammoniak, LOHC und Flüssigwasserstoff veröffentlicht. Diese liegen je nach Transportart zwischen 2,5 und 2,8 USD /kg, also im Mittel 2,3 EUR/kg. (International Energy Agency, 2018)

³¹ vgl. <http://www.waccexpert.com/>, demnach liegen die WACC für Marokko oder Saudi-Arabien für Öl und Gasprojekte zwischen 9 und 13%

Technologie handelt, könnten in der Praxis durchaus höhere Kapitalverzinsungen auftreten. Die gewählten Werte sind daher als verhalten optimistisch einzuschätzen.

In der Analyse wurden keine staatlichen Instrumente berücksichtigt, die die Kapitalkosten für die Investoren eventuell positiv beeinflussen könnten. Generell besteht eine Reihe von möglichen staatlichen Einflussmöglichkeiten auf die Kapitalkosten, die bei einer konkreten Instrumenten- ausgestaltung zu berücksichtigen sind.

Für die durchschnittlichen gewichteten Kapitalkosten wurden folgende Werte verwendet:

Tabelle 7: Kapitalkosten

	Deutschland	MENA
Unterer Fall		6 %
Referenz	6 %	10 %
Oberer Fall		12 %

Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

3.9 Verbraucherpreise fossiler Energieträger

Tabelle 8 beinhaltet die Verbraucherpreise fossiler Energieträger, die in die Vergleichsrechnungen zwischen strombasierten und fossilen Energieträgern eingehen.

Tabelle 8: Verbraucherpreise fossiler Energieträger im Referenzfall

		2020	2030	2040	2050
Erdgas (Industrie)	EUR Ct ₂₀₁₆ /kWh (Hi)	3,4	3,9	4,2	4,4
Erdgas (Kraftwerke)	EUR Ct ₂₀₁₆ /kWh (Hi)	3,3	3,8	4,1	4,3
Kerosin (ohne ETS)	EUR ₂₀₁₆ /GJ (Hi)	15,4	19,2	20,7	22,3
CO2-Preis	EUR ₂₀₁₆ /t	16	35	52	94

Quelle: Prognos 2019

3.10 Wasserstoff aus Dampfreformierung von Erdgas

Der Großteil der weltweiten Wasserstoffverwendung wird heute über Dampfreformierung von Erdgas gewonnen. Als Vergleichsgröße wurden die Kosten von Wasserstoff aus Dampfreformierung in dieser Untersuchung konsistent mitberechnet. Dabei wurden für den Dampfreformer im Referenzfall folgende Annahmen getroffen:

- Investitionskosten i.H.v. 300 EUR₂₀₁₆ /kW H₂(H_s),
- jährliche Betriebskosten i.H.v. 2 % der jährlichen Investitionsausgaben,
- eine Lebensdauer von 30 Jahren und
- einen Wirkungsgrad i.H.v. 83 % (H_s).

Energiekosten sind die Erdgaspreise (Industrie) aus Abschnitt 3.9 und die Annahmen zu den durchschnittlichen gewichteten Kapitalkosten wurden jeweils konsistent zum Erzeugungsfall angesetzt.

3.11 Ergebnisse

In diesem Abschnitt wird ein Teil der ermittelten Ergebnisse der Kosten strombasierter Energieträger dargestellt. Dabei wird eine Kostenbandbreite unter Variation des WACC, der CAPEX, der Lebensdauer, Elektrolysewirkungsgrade, Prozessverluste und Energiebedarfe für DAC und MWE erzeugt, deren Annahmen im tabellarischen Anhang dokumentiert sind.

Als Beispiel für die Region MENA werden im Fall Wind/PV die Kosten aller untersuchten PtX-Pfade (Wasserstoff, Methan, Methanol und Fischer-Tropsch) dargestellt. Für Deutschland werden die Fälle Wind Onshore, Wind Offshore, und EE-Netzbezug für Wasserstoff dargestellt. Alle Kostenangaben sind reale Eurowerte mit Preisbasis 2016.

3.11.2 MENA Wind/PV

Tabelle 9 stellt die Annahmen zur Kostenbandbreite dar. Der Fall basiert auf 5.000 VLH für die Elektrolyse, variiert zwischen 6, 10 und 12 % WACC, sowie 8.000, 7.000, 6.000 VLH der Synthesen. Als Transportoption wird Pipelinetransport über eine Distanz von 4.000 km angesetzt, was im Falle des Transportes von MENA nach Deutschland die günstigste treibhausgasneutrale Transportoption darstellt.

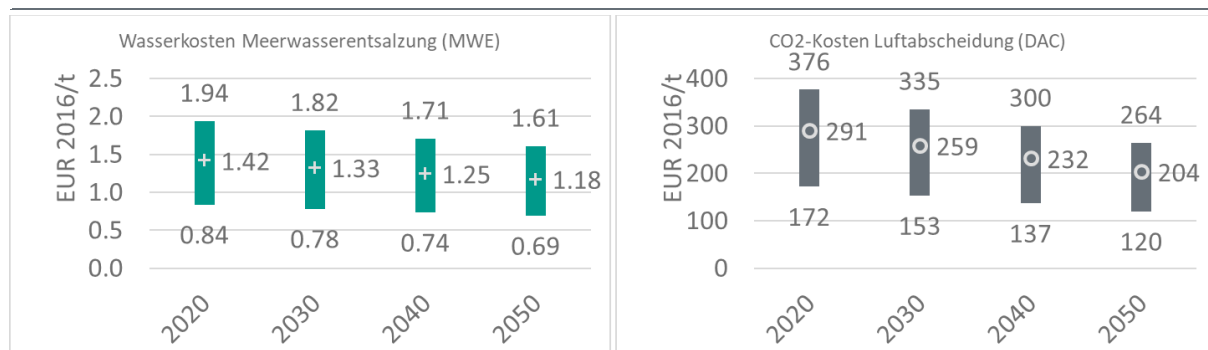
Tabelle 9: Annahmen zur Bandbreite im Fall MENA Wind/PV

	unterer Rand	Referenz	oberer Rand
Volllaststunden Elektrolyse	5.000	5.000	5.000
WACC	6 %	10 %	12 %
Volllaststunden Synthesen	8.000	7.000	6.000
Pipelinetransport km	4.000	4.000	4.000

Wasser und CO₂-Kosten

Die im Erzeugungsfall resultierenden Kosten der Ausgangsstoffe Wasser und CO₂ sind in Abbildung 14 dargestellt. Von 2020 bis 2050 ergibt sich im Referenzfall eine Reduktion der Wasserkosten von 1,42 EUR/t auf 1,18 EUR/t. Die CO₂-Kosten liegen im Referenzfall 2020 bei 291 EUR/t und gehen bis 2050 auf 204 EUR/t zurück.

Abbildung 14: Wasser- und CO₂-Kosten, Fall MENA Wind/PV



Quelle (Eigene Darstellung)

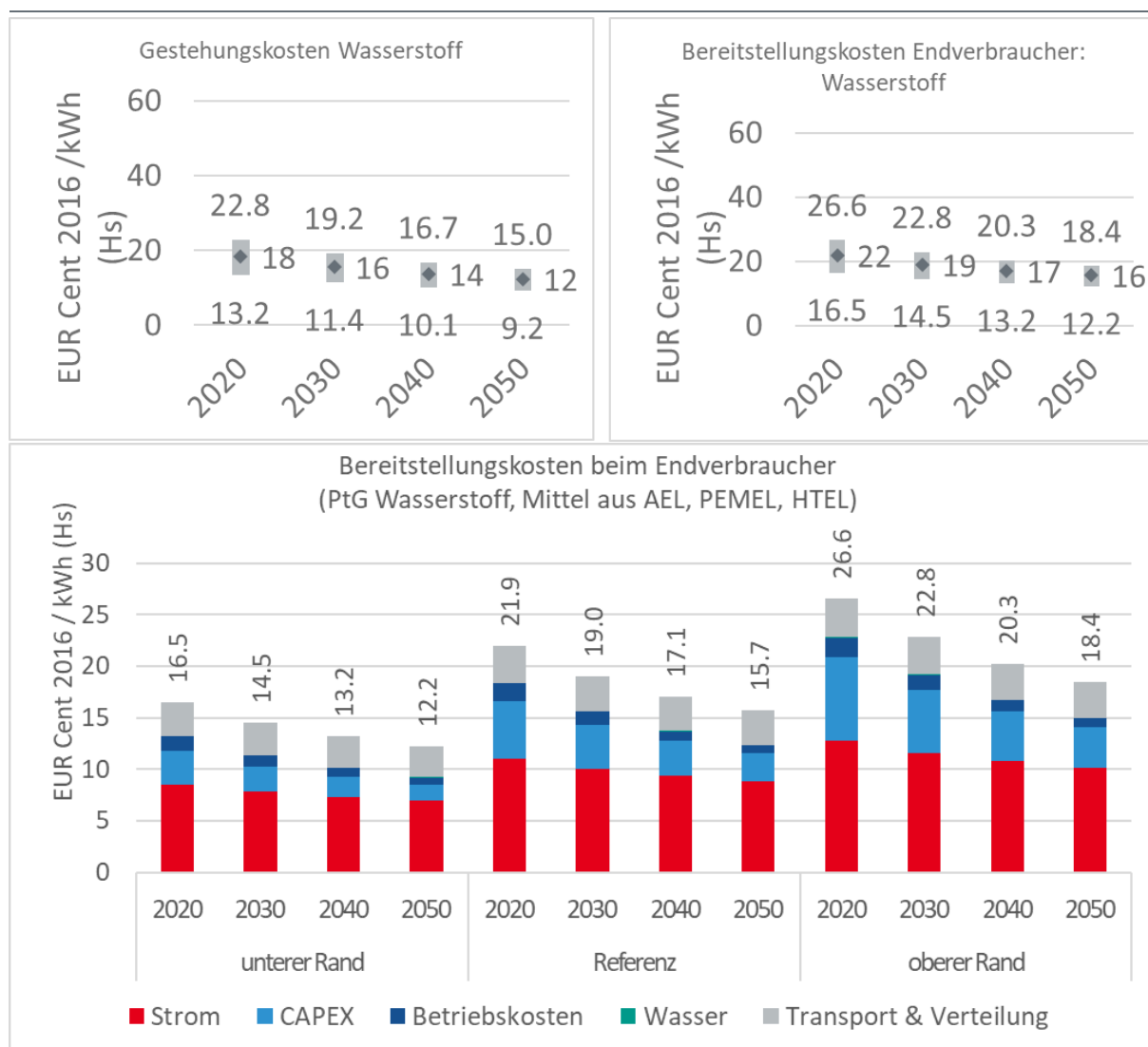
© Prognos AG 2019

PtG-Wasserstoff

Die resultierenden Kosten der Wasserstoffherzeugung zeigt Abbildung 15. Oben links ist die Bandbreite der Gesteungskosten für diesen Fall dargestellt, oben rechts die Bandbreite der Bereitstellungskosten beim Endverbraucher, also Gesteungskosten zzgl. Transport zum Grenzübergangspunkt, inländischer Transport und Verteilung zum Endkunden. Die Kostenbandbreite der Gesteungskosten liegt im Jahr 2020 zwischen 13,2 und 22,8 EUR Ct₂₀₁₆ / kWh (Hs), im Referenzfall bei 18 EUR Ct₂₀₁₆ / kWh (Hs). Mit der angenommenen Entwicklung der Berechnungsparameter sinken die Kosten bis 2050 auf ein Niveau zwischen 9,2 und 15 EUR Ct₂₀₁₆ / kWh (Hs),

im Referenzfall 12 EUR Ct₂₀₁₆ / kWh (Hs). Die Bereitstellungskosten beim Endverbraucher liegen rund drei bis vier Cent über den Gesteungskosten und liegen 2020 zwischen 16,5 und 26,6 EUR Ct₂₀₁₆ / kWh (Hs) und sinken bis 2050 auf eine Bandbreite zwischen 12,2 und 18,4 EUR Ct₂₀₁₆ / kWh (Hs), im Referenzfall 16 EUR Ct₂₀₁₆ / kWh (Hs). Der untere Abschnitt aus Abbildung 15 zeigt die Kostenkomponenten der Bereitstellungskosten beim Endverbraucher. Der größte Kostenanteil (Referenzfall) liegt damit in der Größenordnung von 50 % bei den Energiekosten, 26 % bei den Investitionsausgaben für die Elektrolyse, 8 % bei den Betriebskosten und 16% bei den Kosten für Transport und Verteilung. Diese Anteile variieren jeweils in der Größenordnung von ≤ 10 Prozentpunkten im Zeitverlauf und zwischen den Erzeugungsfällen.

Abbildung 15: Wasserstoff, Fall MENA Wind/PV



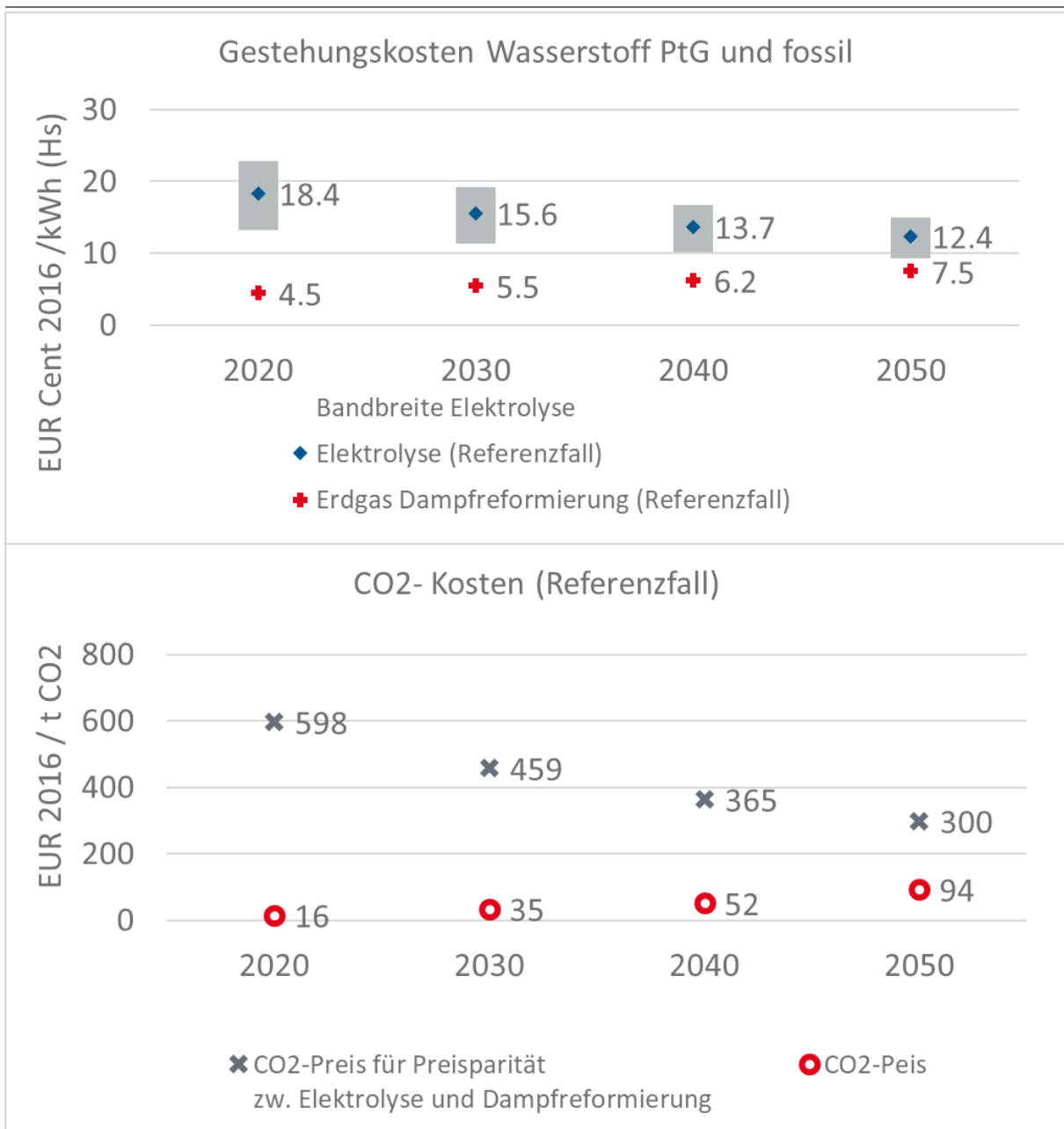
Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

Abbildung 16 zeigt die ermittelte Bandbreite der Gesteungskosten gegenüber einem fossilen Erzeugungspfad von Wasserstoff aus Dampfreformierung von Erdgas. Hier liegen die Verbraucherpreise fossiler Energieträger aus Abschnitt 3.9 zugrunde und die Annahmen zur Dampfrefor-

mierung aus Abschnitt 3.10. Die Werte zeigen, dass Wasserstoff auf Basis von Erdgas im Jahr 2020 im Referenzfall etwa 25 % der Gesteungskosten aufweist wie PtG-Wasserstoff aus der MENA-Region. Auch bei einem CO₂-Preis von 94 EUR/Tonne im Jahr 2050 liegen die Kosten des fossilen Wasserstoffs noch bei 60 % des PtG-Wasserstoffs. In diesem Fall wäre ein CO₂-Preis von 300 EUR/t im Jahr notwendig, um den fossilen Wasserstoff auf die Gesteungskosten des PtG-Wasserstoffs zu verteuern. Im Jahr 2020 liegt dieser Wert noch bei 598 EUR/t CO₂.

Abbildung 16: PtG-Wasserstoff ggü. fossilem Wasserstoff, Fall MENA Wind/PV



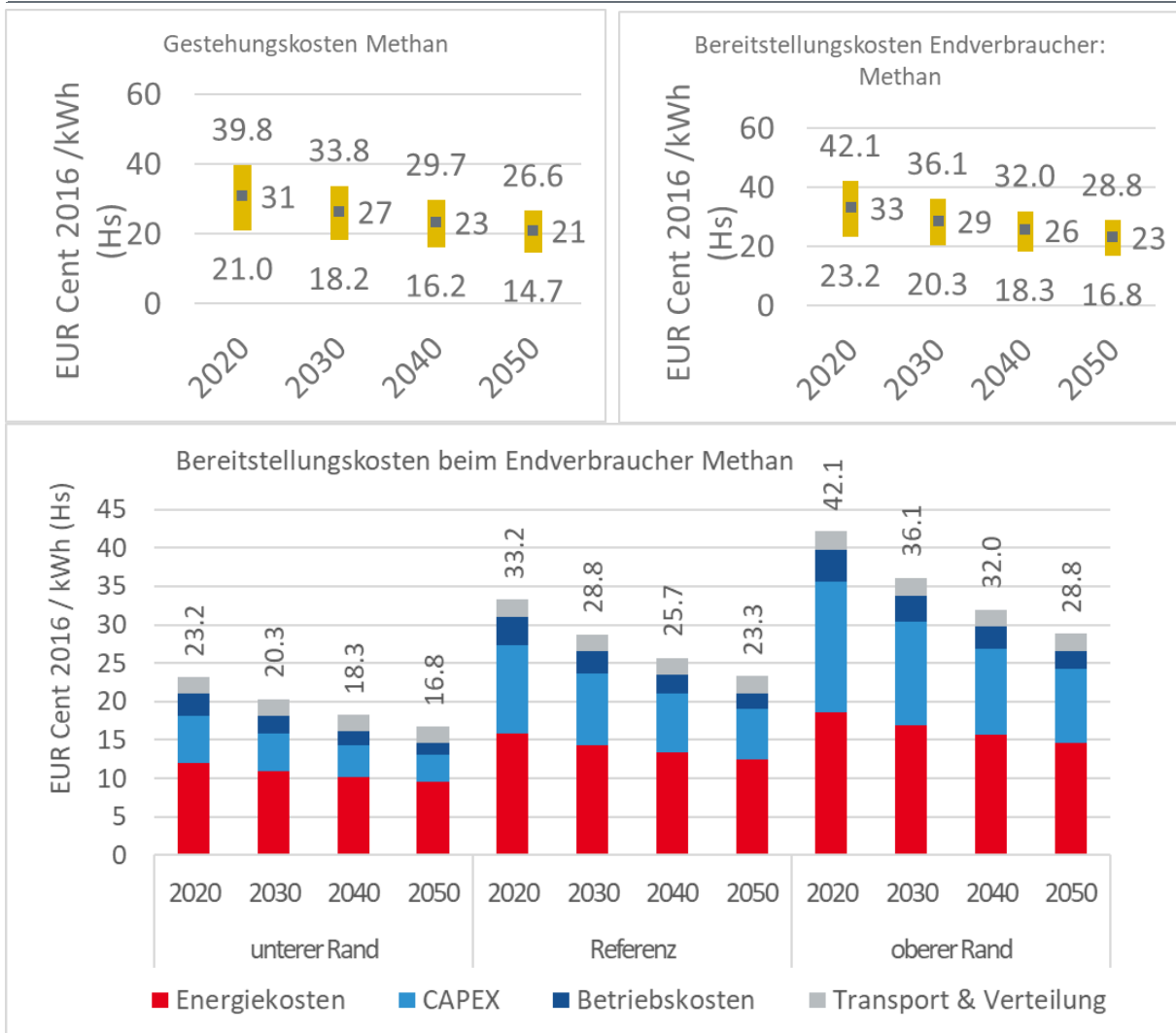
Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

PtG-Methan

Analog zum Wasserstoff werden die weiteren Kosten dargestellt, in diesem Abschnitt für PtG-Methan.

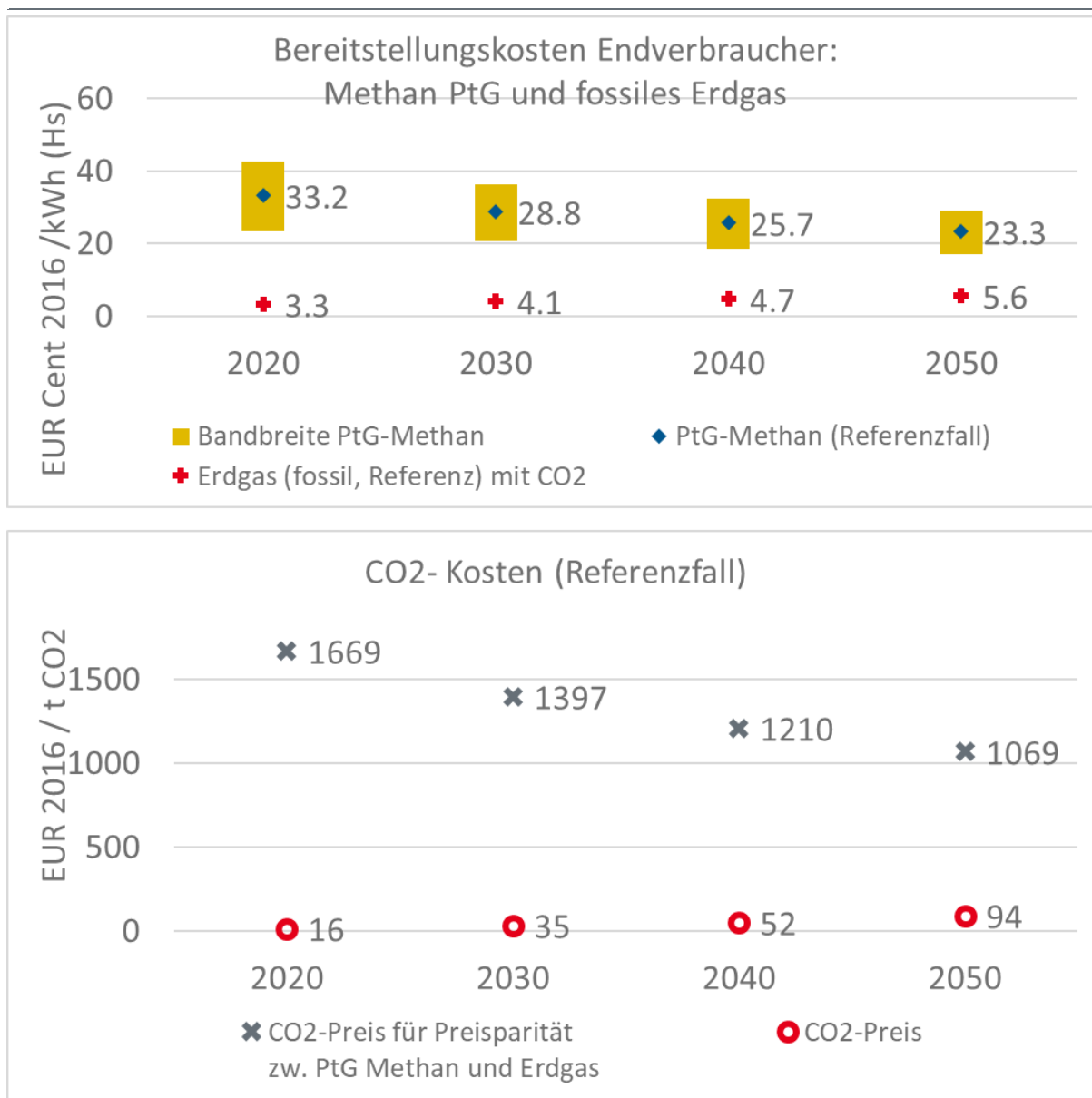
Abbildung 17: Methan, Fall MENA Wind/PV



Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

Abbildung 18: PtG-Methan ggü. fossilem Methan, Fall MENA Wind/PV



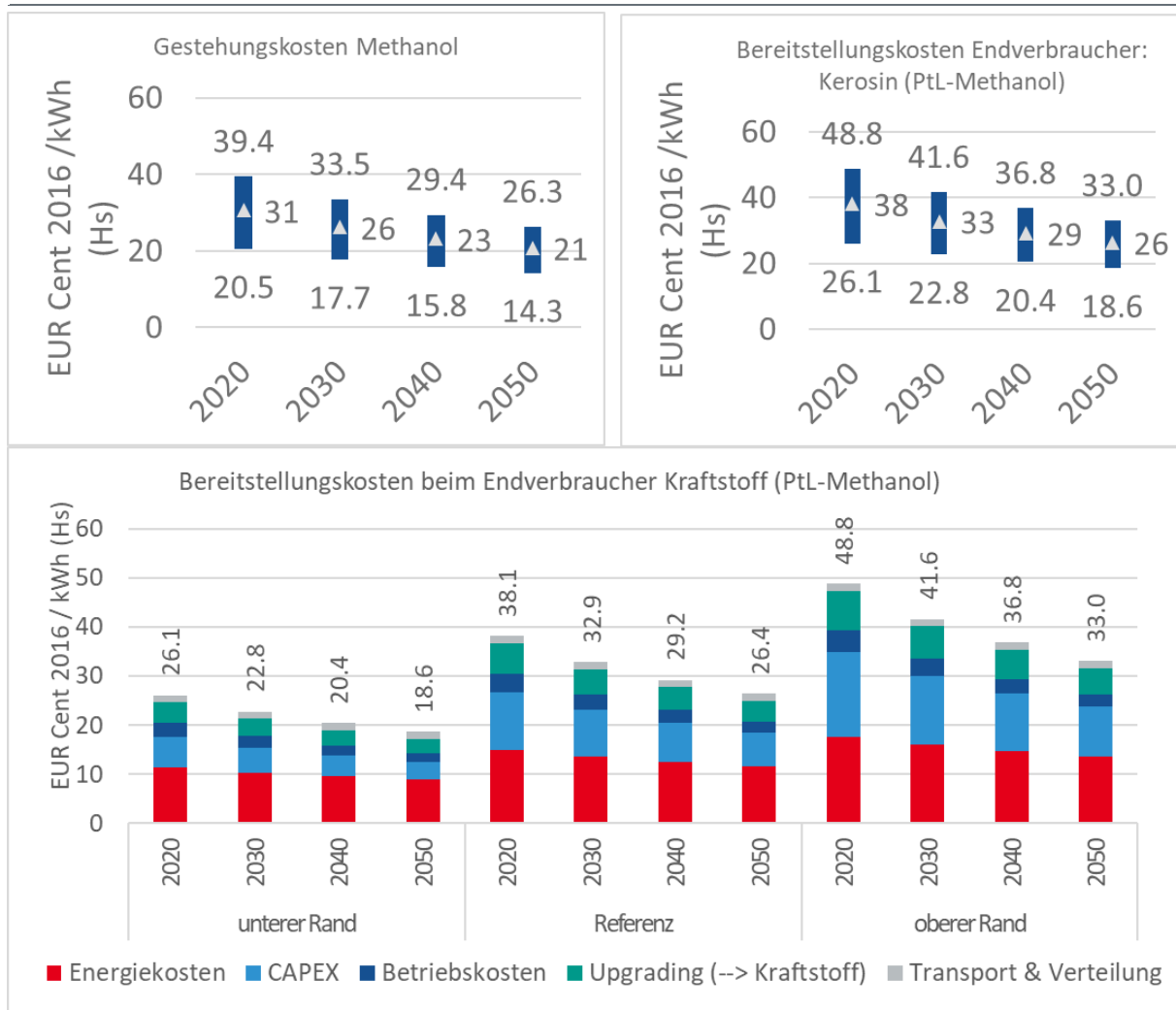
Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

Methanol

Analog zum Wasserstoff werden die weiteren Kosten dargestellt, in diesem Abschnitt für PtL-Methanol.

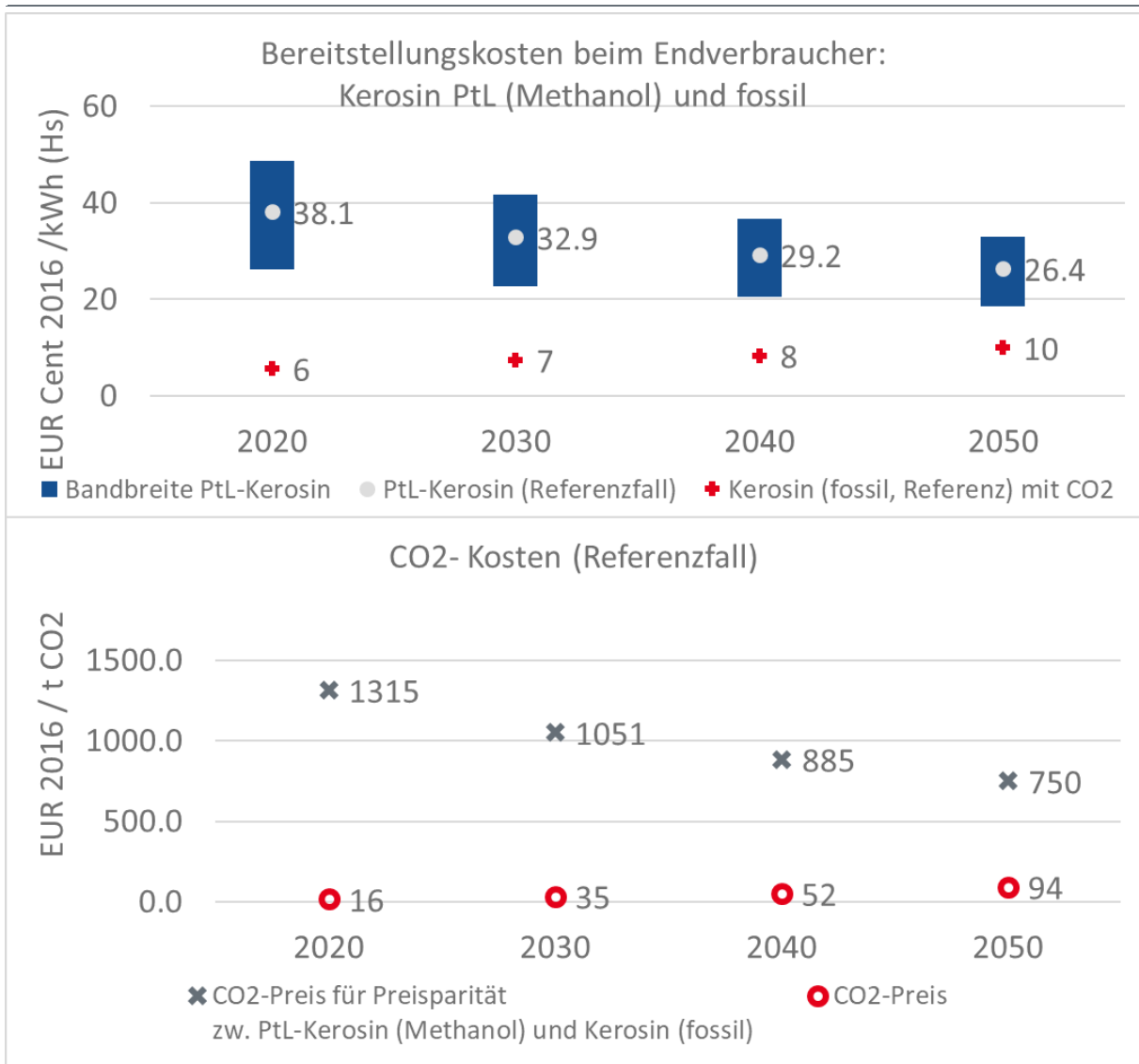
Abbildung 19: Methanol und Methanol-Kraftstoffe, Fall MENA Wind/PV



Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

Abbildung 20: PtL-Methanol ggü. fossilen Kraftstoffen, Fall MENA Wind/PV



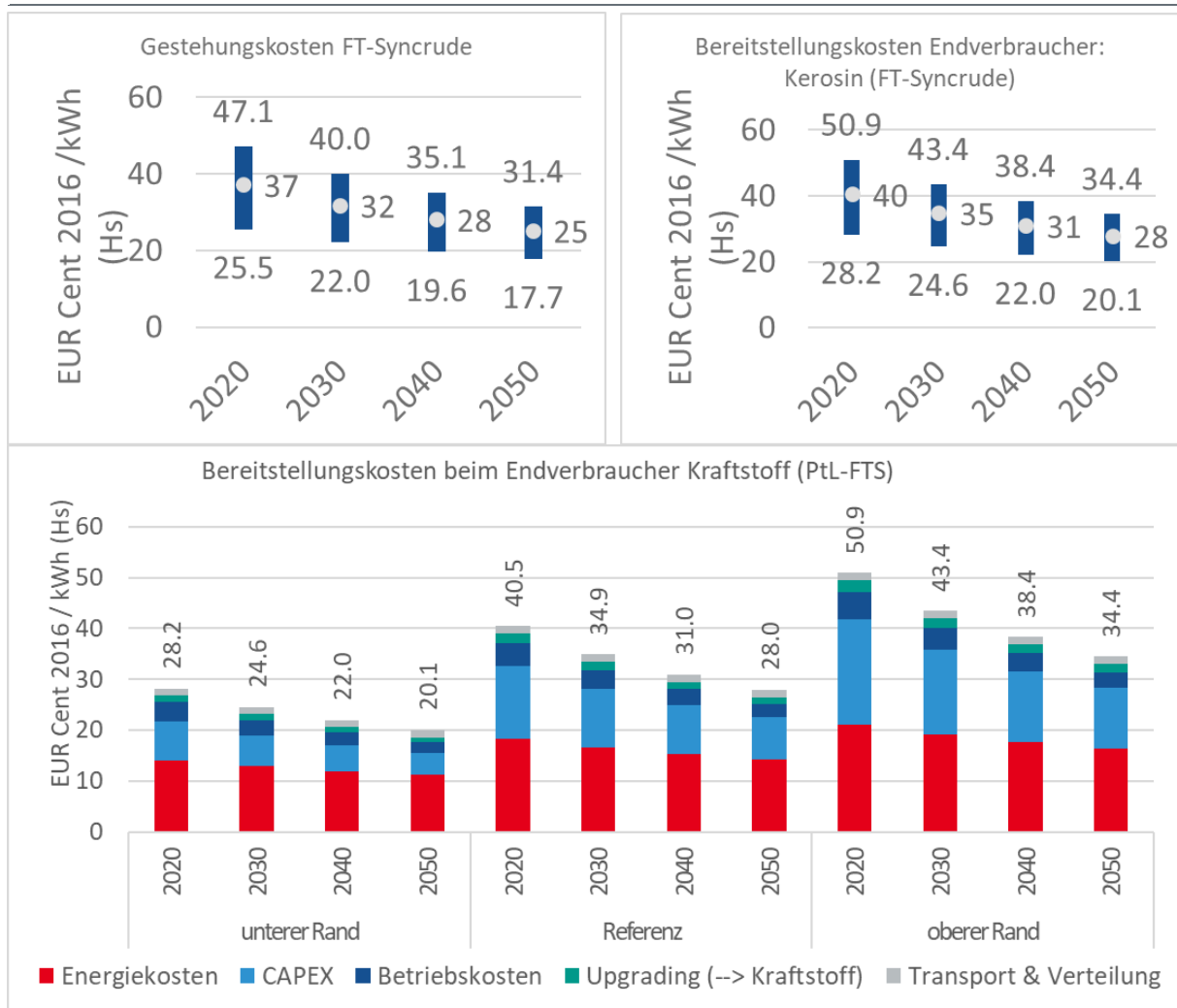
Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

Fischer-Tropsch

Analog zum Wasserstoff werden die weiteren Kosten dargestellt, in diesem Abschnitt für PtL-Fischer-Tropsch.

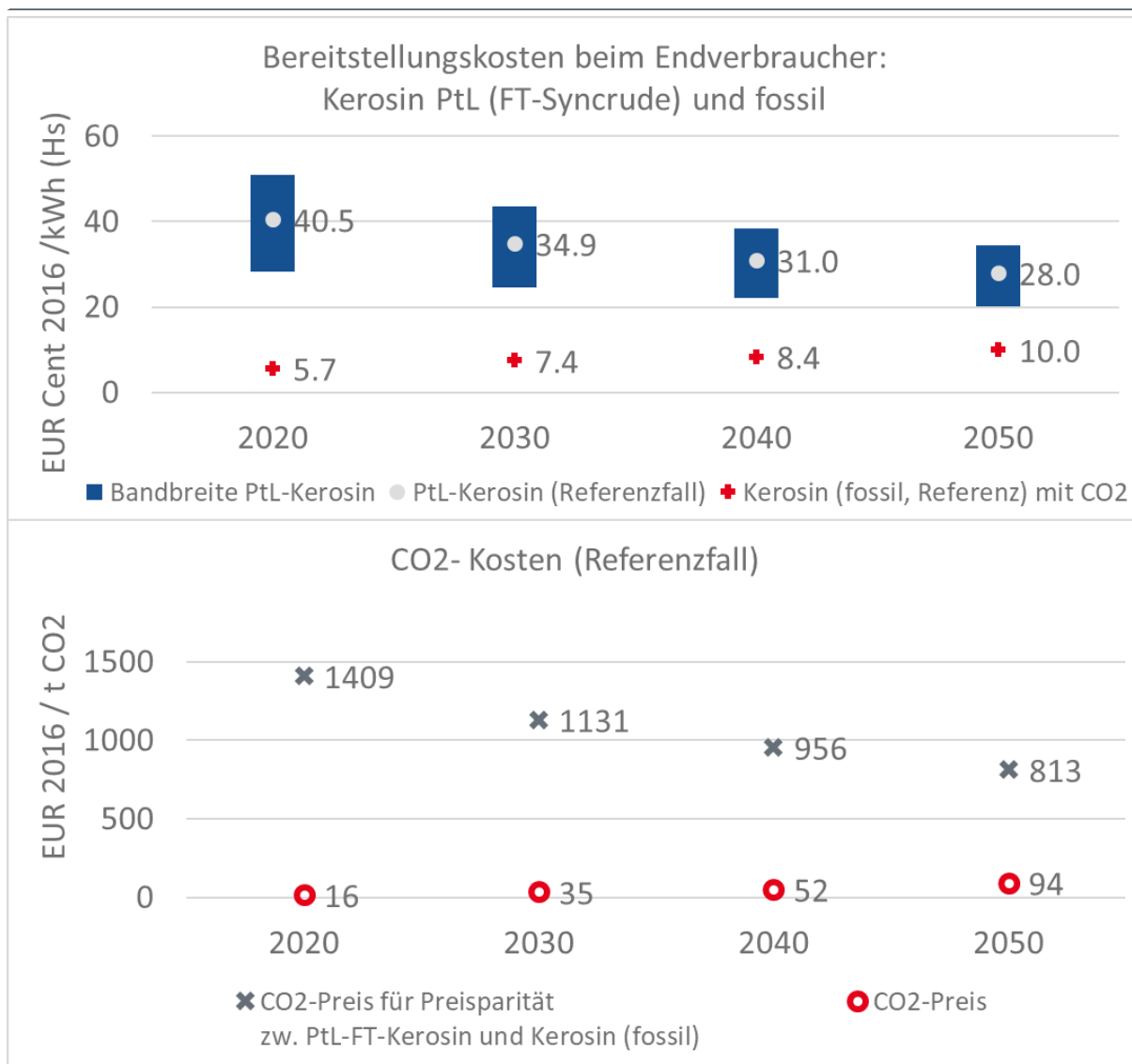
Abbildung 21: Fischer-Tropsch Kraftstoffe, MENA Wind/PV



Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

Abbildung 22: PtL-Fischer-Tropsch ggü. fossilen Kraftstoffen, MENA Wind/PV



Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

3.11.3 Deutschland Wind Onshore „Insel“

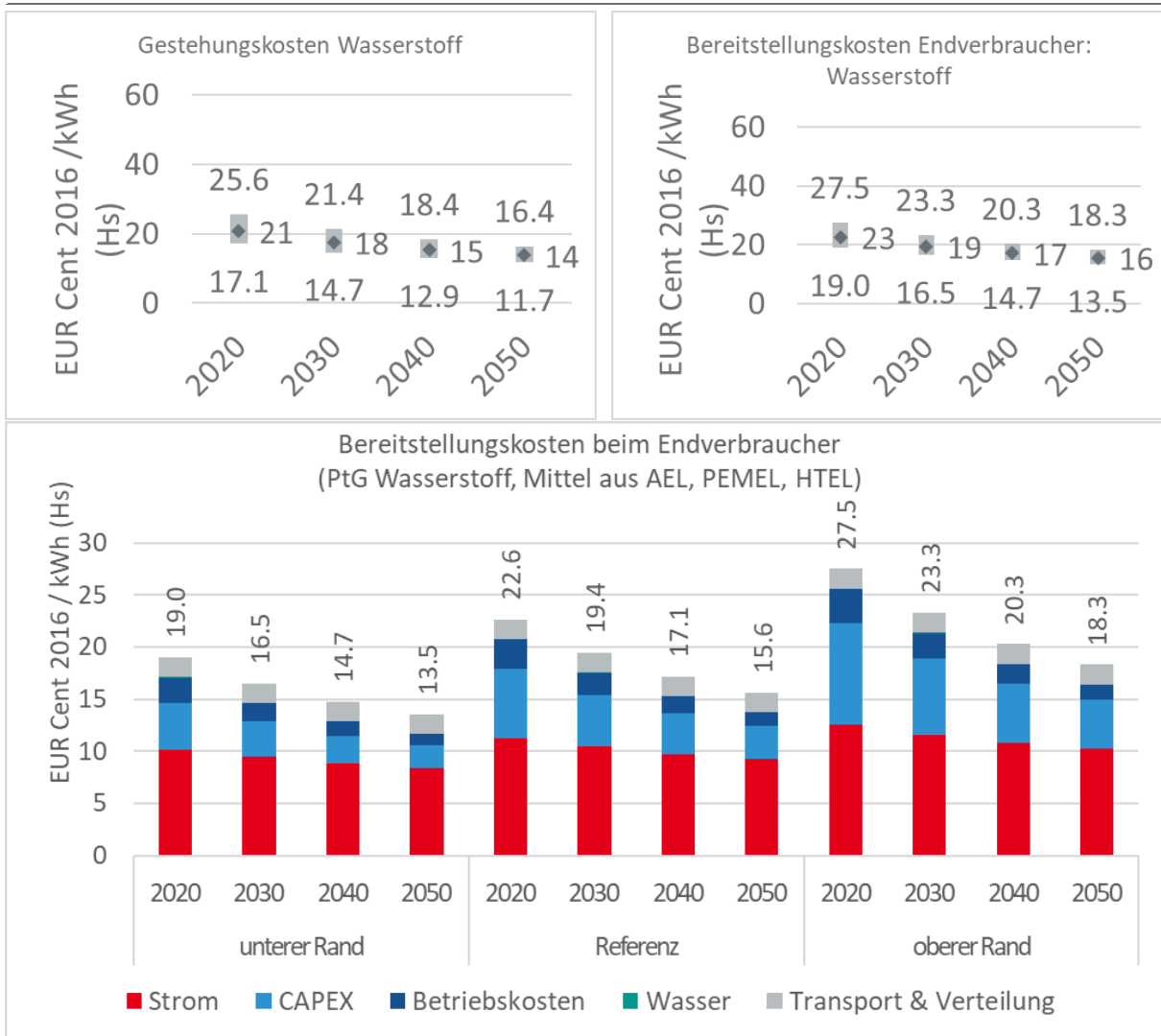
Tabelle 10 stellt die Annahmen zur Bandbreite dar. Der Fall basiert auf 3.000 VLH für die Elektrolyse und variiert zwischen 4, 5 und 6 % WACC. Als Transportoption wird Pipelinetransport über eine Distanz von 500 km angesetzt. Die Ergebnisse werden analog zum Fall MENA Wind/PV dargestellt.

Tabelle 10: Annahmen zur Bandbreite im Fall Deutschland Wind Onshore Insel

	unterer Rand	Referenz	oberer Rand
Vollaststunden Elektrolyse	3.000	3.000	3.000
WACC	4%	5%	6%
Pipelinetransport km	500	500	500

Wasserstoff

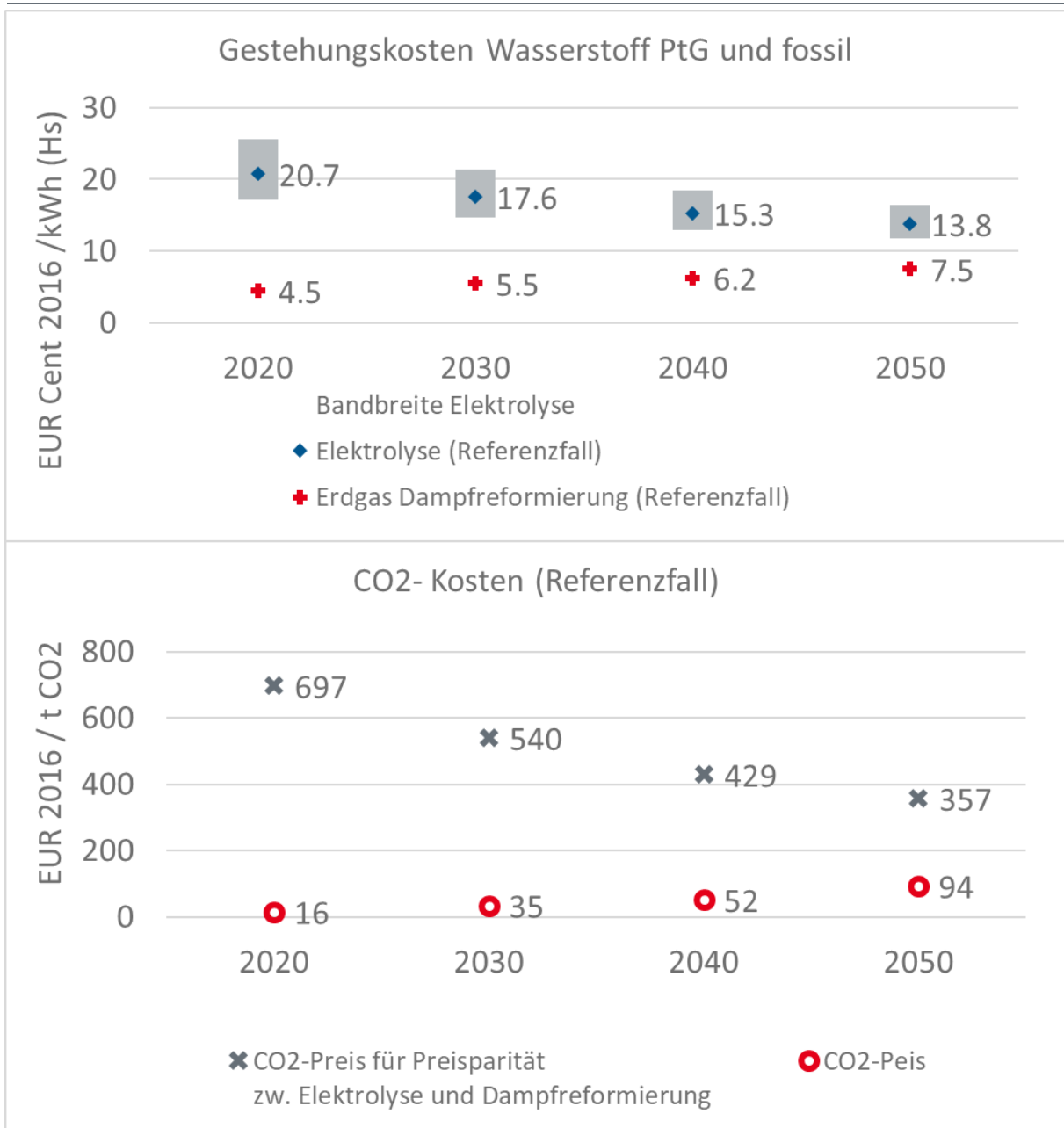
Abbildung 23: Wasserstoff, Deutschland Wind Onshore Insel



Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

Abbildung 24: PtG-Wasserstoff ggü. fossilem Wasserstoff, Deutschland Wind Onshore Insel



Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

3.11.4 Deutschland Wind Offshore „Insel“

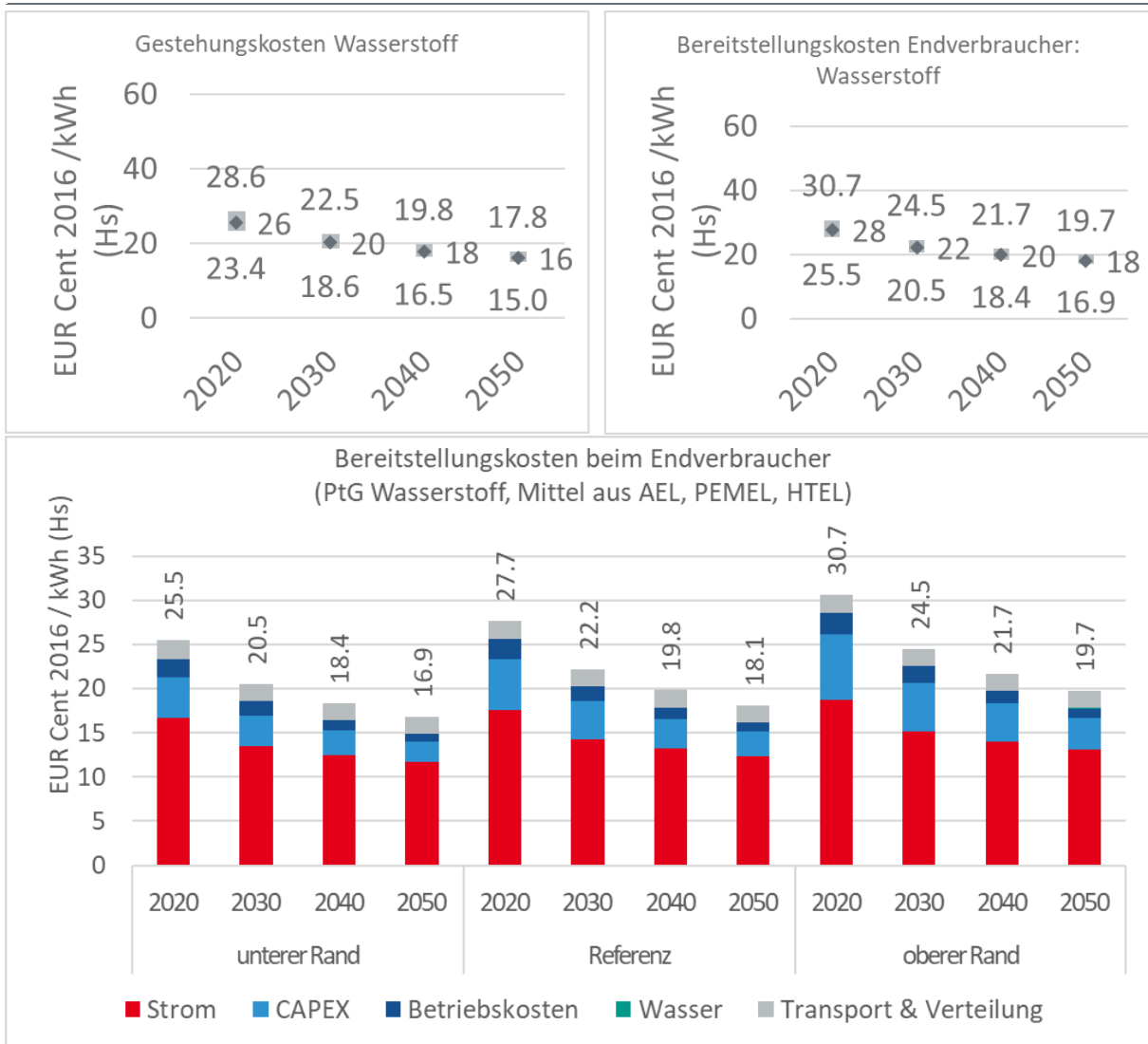
Tabelle 11 stellt die Annahmen zur Bandbreite dar. Der Fall variiert zwischen 3.500, 3.750 und 4.000 VLH für die Elektrolyse und wird mit 6 % WACC berechnet. Als Transportoption wird Pipelinetransport über eine Distanz von 500 km angesetzt.

Tabelle 11: Annahmen zur Bandbreite im Fall Deutschland Wind Offshore Insel

	unterer Rand	Referenz	oberer Rand
Vollaststunden Elektrolyse	3.500	3.750	4.000
WACC	6 %	6 %	6 %
Pipelinetransport km	500	500	500

Wasserstoff

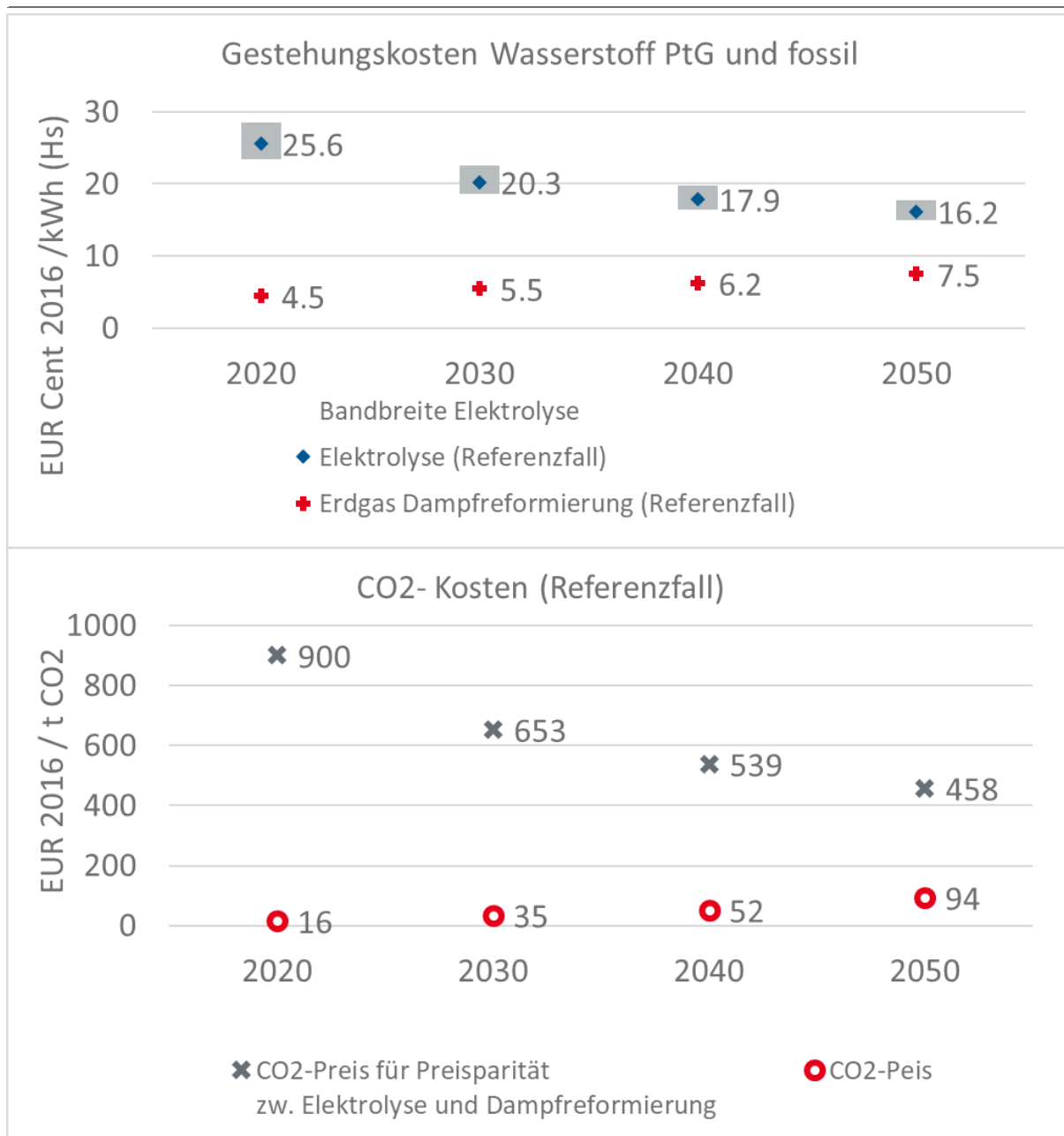
Abbildung 27: Wasserstoff, Deutschland Wind Offshore Insel



Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

Abbildung 28: PtG-Wasserstoff ggü. fossilem Wasserstoff im Fall Deutschland Wind Offshore Insel



Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

3.11.5 Deutschland EE-Netzbezug

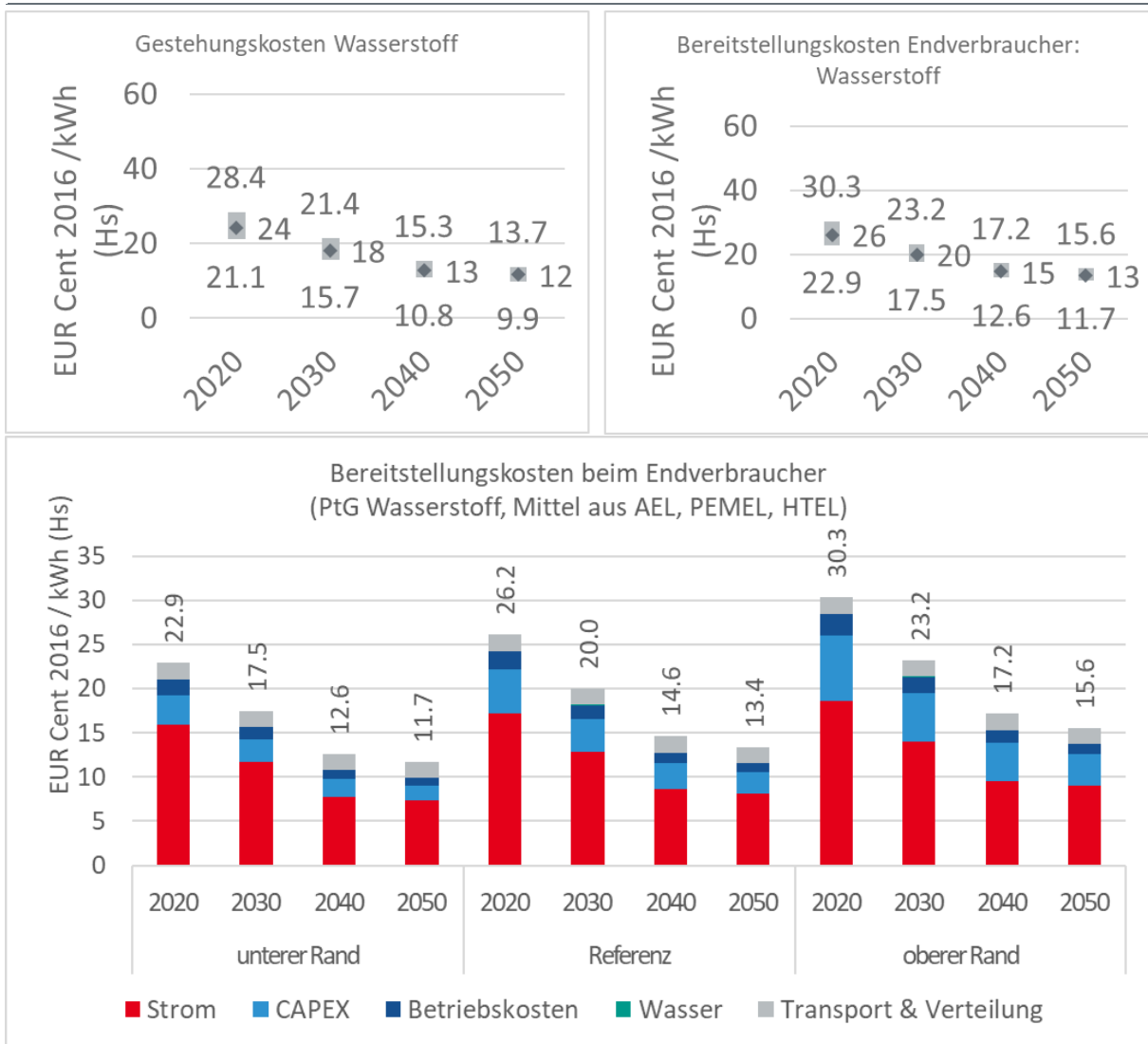
Tabelle 12 stellt die Annahmen zur Bandbreite dar. Der Fall basiert auf 4.000 VLH für die Elektrolyse und variiert zwischen vier, fünf und sechs Prozent WACC. Als Transportoption wird Pipelinetransport über eine Distanz von 500 km angesetzt.

Tabelle 12: Annahmen zur Bandbreite im Fall Deutschland EE-Netzbezug

	unterer Rand	Referenz	oberer Rand
Vollaststunden Elektrolyse	4.000	4.000	4.000
WACC	4%	5%	6%
Pipelinetransport km	500	500	500

Wasserstoff

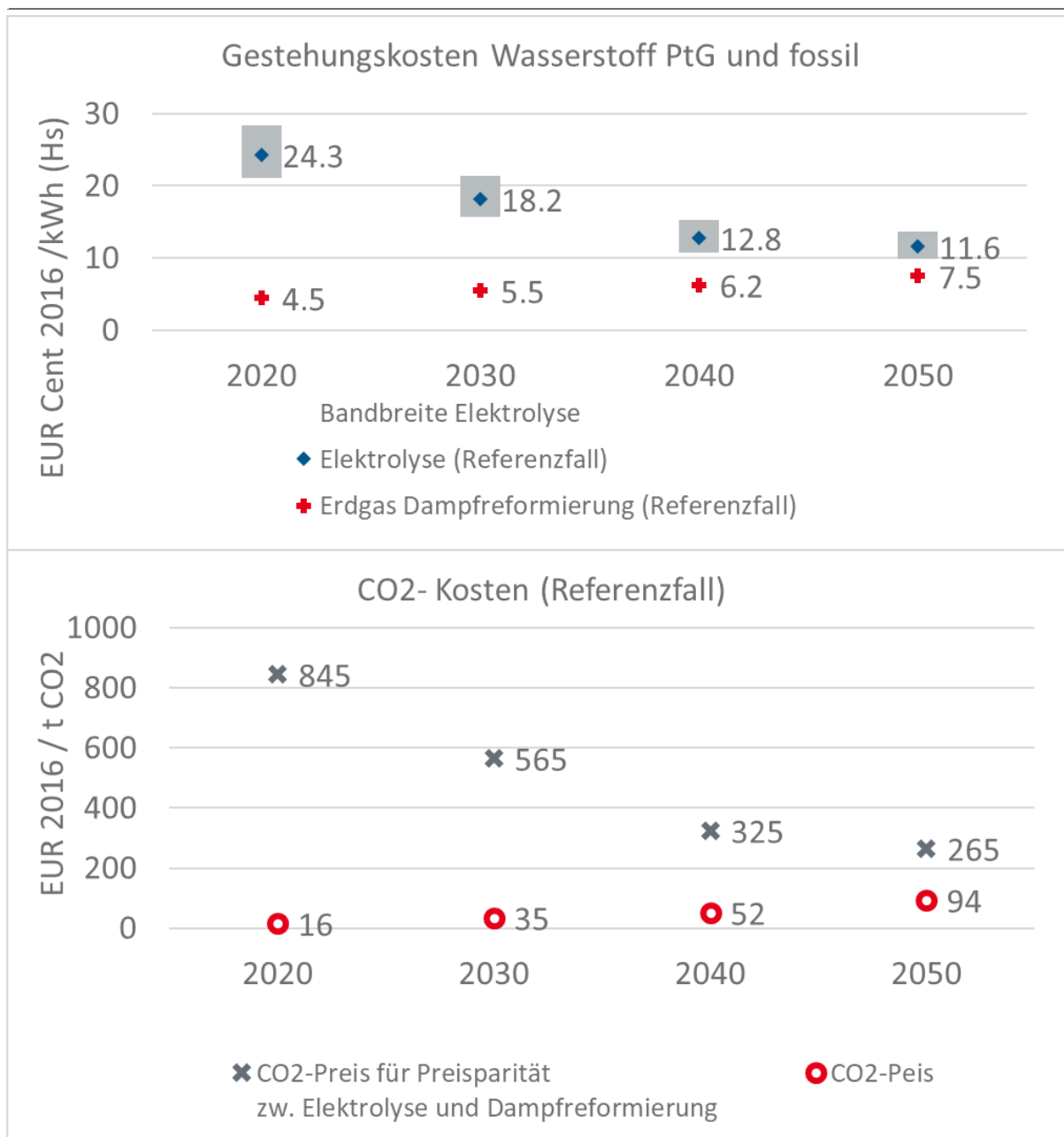
Abbildung 29: Ergebnisse im Fall Deutschland EE-Netzbezug für Wasserstoff



Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

Abbildung 30: PtG-Wasserstoff ggü. fossilem Wasserstoff, Deutschland EE-Netzbezug



Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

3.11.6 Zwischenfazit

Die Ergebnisse zeigen aufgrund der Variation der Eingangsparameter eine hohe Bandbreite. Sie spiegelt die hohen Unsicherheiten bezüglich der IST-Werte und der zukünftigen Entwicklungen dieser Eingangsgrößen wider. Besonders mit Blick auf die Schlüsseltechnologien und das Zusammenspiel der Technologien untereinander im Gesamtverbund eines PtX-Produktions-Anlagenparks gibt es hohen Forschungsbedarf, um die Erkenntnisse über die Eingangsgrößen und damit auch die Bandbreite der Ergebnisse zu mindern.

Der Referenzfall spiegelt das aus heutiger Sicht plausibelste Annahmenset wider und zeigt, dass die Erzeugungskosten der verschiedenen PtX-Energieträger aus den in den vorangehenden Abschnitten erläuterten Gründen sehr teure Lösungen einer heutigen, aber voraussichtlich auch zukünftigen Energieversorgung mit Endenergieträgern darstellt. Ein Blick auf die Komplexität der Aufgabe, von elektrischem Strom und Luft-CO₂ sowie Meerwasser zu einem komplexen Kohlenwasserstoff zu kommen, und die Länge der Prozesskette lässt die Höhe der ermittelten Kosten gegenüber den heutigen fossilen Energieträgern nicht unplausibel erscheinen.

Die Ergebnisse zeigen, dass PtX-Energieträger mit möglichst kurzen Prozessketten, den langen Prozessketten vorzuziehen sind. Das Vielfache an Wasserstoff, das für die CO₂-Aktivierung in den Prozessketten der Kohlenwasserstoffsynthesen notwendig ist, schlägt deutlich auf die Kosten von PtG-Methan und den PtL-Produkten durch.

Es zeigt sich auch, dass mit Methanol, sollte es direkt als Energieträger genutzt werden können, ein guter speicher- und transportierbarer flüssiger PtL-Energieträger perspektivisch zur Verfügung stehen kann, der kostenseitig auf dem Niveau von PtG-Methan liegt.

Wasserstoff, unabhängig davon ob in der MENA oder in Deutschland erzeugt, liegt im Jahr 2020 zu Kosten i.H.v. etwa 8-9 EUR/kg vor, perspektivisch im Jahr 2050 zu 5-6 EUR/kg. Die deutlichen Vorteile der günstigeren Gestehungskosten von Wasserstoff in der MENA-Region werden durch den bei Wasserstoff hohen Transportkostenanteil nahezu kompensiert.

2020 ist zwar auch bezüglich der Kosten beim Endverbraucher der Wasserstoff aus der MENA der günstigste Fall, der Unterschied etwa zu Wind Onshore-Erzeugung in Deutschland ist aber mit 1 Ct/kWh(Hs) relativ gering. Und im Zeitverlauf bis 2050 verschwinden die Unterschiede bei den Endverbraucherpreisen z.B. in den Fällen MENA und Wind Onshore Deutschland und der Fall Netzbezug EE-Strom wird ab 2040 mit 15 Ct/kWh(Hs) der günstigste Fall.

Für die nachfolgenden Transformationspfade wurden plausible Fälle dieser Kostenanalyse für die weiteren Untersuchungen herangezogen.

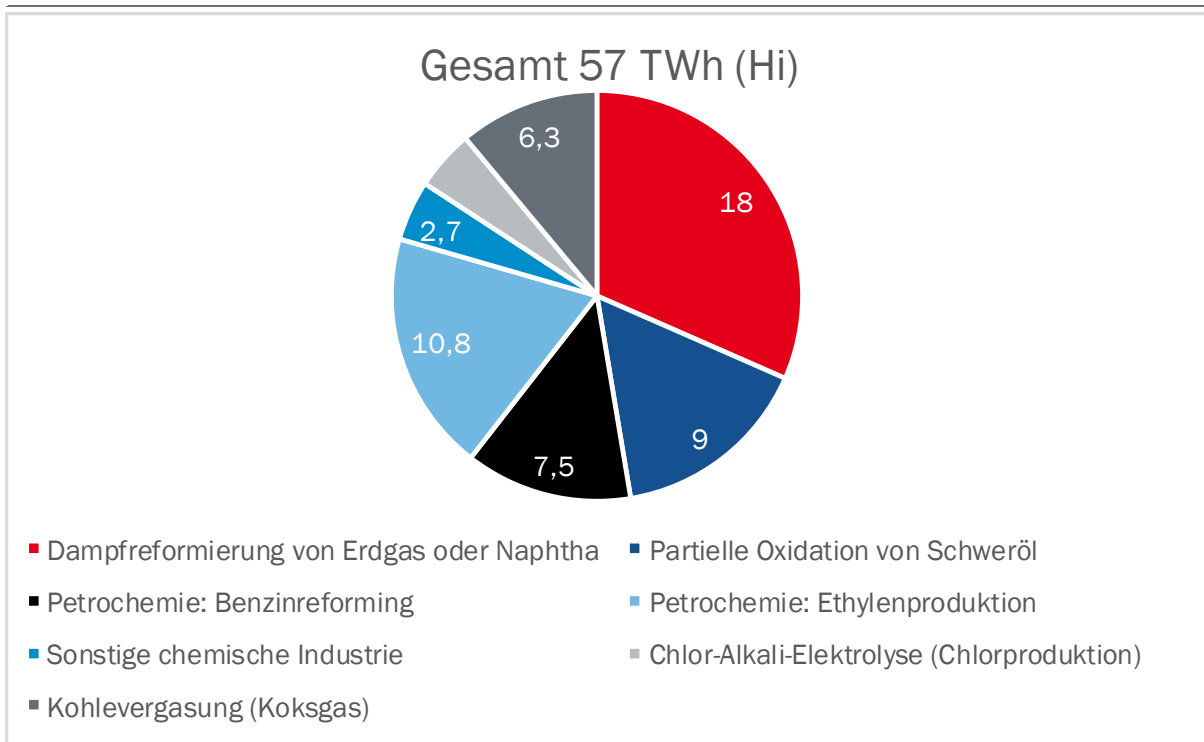
4 Transformationspfade strombasierter Energieträger

Im Folgenden wird als Einführung ein Überblick gegeben, in welchen Anwendungsfällen Wasserstoff heute bereits zum Einsatz kommt und kurz diskutiert welche Mengen generell durch strombasierten Wasserstoff substituierbar sind. Anschließend werden unterschiedliche Bausteine für mögliche Transformationspfade strombasierter Energieträger bis 2030 analysiert und in ihren Auswirkungen quantifiziert. Die bei den einzelnen Bausteinen angegebenen Mengen stellen die theoretischen Potenziale bei isolierter Betrachtung der einzelnen Bausteine dar. Die Mengen für die einzelnen Bausteine können für die Ableitung eines Transformationspfads nicht kumuliert werden, da neben den Kosten auch die potenziellseitigen (Potenzial-)Restriktionen des Stromsystems zu berücksichtigen sind. Die aus heutiger Sicht meist versprechenden Bausteine wurden anhand von Kriterien ausgewählt, die in Abschnitt 4.2 beschrieben werden.

4.1 Heutige Produktion und Nutzung von Wasserstoff

Aktuell wird Wasserstoff sowohl in Deutschland als auch weltweit vor allen Dingen stofflich und nicht energetisch genutzt. In Deutschland werden laut DWV aktuell folgende Mengen produziert:

Abbildung 31: Heutige Produktion von Wasserstoff in Deutschland

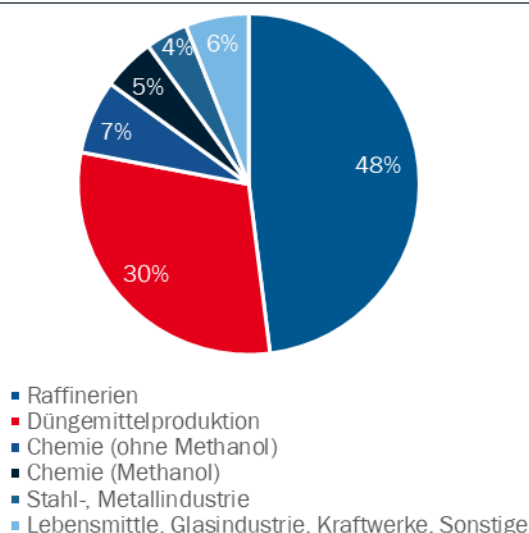


Quelle (DWV)

Demgemäß fällt der überwiegende Anteil der heute produzierten Wasserstoffmengen als Nebenprodukt an. Einzig die Prozesse der Dampfreformierung und Partiellen Oxidation stellen Prozesse dar, in denen Wasserstoff als Hauptprodukt produziert wird und die daher möglicherweise sinnvoll durch strombasierten Wasserstoff ersetzt werden könnten. Bei der Partiellen Oxidation von Schweröl muss allerdings noch die Einschränkung gemacht werden, dass beim Wegfall der Schwerölnutzung Umstellungen in den Raffinerien notwendig sind, um dieses Restprodukt der Mineralölverarbeitung zu anderen Produkten weiterzuverarbeiten.

Generell hängt eine mögliche Substitution von konventionellem Wasserstoff durch strombasierten Wasserstoff auch von den jeweiligen Anwendungsfällen ab. Das folgende Bild zeigt die prozentuale Nutzung von Wasserstoff in Europa und spiegelt auch die Nutzung von Wasserstoff in Deutschland ungefähr wider:

Abbildung 32: Heutige Nutzung von Wasserstoff in Europa



Quelle: Road2HyCom

Der größte Anteil der Nutzung von Wasserstoff erfolgt in Raffinerien. Wie Abbildung 32 zeigt, kommt in Raffinerien aber auch Wasserstoff zum Einsatz, der in den Raffinerie-eigenen Prozessen als Nebenprodukt hergestellt wird (Benzinreformierung). Diese Wasserstoffmengen sind daher nicht sinnvoll durch strombasierten Wasserstoff zu ersetzen, sondern nur diejenigen Wasserstoffmengen, die zusätzlich für die Raffinerieprozesse hergestellt werden müssen (Nettobedarf).

Bei der Nutzung von Wasserstoff in der chemischen Industrie muss die Einschränkung gemacht werden, dass Wasserstoff dort in vielen Fällen als Bestandteil im Synthesegas genutzt wird. Mit Synthesegas ist ein Gemisch aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid (CO) gemeint, das in der Regel aus Erdgas oder Naphtha gewonnen wird (Siehe

Abbildung 31 - Dampfreformierung).

Das im Synthesegas enthaltene Kohlenmonoxid ist für einige Prozesse wie beispielsweise die Methanolsynthese essenziell zur Herstellung des Produktes. Sowohl das Kohlenmonoxid als auch der Wasserstoff werden in einem ersten Schritt aus Methan (Erdgas) oder Naphtha gewonnen. Die Aufspaltung dieser Kohlenwasserstoffe unter Hinzugabe von Wasserdampf setzt sowohl das Kohlenmonoxid als auch molekularen Wasserstoff frei. Bei diesen Prozessen lässt sich der Wasserstoff nur dann sinnvoll durch strombasierten Wasserstoff substituieren, wenn gleichzeitig eine alternative Kohlenstoffquelle verfügbar ist.

In der Ammoniakproduktion besteht bei den heutigen Produktionsverfahren ein Netto-Wasserstoffbedarf. Aus diesem Grund eignet sich die Ammoniaksynthese für eine Umstellung auf strombasierten Wasserstoff und wird im Folgenden auch als Baustein möglicher Transformationspfade analysiert.

4.2 Kriterien zur Auswahl der Bausteine

Im Folgenden werden die Kriterien beschrieben, nach denen die Auswahl der einzelnen Bausteine erfolgte, die für den Einsatz von strombasierten Energieträgern in Frage kommen. Für alle Bausteine wurde ein ambitionierter Hochlauf bis 2030 unterstellt, um obere Werte des Einsatzes an strombasierten Energieträgern der einzelnen Bausteine zu erhalten.

4.2.1 Vermiedene Treibhausgasemissionen

Der primäre Nutzen im Verbrauch von strombasierten Energieträgern liegt in der Verdrängung von fossilen Energieträgern, wodurch eine Reduktion von Treibhausgasemissionen erreicht werden kann. Für die dargestellten Bausteine wurde jeweils die mögliche Treibhausgasreduktion ausgewiesen. Die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen erfolgt dabei nach der Methode der Quellenbilanzierung. Dementsprechend werden Emissionen, die bei der Herstellung der strombasierten Energieträger entstehen, nicht berücksichtigt. Für die Herstellung der strombasierten Energieträger wurden zwar ausschließlich erneuerbare Energien als Strominput angesetzt, dennoch besteht die Möglichkeit, dass sich die vorgelagerten Emissionen im Stromsektor erhöhen. Dieser Fall kann auftreten, wenn die genutzten erneuerbaren Energien in einem gemischten Stromsystem durch fossile Energieträger zur Deckung der Stromnachfrage substituiert werden. Hierdurch steigen die fossile Stromproduktion und dadurch auch die Gesamtemissionen. Dieser hypothetische Effekt wird jedoch aufgrund der Quellenbilanzierung nicht berücksichtigt. Perspektivisch muss sichergestellt werden, dass strombasierte Energieträger auch wirklich mit erneuerbaren Energien produziert werden, ansonsten wäre dies für die Klimaziele kontraproduktiv.

4.2.2 Alternativmöglichkeiten

Die meisten Bausteine fokussieren sich auf den Einsatz von Wasserstoff, da für kohlenstoffhaltige Energieträger die Frage einer nachhaltigen Kohlenstoffquelle zu klären ist. In der längeren Frist stehen biogene Kohlenstoffe nur begrenzt zur Verfügung, darüber hinaus ist die Nutzung des bei der Verbrennung entstehenden CO₂ insbesondere bei dezentraler Nutzung (und Emission), wie im Verkehr, unwahrscheinlich. Aus diesem Grund wird in Langfristszenarien die Abscheidung

von CO₂ aus der Luft angenommen, die heute jedoch eine noch sehr teure und mit Unsicherheit verbundene Technologie darstellt. Deshalb erscheint bis 2030 vor allen Dingen die Nutzung von Wasserstoff wahrscheinlich. Zudem ist die Elektrolyse eine Schlüsseltechnologie, die für alle strombasierten Energieträgern erforderlich ist.

In den Bausteinen wurde vor allen Dingen auf Verwendungszwecke eingegangen, bei denen es aus heutiger Sicht nur wenige Technologien zur Treibhausgasreduzierung gibt. Da es beispielsweise im Raumwärmebereich mit Wärmepumpen bzw. dem Ausbau von Fern- und Nahwärmenetzen vielversprechende und ökonomisch wie energetisch deutlich effizientere Alternativen zur Endenergiebereitstellung gibt, wurde kein Einsatz von strombasierten Energieträgern für den Verwendungszweck Raumwärme angenommen. Das gleiche gilt für den Einsatz strombasierter Energieträger im PKW-Verkehr. Hier stellt die Elektromobilität ebenfalls eine energetisch effizientere Alternative dar, die daher volkswirtschaftlich sinnvoll erscheint.³²

Darüber hinaus hat beispielsweise die Studie „Klimapfade für Deutschland“ im Auftrag des BDI gezeigt, dass der Einsatz von PtX-Energieträgern im Vergleich zu direkt elektrischen Alternativen (z.B. Wärmepumpen in Gebäuden oder Elektroautos im Verkehr) zu volkswirtschaftlich höheren Kosten führt. Im Gebäudesektor ist der Einsatz von PtX in bestehenden Öl- und Gasheizungen sogar die teuerste untersuchte Alternative. Aus diesem Grund kommen selbst im 95%-Szenario, mit sehr hohem Klimaschutzniveau, nur sehr geringe Mengen an strombasierten Brennstoffen im Gebäudesektor zum Einsatz (8 PJ, Power to Gas im Haushaltssektor 2050). Beachtenswert ist außerdem, dass dieses Ergebnis in der BDI-Studie unter der Annahme deutlich geringerer PtX-Kosten als in diesem Projekt ermittelt wurde.

Für die beiden eben genannten Verwendungszwecke gilt zudem, dass aus volkswirtschaftlicher Perspektive die Gefahr von Lock-In-Effekten (siehe unten) besteht, da es aus heutiger Sicht unwahrscheinlich erscheint, den gesamten Bedarf des PKW-Verkehrs und Raumwärmeverbrauchs mit strombasierten Energieträgern treibhausgasneutral zu gestalten. Die benötigten Mengen würden eine deutliche Zunahme der Energieimportkosten zur Folge haben, da die strombasierten Energieträger deutlich teurer in der Herstellung sind als ihre fossilen Pendanten. Aufgrund von Restriktionen im Stromsystem wäre die inländische Produktion nur begrenzt möglich.

Neben den beiden genannten Verwendungszwecken auf der Endenergieverbrauchsseite besteht auch die Möglichkeit, strombasierte Energieträger im Stromsektor (vor allem für zeitlichen Ausgleich und Backup) einzusetzen. Dies ist jedoch in der kurzen bis mittleren Frist kein sinnvoller Einsatz, da zunächst mit dem Abschalten von Kohlekraftwerken und dem erneuerbaren Ausbau deutlich günstigere Emissionsminderungsmaßnahmen bestehen. Im Stromsektor sollte bis 2030 daher der Ausbau und die systemische Integration der erneuerbaren Energien Vorrang haben.

4.2.3 Kosteneffizienz

Für jeden Baustein erfolgt eine Quantifizierung und Darstellung der entsprechenden Kosten. Der Kostenbegriff umfasst in dieser Analyse die Differenzkosten zwischen strombasierten Energieträgern und fossilen Energieträgern sowie die Mehrkosten notwendiger neuer Verbrauchs- und Anlagensstrukturen. Die Kosten der notwendigen Verteil- und Transportinfrastruktur sind bereits in den Kosten der Energieträger enthalten und daher ebenfalls berücksichtigt. Um die Gesamtkosten zu ermitteln, werden die Differenzkosten je Energieeinheit mit der jeweiligen Menge an strombasier-

³² Der Energieverbrauch und die Vorkettenemissionen der Batterieproduktion nicht mit einberechnet.

ten Energieträgern multipliziert. Neben diesen Kosten wird auch das verminderte Energiesteuer-aufkommen quantifiziert, das nach dem aktuellen energiesteuerlichen Rahmen ermittelt wurde. In den Kosten nicht enthalten sind Margen der Energieproduzenten. Wie in Tabelle 13 dargestellt wurden in der Analyse drei unterschiedliche Fälle für die inländische Produktion strombasierter Energieträger angenommen. Für den „Wind/PV-Fall“ bleibt zu untersuchen, inwieweit größere Potenziale als Inselförderung zur Produktion strombasierter Energieträger in Deutschland zu heben sind. Dieser Fall wurde in der Kostenbetrachtung daher nicht berücksichtigt, gleichwohl die Kombination verschiedener erneuerbarer Energien Profile kostenseitig vielversprechend ist. Sofern durch diesen Fall relevante Mengen produziert werden können, liegen die dargestellten Kosten aufgrund des niedrigeren Strombezugspreises im unteren Fall tiefer. Eine detaillierte Auswertung ließe sich in weiterführenden Arbeiten anhand von Kosten-Potenzialkurven darstellen, in denen sowohl die Erzeugungspreise als auch die möglichen Erzeugungsmengen dargestellt werden.

Die Differenzkosten wurden anhand der fossilen Energieträgerpreise und Annahmen zu ETS Preisen ermittelt, die im Anhang in Abbildung 35 dargestellt wurden.

Tabelle 13: Verwendete Preise strombasierter Energieträger

	Wasserstoff	PtL (Kerosin)
Unterer Fall	Wind Onshore Inselbezug, inkl. Inselnetzkosten, WACC von 6%, 3.000 VLH	Wind Onshore Inselbezug, inkl. Inselnetzkosten, WACC von 6%, 3.000 VLH, DAC, inkl. Raffineriekosten
	2025 19,8 Ct ₂₀₁₆ /KWh (Hs)	2025 35,3 Ct ₂₀₁₆ /KWh (Hs)
	2030 18,4 Ct ₂₀₁₆ /KWh (Hs)	2030 32,7 Ct ₂₀₁₆ /KWh (Hs)
Referenz	Wind Offshore Inselbezug, inkl. Inselnetzkosten, WACC von 6%, 3.500 VLH	Wind Offshore Inselbezug, inkl. Inselnetzkosten, WACC von 6%, 3.500 VLH, DAC, inkl. Raffineriekosten
	2025 25,2 Ct ₂₀₁₆ /KWh (Hs)	2025 51,2 Ct ₂₀₁₆ /KWh (Hs)
	2030 22,2 Ct ₂₀₁₆ /KWh (Hs)	2030 41,3 Ct ₂₀₁₆ /KWh (Hs)

	EE Netzbezug, inkl. Stromsteuer & EEG Umlage & Netzentgelte, WACC von 6%, 4.000 VLH	EE Netzbezug, inkl. Stromsteuer & EEG Umlage & Netzentgelte, WACC von 6%, 4.000 VLH, DAC, inkl. Raffineriekosten
Oberer Fall	2025 28,3 Ct ₂₀₁₆ /KWh (Hs)	2025 57,6 Ct ₂₀₁₆ /KWh (Hs)
	2030 23,2 Ct ₂₀₁₆ /KWh (Hs)	2030 44,7 Ct ₂₀₁₆ /KWh (Hs)

Quelle (Eigene Darstellung)

© Prognos AG 2019

4.2.4 Lock-In-Effekte

In einzelnen Bereichen möglicher Transformationspfade für strombasierte Energieträger besteht aus heutiger Sicht das Risiko von Lock-In-Effekten. Lock-In-Effekte können in Bereichen entstehen, in denen eine Infra- oder Versorgungsstruktur besteht oder geschaffen wird, die mit hohen Fixkosten und langen Abschreibungszeiträumen verbunden ist. Aufgrund dieser einmal geschaffenen Infrastruktur ist ein Energieträgerwechsel nicht oder nur zu relativ hohen Kosten möglich, obwohl möglicherweise dieser Wechsel volkswirtschaftlich zu Wohlfahrtsgewinnen führen könnte.

Ein Beispiel hierfür ist die Wasserstoffnutzung für die Erzeugung von Raumwärme durch bestehende Gasheizungen. Nach aktuellem Stand gilt eine begrenzte Beimischung von Wasserstoff im einstelligen Volumenprozentbereich in vielen Netzen als unbedenklich³³. Eine genaue Festlegung auf einen Grenzwert ist jedoch abhängig von den angeschlossenen Verbrauchern. Rein technisch möglich wären teilweise auch höhere Werte im zweistelligen Prozentbereich, wie Praxistests gezeigt haben³⁴. Vertreter der chemischen Industrie betonen hingegen, dass es Verbraucher gibt, die sensibel auf eine Erhöhung des Wasserstoffanteils reagieren. Kritische Verbraucher sind nach dena (2019) Gasturbinen und Erdgasanl. sowie Prozesse, die auf konstante Gasqualitäten angewiesen sind (z.B. Glas, Keramik). Aus heutiger Sicht ist daher eine eindeutige Festlegung auf einen exakten Grenzwert für Wasserstoff im Erdgasnetz nicht möglich.

Sofern dieser Pfad der zunehmenden Beimischung von Wasserstoff ins Gasnetz demnach beschritten wird, müsste daher ab einer Überschreitung der festgelegten Grenzwerte entweder eine Methanisierung des Wasserstoffs oder ein Austausch der Endgeräte erfolgen. Beide Optionen sind mit Unsicherheiten und relativ hohen Kosten verbunden.

4.3 Bausteine - Verkehr

4.3.1 Brennstoffzellenzüge

Im Schienenverkehr stellt der Einsatz von Zügen mit Brennstoffzellenantrieb auf nicht elektrifizierten Strecken eine Möglichkeit der Wasserstoffnutzung dar. Aktuell werden knapp 14 PJ Die-

³³ nach DVGW Arbeitsblatt 262

³⁴ DVGW Forschungsvorhaben G5/01/12

selkraftstoff mehrheitlich auf nicht elektrifizierten Bahnstrecken in Deutschland verbraucht. Der Anteil des Güterverkehrs macht dabei ungefähr ein Drittel, der des Personenverkehrs ungefähr zwei Drittel aus. Im Personenverkehr sind aktuell bereits erste Züge mit Brennstoffzellen im Einsatz (Beispiel: Bremervörde - Cuxhaven). Der Einsatz von Brennstoffzellenzügen kann auf bestehenden Zugstrecken erfolgen, hierfür ist lediglich die Schaffung einer Tankmöglichkeit an der Strecke und die Vorhaltung der entsprechenden Wasserstoffmengen notwendig.

Nach Rücksprache mit Herstellern von Brennstoffzellenzügen erachten wir einen Hochlauf von 200 Zügen bis 2030 als umsetzbar. Bis 2025 können unserer Einschätzung nach bereits 100 Züge im deutschen Schienennetz zum Einsatz kommen. Die angesetzten 200 Züge bis zum Jahr 2030 entsprechen einem Anteil von rund 15% der heute eingesetzten Dieselloks der Deutschen Bahn AG (gegenüber der Gesamtzahl an Dieselloks im Bahnverkehr ist der Anteil aufgrund von Privatbahnen niedriger).

Kostenseitig ist der Einsatz von Brennstoffzellen bei Zügen interessant, da die Kostenanteile der Brennstoffzelle im Vergleich zu den Gesamtkosten relativ gering ausfallen. Die Anschaffungskosten für einen Brennstoffzellenzug liegen dadurch nur etwa 20% höher als bei einem vergleichbaren Diesellok. Dies ist der Fall, weil die Mehrkosten der Brennstoffzelle gegenüber dem Verbrennungsmotor im Vergleich zu den Gesamtkosten des Zuges nur einen relativ geringen Teil ausmachen. Bei den restlichen Teilen des Zuges kommen bestehende Technologien zum Einsatz, die antriebsunabhängig sind. Bei den Energiekosten kommt den Brennstoffzellenzügen zu Gute, dass der (noch) vergleichsweise teure Wasserstoff mit hoch besteuertem Diesel im Wettbewerb steht. Aus diesem Grund fallen die Energiemehrkosten des Wasserstoffs für den Zugbetreiber relativ moderat aus (2030: 13 Mio. € p.a.), allerdings hat der Öffentliche Haushalt mit verminderten Steuereinnahmen zu rechnen (2030: 20 Mio.€ p.a.). Im unteren Fall der Wasserstoffherzeugung liegen die Energiekosten gegenüber Diesel im Jahr 2030 sogar auf vergleichbarem Niveau (- 1 Mio. €).

Aufgrund der vergleichsweise geringen Mehrkosten sowie dem mengenmäßig begrenzten Einsatz erscheint dieser Baustein als erster Schritt einer Strategie für strombasierte Energieträger vielversprechend. Als Möglichkeit der Förderung bietet sich beispielsweise ein Investitionskostenzuschuss an, der die Differenz zu Dieselloken ausgleicht. Um sicherzustellen, dass Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom produziert wird, zum Einsatz kommt und kein konventionell fossil basierter Wasserstoff, ließe sich der Investitionskostenzuschuss mit der Auflage verbinden, nur strombasierten Wasserstoff in den Zügen zu nutzen. Aktuell besteht bereits eine Förderung des Bundes, die bisher 40% der Mehrkosten der Züge gegenüber Dieselloken ausgleicht. Zuständig hierfür ist das Bundesministerium für Verkehr. Ein verpflichtender Einsatz strombasierten Wasserstoffs besteht nicht. Ein weiterer Vorteil bei diesem Baustein ist, dass die Zugunternehmen in der Regel nicht im intensiven Wettbewerb stehen und zunehmend Kriterien wie lokale Emissionen eine Rolle bei Ausschreibungen von neuen Zügen spielen. Außerdem ist der Ausbaubedarf an Tankinfrastruktur verhältnismäßig gering, da die Betankung der Züge an den festgelegten Strecken erfolgen kann.

4.3.2 Brennstoffzellenbusse

Im Verkehr kann als weiterer Baustein der Einsatz von Brennstoffzellenbussen im öffentlichen Personennahverkehr genutzt werden. Im Nahverkehr stehen Brennstoffzellenbusse als treibhausgasarme Alternative im Wettbewerb zu batterieelektrischen Alternativen. Die Vor- und Nach-

teile der beiden Alternativen hängen von einer Reihe von Faktoren ab wie Reichweite, Lademöglichkeit usw.

In dem hier skizzierten Baustein wird bis 2030 ein Hochlauf auf über 5.000 Wasserstoff betriebene Busse im deutschen Nahverkehr angenommen. Die Brennstoffzellenbusse machen damit bis 2030 einen Anteil von 6 % der Busse im öffentlichen Verkehr aus. Diese Busse kommen vor allen Dingen auf längeren Umläufen zum Einsatz. Gemäß den für den Baustein getroffenen Annahmen handelt es sich bei den Bussen nicht um reine Wasserstoffbusse, sondern um Plugin-Hybrid-Antriebssysteme mit Brennstoffzelle und Batterie, welche auch extern geladen werden können. Aktuell gibt es in diesem Bereich viele verschiedene Konfigurationen mit unterschiedlichen Batteriegrößen.

Die zusätzlichen Energiekosten in dem hier dargestellten Fall verbleiben trotz stetiger Zunahme der Bestandsfahrzeuge bei rund 50 Millionen Euro zwischen 2025 und 2030. Die Investitionskosten schlagen jedoch weitaus deutlicher zu Buche als bei den Zügen, da die Gesamtkosten des Brennstoffzellensystems deutlicher ins Gewicht fallen. Aktuell sind Brennstoffzellenbusse noch mehr als doppelt so teuer wie vergleichbare Dieselsebusse. Im Szenario wird von einer deutlichen Kostendegression bei den Anschaffungskosten von rund 40 % ausgegangen. Dennoch liegen die Mehrinvestitionen im Vergleich zu Dieselsebusen bis 2030 kumuliert bei rund 1,8 Mrd. EUR.

Dieser Baustein stellt ebenfalls eine vielversprechende Möglichkeit des Wasserstoffeinsatzes dar. Der Einsatz erfolgt in begrenztem Umfang und die Mehrkosten für Energieträger sind aufgrund des Vergleichs zu Diesel relativ niedrig. Die notwendigen Investitionen für die Technologie liegen jedoch in einer nicht unerheblichen Größenordnung. Hinsichtlich eines möglichen Instrumentes erscheint ebenfalls eine Förderung als Investitionskostenzuschuss aufgrund der notwendigen Zusatzinvestitionen als prüfenswert. Von Vorteil bei diesem Baustein ist, dass es sich bei regionalen Verkehrsbetrieben, die die Busse betreiben, in der Regel um staatliche oder halbstaatliche Unternehmen handelt. Aus diesem Grund können (umwelt-)politische Vorgaben eine größere Rolle spielen als bei privatwirtschaftlichen Unternehmen. Emissionskriterien bei Neuausschreibungen von Fahrzeugen spielen ebenfalls bereits eine zunehmende Rolle. Hinzu kommt, dass öffentliche Busunternehmen in der Regel als staatlich regulierte natürliche Monopolisten keinem Wettbewerb unterliegen und daher preisliche Unterschiede bei den Energiekosten Gegenstand von politischen Entscheidungen sind. Ein Verlust der Wettbewerbsfähigkeit oder gar eine Verlagerung der Unternehmensstandorte erscheint daher unwahrscheinlich.

4.3.3 Brennstoffzellen-LKW

Ein weiteres potenzielles Einsatzfeld von Wasserstoff im Verkehrssektor stellt der schwere Straßengüterverkehr dar. In dem hier skizzierten Baustein wurde ausschließlich auf schwere Zugmaschinen (> 3,5 t zul. Gesamtmasse) fokussiert, da in diesem Bereich der Einsatz von Batteriefahrzeugen aufgrund der geringen Energiedichte der Batterie unwahrscheinlich erscheint – die Batterie würde einen erheblichen Teil der Nutzlast verbrauchen.

In dem angenommenen Szenario erfolgt ein Hochlauf bis 2030 auf rund 16 Tsd. Brennstoffzellen-Sattelzugmaschinen, die damit einen Anteil von rund 8 % ausmachen. Trotz des deutlichen Hochlaufs in dem Szenario liegen die energetischen Mehrkosten zwischen 2025 und 2030 relativ konstant bei knapp 250 Millionen Euro. Die notwendigen Investitionsmehrkosten liegen jedoch mit 1,8 Mrd. Euro bis 2030 in deutlich höherer Größenordnung. Bereits die notwendigen Mehrinvestitionen bis 2025 liegen mit rund einer Milliarde Euro relativ hoch. Der Grund hierfür liegt in den deutlich teureren Brennstoffzellen-Lkw, die aktuell um fast den Faktor 4 teurer sind als ver-

gleichbare Dieselmodelle. Im Szenario wird ein deutliches Absinken der notwendigen Anschaffungskosten unterstellt, dennoch liegen die Anschaffungskosten von Brennstoffzellenfahrzeugen im Jahr 2030 noch etwa 30 % über denen von Dieselfahrzeugen.

Der Baustein der Wasserstoffnutzung beim Straßengüterverkehr stellt ebenso, wie beim Schienen- und Busverkehr, eine vielversprechende Möglichkeit der Wasserstoffnutzung dar. Allerdings fallen die notwendigen Investitionskosten im Vergleich zu den beiden anderen Bausteinen deutlicher ins Gewicht. Hinzu kommt, dass der Einsatz in der Logistikbranche erfolgt, die stark auf preisliche Unterschiede reagiert. So müsste beispielsweise eine entsprechende Förderung sämtliche Mehrkosten aufwiegen, um überhaupt eine Wirkung zu erzielen, da sonst stets die kostengünstigere fossile Alternative von den privatwirtschaftlichen Unternehmen gewählt würde. Bei diesem Baustein ist zudem zu beachten, dass der Wasserstoffeinsatz im Straßengüterverkehr das Potenzial hat, eine deutlich größere Wasserstoffnachfrage zu generieren als die beiden ersten beschriebenen Bausteine. Sofern gewünscht, kann daher der Einsatz von Wasserstoff vergleichsweise einfach ausgeweitet werden. Allerdings besteht auch das Risiko, dass bei einer entsprechenden Fehljustierung eines möglichen Instruments (z.B. einer Förderung), ein unerwünscht hoher und kostenintensiver Hochlauf eintreten kann. Bei diesem Baustein besteht aus heutiger Sicht zudem die Konkurrenz zu einem direktelektrischen Oberleitungssystem für den schweren Güterverkehr. Dementsprechend birgt eine zu große Ausweitung der Brennstoffzellen-LKW die Gefahr von Lock-In-Effekten, sofern sich das Oberleitungssystem als volkswirtschaftlich sinnvoll erweist. Aus diesen Gründen sollte der Baustein nicht als prioritärer Schritt in einem Transformationspfad erfolgen.

4.3.4 PtL im Flugverkehr

Ein weiterer Baustein ist der Einsatz von strombasierten flüssigen kohlenstoffhaltigen Energieträgern (PtL) im Flugverkehr. Aus heutiger Sicht stellt der Einsatz von PtL im Flugverkehr neben (in der Menge beschränkten) biogenen Energieträgern und Effizienz die einzige Möglichkeit der Treibhausgasreduktion im Flugverkehr dar. Die Klimawirksamkeit des Flugverkehrs entsteht jedoch nicht nur durch die reinen THG-Emissionen, sondern unter anderem auch durch die Bildung von Kondensstreifen und Zirruswolken (vgl. UBA 2012). Aus diesem Grund ist selbst bei vollständigem Ersatz des fossilen Kraftstoffes durch klimaneutrale Varianten (biogen oder erneuerbar strombasiert) nicht mit einer vollständigen Treibhausgasneutralität des Flugverkehrs zu rechnen. Im hier skizzierten Baustein wird ausschließlich auf den nationalen Flugverkehr fokussiert, da der internationale Flugverkehr nicht Teil der nationalen Klimaziele ist.

Für die Herstellung von PtL wird im Gegensatz zum Wasserstoffeinsatz eine Kohlenstoffquelle benötigt. Aufgrund der relativ aufwendigen Gewinnung aus der Luft fallen die Gesteungskosten für PtL deutlich höher aus als für strombasierten Wasserstoff. Hinzu kommt, dass Kerosin im Gegensatz zu Diesel derzeit keiner Besteuerung unterliegt. Aus diesem Grund fallen die zusätzlichen Energiekosten dieses Bausteins relativ hoch aus (2030; 3,5 Mrd. €). Allerdings fallen bei diesem Baustein keine zusätzlichen Investitionskosten auf Verbraucherseite an, da PtL in bestehenden Maschinen weiter genutzt werden kann.

Bemerkenswert ist auch die Größenordnung an Elektrolyseuren (6 - 8 GW), die notwendig wären, um den Bedarf des nationalen Flugverkehrs zu decken. Sie deckt sich ziemlich genau mit der angebotsseitigen Beschränkung für die inländische Produktion von strombasierten Energieträgern, die durch das Stromsystem vorgegeben wird. Dementsprechend könnte der nationale Flugverkehr bis 2030 nur dann vollständig mit inländisch erzeugtem PtL versorgt werden, wenn in keinen weiteren Sektoren inländisch erzeugte strombasierte Energieträger zum Einsatz kommen.

Der Baustein ist vor allen Dingen in der längeren Frist notwendig zur Treibhausgasreduktion. Bis 2030 kann der Einsatz aufgrund der inländischen Stromerzeugungspotenziale nur begrenzt erfolgen. Um mit diesem Baustein Erfahrungen zu sammeln und die Kosten zu begrenzen, bestünde auch die Möglichkeit, die Beimischung von PtL im nationalen Flugverkehr bis 2030 in geringerem Umfang vorzunehmen als hier angenommen. Ein mögliches Instrument müsste ausschließlich die Energieträgerkosten adressieren. Dafür kann der fossile Energieträger (Kerosin) besteuert werden oder synthetisches Kerosin gezielt gefördert werden. Zu beachten sind jedoch bei einer möglichen Instrumentierung die möglichen Verlagerungseffekte, die auftreten können, sofern ein Kerosinbezug für die Airlines im Inland mit Mehrkosten gegenüber dem Ausland verbunden ist. Diese Effekte hängen von der möglichen Ausgestaltung einer Instrumentierung ab und sollten Gegenstand einer genaueren Analyse sein.

4.4 Bausteine - Industrie

4.4.1 Raffinerien

Der Einsatz von Wasserstoff in Raffinerien stellt einen vielversprechenden Ansatz in der Industrie dar. Der Grund hierfür liegt in den großen Mengen an Wasserstoff, die bereits heute in den Raffinerien zum Einsatz kommen, (vgl. Abbildung 32) extra hergestellt werden und sich daher relativ einfach durch strombasierten Wasserstoff ersetzen ließen.

Für den Einsatz von strombasiertem Wasserstoff in Raffinerien besteht bereits ein mögliches Instrument auf europäischer Ebene, das jedoch noch in die nationale Gesetzgebung umgesetzt werden muss – die Renewable Energy Directive:

i

Infobox: Renewable Energy Directive

Die Renewable Energy Directive (RED II) ist eine Richtlinie, die den Anteil an erneuerbaren Energien in der Europäischen Union regelt. Nach der RED II soll bis 2030 ein Mindestanteil³⁵ an erneuerbaren Energien von 14% am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors erreicht werden. Als Beitrag zur Erreichung dieses Wertes sind allerdings maximal 7 Prozentpunkte an „konventionellen“ Biokraftstoffen³⁶ zulässig. Die Nationalstaaten haben die Möglichkeit, diesen Wert bis auf 0 zu reduzieren, wobei sich der 14% Mindestanteil am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors dann ebenfalls entsprechend verringern kann. Dementsprechend kann der 14% Mindestanteil sogar bis auf

³⁵ Bei der Berechnung dieser Größe stehen im Zähler alle Arten von Energie aus erneuerbaren Quellen des **gesamten** Verkehrssektors, im Nenner hingegen nur die Gesamtenergie im **Schiene- und Straßenverkehr**.

³⁶ Mit konventionellen Biokraftstoffen sind hier Biokraftstoffe und Biogase im Verkehr gemeint, die aus Nahrungs- oder Futtermittelpflanzen gewonnen wurden.

7% absinken, sofern ein Nationalstaat keine konventionellen Biokraftstoffe zulässt.

Innerhalb des Mindestanteils sind die Nationalstaaten dazu verpflichtet, dass fortschrittliche Biokraftstoffe³⁷ einen Anteil in Höhe von 3,5 Prozentpunkten bis 2030 erreichen. Dieser Anteil an fortschrittlichen Biokraftstoffen soll im Jahr 2022 mindestens 0,2% und im Jahr 2025 mindestens 1% am Endenergieverbrauch des Verkehrs ausmachen.

Zur Zielerreichung des Mindestanteils kann erneuerbarer Strom mit dem Vierfachen des Energiegehaltes angerechnet werden. Außerdem können sowohl fortschrittliche Biokraftstoffe als auch Biokraftstoffe, die aus Altölen oder Speiseresten hergestellt werden, mit dem Doppelten ihres Energiegehaltes angerechnet werden.

Abbildung 33: Übersicht zur Erfüllung der RED II



Strombasierte Energieträger können nach der RED II zur Zielerreichung des 14% Wertes angerechnet werden, die Anreizwirkung für die betroffenen Akteure hängt jedoch von einer Reihe von Faktoren ab, die im Folgenden näher erläutert werden:

³⁷ Mit fortschrittlichen Biokraftstoffen sind hier Biokraftstoffe und Biogase im Verkehr gemeint, die im Anhang IX Teil A in der RED II aufgeführt sind.

■ Nationale Bezugsgröße und Pönale

In der nationalen Umsetzung wurden bisher die vermiedenen Treibhausgasemissionen als Bezugsgröße gewählt, die die Kraftstoffhersteller einzuhalten hatten. In der RED II werden neben dieser Bezugsgröße noch die Mengen an Energieträgern oder der Energiegehalt genannt. In Deutschland besteht aktuell ab dem Jahr 2020 eine Minderungsverpflichtung für die Kraftstoffhersteller von 6 Prozent. Der Referenzwert für fossile Energieträger, auf den sich die Emissionen beziehen, liegt bei 94 g CO₂eq/MJ. Im Vergleich dazu lag die alte Regelung bei 83,8 g CO₂eq/MJ.

In der bisherigen nationalen Gesetzgebung (Bundesimmissionsschutzgesetz) wurde eine Pönale von 470 €/t CO₂ für die Kraftstoffhersteller festgelegt. Hinsichtlich der Anreizwirkung für strombasierte Energieträger ist die Höhe der Pönale relevant, da Werte unterhalb der Herstellungskosten für strombasierte Energieträger dazu führen, dass keine ökonomische Anreizwirkung besteht. In diesem Fall wäre das Zahlen der Pönale stets günstiger als strombasierte Energieträger in Verkehr zu bringen. Allerdings besteht die Möglichkeit, dass die betroffenen Akteure aufgrund von Compliance-Vorschriften trotzdem die teurere Option wählen.

■ Maximalquote für konventionelle Biokraftstoffe

Für die Bewertung der Anreizwirkung der RED II hinsichtlich strombasierter Energieträger kann es eine Rolle spielen, in welcher Höhe „konventionelle“ Biokraftstoffe zur Erfüllung des Mindestanteils in der nationalen Umsetzung angerechnet werden dürfen und wie stark sich der Mindestanteil des Verkehrssektors insgesamt reduziert.

Wie bereits erwähnt, können konventionelle Biokraftstoffe maximal einen Anteil von 7% am Endenergieverbrauch des Verkehrs ausmachen. Fortschrittliche Biokraftstoffe müssen hingegen bis 2030 einen Anteil von 3,5% ausmachen. Unter der Annahme, dass die Inverkehrbringung konventioneller Biokraftstoffe die kostengünstigste Maßnahme zur Erreichung des Mindestanteils darstellen, verbleibt dann ein Anteil von 3,5% am Endenergieverbrauch des Verkehrs. Für die Erreichung dieses Anteils besteht neben höheren Anteilen an Elektromobilität die Option des Inverkehrbringens weiterer fortschrittlicher Biokraftstoffe oder strombasierter Energieträger. Daher besteht zwischen diesen Optionen Wettbewerb zur Erreichung des Mindestanteils.

■ Hochlauf von Elektromobilität

Für die Erfüllung des 14% Mindestanteils in der RED II ist der Anteil erneuerbaren Stroms, der bis 2030 im Verkehr zum Einsatz kommt, von zentraler Bedeutung, da erneuerbarer Strom vierfach auf den Mindestanteil angerechnet wird. Aktuelle Szenarien des Energiegesamtsystems für BMWi bis 2030 zeigen, dass der 14% Mindestanteil bei Einhaltung der 3,5% Quote für fortschrittliche Biokraftstoffe und Erreichung des Elektromobilitätsziels der Bundesregierung von 6 Millionen Elektrofahrzeugen bereits nahezu erreicht wird. Für die Zielerreichung besteht darüber hinaus neben verstärktem Einsatz von fortschrittlichen Biokraftstoffen auch die Option von strombasierten Kraftstoff-

fen, welche dann konkurrierende Möglichkeiten zur Zielerreichung darstellen.

■ Preise für Biokraftstoffe

Für die Akteure der Kraftstoffanbieter, die durch die Mitgliedsstaaten dazu verpflichtet werden, den Mindestanteil erneuerbarer Energien zu erreichen, stellt sich die (Optimierungs-)Aufgabe der kostengünstigsten Erfüllung dieses Ziels. Aus Sicht dieser Akteure stellt die Beimischung von Biokraftstoffen eine Möglichkeit zur Zielerreichung dar, die mit der Beimischung strombasierter Energieträger oder dem Einsatz erneuerbaren Wasserstoffs in Raffinerien konkurriert. Hierbei ist jedoch der Maximalwert an „konventionellen“ Biokraftstoffen zu beachten. In jedem Fall verbleibt für die Kraftstoffanbieter die Möglichkeit, den Mindestanteil durch Inverkehrbringen „fortschrittlicher“ Biokraftstoffe zu erfüllen. Aus diesem Grund sind die Preise für Biokraftstoffe für eine Abschätzung der Anreizwirkung für strombasierte Energieträger von Bedeutung. Hierbei ist zwischen „fortschrittlichen“ Biokraftstoffen im Anhang IX Teil A und „konventionellen“ Biokraftstoffen sowie Biokraftstoffen im Anhang IX Teil B zu unterscheiden.

■ Höhe der Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen

In der RED II werden strombasierte Kraftstoffe als Option zur Anrechnung auf die 14 % Mindestanteil im Verkehr genannt. Es findet sich jedoch keine Stelle, in der explizit eine Mehrfachanrechnung oder höhere Gewichtung für strombasierte Energieträger vorgesehen ist. Für eine Analyse der Anreizwirkung ist entscheidend, ob strombasierte Energieträger in der nationalen Umsetzung mehrfach angerechnet werden können, nach der europäischen Vorgabe ist jedoch nicht davon auszugehen.

■ Berechnungsmethodik zur Wasserstoffanrechnung in Raffinerien

In der RED II wird Wasserstoff, der aus erneuerbaren Energien in Raffinerien zum Einsatz kommt, zur Erfüllung des 14% Mindestanteils im Verkehr angerechnet. Der erneuerbare Wasserstoff soll jedoch nicht direkt im Verkehrssektor zum Einsatz kommen, sondern vorgelagert bei der konventionellen Kraftstoffproduktion im Raffineriesektor. Der im Kraftstoff enthaltene Kohlenstoff stammt in diesem Fall nach wie vor aus fossilen Quellen. Hierdurch ist eine Bestimmung des anrechenbaren erneuerbaren Anteils im Verkehrssektors nicht eindeutig und muss durch eine eingangs definierte Berechnungsmethodik bestimmt werden. Die Anreizwirkung der RED II für den Einsatz erneuerbaren Wasserstoffs ist daher unsicher, solange Unklarheit über die Berechnungsmethodik herrscht. Für eine genaue Bewertung der Anreizwirkung ist daher die Ausgestaltung der Berechnungsmethodik zur Wasserstoffanrechnung erforderlich.

Hinsichtlich der Festlegung der Berechnungsmethodik ist vor allen Dingen zu diskutieren, auf welche Energieträger sich der erneuerbare Anteil des Wasserstoffs bezieht. Die

folgenden Beispiele sollen diesen Punkt verdeutlichen:

In Raffinerien besteht aktuell ein jährlicher Nettobedarf an Wasserstoff in der Größenordnung von rund 157 kt³⁸. Dieser Bedarf lässt sich über strombasierten Wasserstoff, der über erneuerbaren Strom hergestellt wurde, decken. Legt man in einem vereinfachten Ansatz alle Raffinerieprodukte zu Grunde, die nach Energiebilanz in Raffinerien produziert wurden und rechnet diesen den strombasierten Wasserstoff als 100% erneuerbar zu, dann ergibt sich ein erneuerbarer Anteil von rund 0,45% an den Raffinerieprodukten.

Bilanziell ließe sich der Wasserstoff auch nur den Produkten zurechnen, die im Verkehr verbraucht werden. In diesem Fall steigt der erneuerbare Anteil an den Produkten auf rund 0,75%.

Sofern bei der nationalen Umsetzung der RED II weiterhin die vermiedenen Treibhausgasemissionen die Bezugsgröße darstellen ist festzulegen, in welcher Höhe Treibhausgasemissionen durch den Einsatz von Wasserstoff bei der Kraftstoffherstellung vermieden werden. Außerdem ist zu klären, welchen Raffinerieprodukten diese vermiedenen Emissionen zugeschrieben werden.

Anreizwirkung der RED II für strombasierte Energieträger

Wie dargelegt hängt die Anreizwirkung der RED II für strombasierte Energieträger an zahlreichen Parametern und Details, die vor einer nationalen Umsetzung der Richtlinie nicht eindeutig zu beantworten ist. Aus den gewonnenen Erkenntnissen lassen sich jedoch einige Schlüsse ziehen:

- Aufgrund keiner Mehrfachanrechnung, sowie der Konkurrenz zu Elektromobilität und Biokraftstoffen geht keine Anreizwirkung für die unmittelbare Nutzung strombasierter Energieträger im Verkehr aus.
- Eine Anreizwirkung der RED II hinsichtlich des Einsatzes von strombasiertem Wasserstoff in Raffinerien ist generell möglich hängt aber von einer Reihe von Faktoren ab, die im Folgenden kurz erläutert werden. Hierbei wird zuerst auf die Sicht der betroffenen Akteure aus der Mineralölwirtschaft eingegangen. Danach wird kurz die Wechselwirkung zwischen den Regeln der RED II und den Handlungsoptionen der Akteure aus der Mineralölwirtschaft diskutiert.

Allgemein besteht für die Mineralölwirtschaft erst dann ein Anreiz fossilen Wasserstoff in Raffinerien großflächig durch strombasierten Wasserstoff zu ersetzen, wenn hierdurch wirtschaftliche Vorteile entstehen können. Strombasierter Wasserstoff ist in der Herstellung jedoch deutlich kostenintensiver als fossil hergestellter Wasserstoff (vgl. 3.12.3). Dadurch erscheint für die Mineralölindustrie der Einsatz von strombasiertem Wasserstoff erst dann betriebswirtschaftlich vielversprechend, wenn sich hierdurch z.B.

³⁸ nach LBST 2018

gesetzliche Verpflichtungen, wie sie aus der Umsetzung der RED II folgen, erfüllen lassen.

Akteure der Mineralölwirtschaft stehen durch die Umsetzung der Anrechenbarkeit von strombasiertem Wasserstoff dann vor der Alternative, entweder biogene Kraftstoffe in Verkehr zu bringen oder strombasierten Wasserstoff in Raffinerieprozessen einzusetzen (vgl. Abb. 32). Die Akteure werden sich jedoch nur für den Einsatz von strombasiertem Wasserstoff entscheiden, sofern dieser im Vergleich zu der Biokraftstoffbeimischung die wirtschaftlich günstigere Alternative darstellt.

Die Anreizwirkung für den Einsatz von strombasiertem Wasserstoff in Raffinerien ist umso größer, je höher der Mindestanteil an erneuerbaren Energien nach RED II gewählt wird. Dadurch müssen tendenziell mehr biogene Kraftstoffe in Verkehr gebracht werden. Hierdurch steigt die Nachfrage nach biogenen Kraftstoffen, wodurch eine Preissteigerung von biogenen Kraftstoffen zu erwarten ist. Die Alternative des Einsatzes von strombasiertem Wasserstoff wird hierdurch für die Akteure der Mineralölwirtschaft im Vergleich attraktiver.

Gleichzeitig hängt die Anreizwirkung auch von den Möglichkeiten zur Erfüllung des Mindestanteils durch unterschiedliche Arten von Biokraftstoffen ab. Die Anreizwirkung für strombasierten Wasserstoff ist umso höher, je eher die Verpflichtung aus der RED II nur durch fortschrittliche Biokraftstoffe (Biokraftstoffe nach Anhang IX Teil A der RED II) oder die Wasserstoffalternative in Raffinerien erfüllt werden kann. Da fortschrittliche Biokraftstoffe höhere Herstellungspreise aufweisen als konventionelle Biokraftstoffe (aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen), lohnt sich der Einsatz strombasierten Wasserstoffs in Raffinerien in diesem Fall eher.

Demnach gilt, dass der Anteil an konventionellen Biokraftstoffen möglichst gering und der Mindestanteil an erneuerbaren Energien in der nationalen Umsetzung der RED II möglichst hoch gewählt werden sollte, um eine (politisch gewollte) möglichst hohe Anreizwirkung für den Einsatz von strombasierten Wasserstoff in Raffinerien zu erzielen. In der RED II besteht ebenso die Möglichkeit, den Mindestanteil an erneuerbaren Energien im Verkehrssektor durch die Anrechnung von erneuerbarer Elektrizität zu erreichen, wobei erneuerbare Elektrizität vierfach auf den Mindestanteil angerechnet wird. Diese Anrechnung stellt eine sehr günstige Alternative zur Erreichung des Mindestanteils dar, da ein steigender Anteil an Elektrofahrzeugen bereits über andere Instrumente angereizt wird (Stichwort: Flottengrenzwerte). Inwieweit jedoch die Mineralölindustrie in der nationalen Umsetzung der RED II sich elektrischen Strom im Verkehr anrechnen lassen kann, bzw. hierzu verpflichtet werden kann, ist juristisch ungeklärt. Sofern jedoch eine Anrechnung für die Mineralölindustrie umgesetzt wird, ist es notwendig, den Mindestanteil der RED II sehr hoch anzusetzen, um überhaupt noch eine mögliche Anreizwirkung für strombasierten Wasserstoff zu erhalten. Für eine Indikation, welchen Einfluss allein die Elektromobilität hat, kann der erneuerbare Mindestanteil nach RED II Berechnungsmethodik aus einem aktuellen Prognose Klimazielszenario im Rahmen der NECP-Berichterstattung herangezogen werden. Dieser Wert, der allein durch den Stromverbrauch im Straßenverkehr erreicht wird, liegt bei über 16%. Der zu Grunde gelegte Energieverbrauch der Elektromobilität in dem Szenario wird im Jahr 2030 annahmeger-

mäß durch rund 9,5 Millionen zugelassene Fahrzeuge verursacht.

Im hier unterstellten Szenario wird angenommen, dass bis 2025 der komplette Nettobedarf an Wasserstoff der Raffinerien durch strombasierten Wasserstoff ersetzt wird. Bis 2030 sinkt der Wasserstoffbedarf aufgrund des Rückgangs bei der Herstellung von Mineralölprodukten ab.

Die dargestellten Mehrkosten beziehen sich zum einen auf die reinen Kosten der Wasserstoffherzeugung und zum anderen auf die Vermeidung des Inverkehrbringens biogener Kraftstoffe. Der Grund hierfür liegt in der Möglichkeit der Anrechenbarkeit von strombasiertem Wasserstoff nach der Renewable Energy Directive II, sofern er aus erneuerbaren Quellen hergestellt wurde. Sofern ebenfalls eine Anrechenbarkeit auf nationaler Ebene erfolgt, hat der Inverkehrbringer von Kraftstoffen demnach die Möglichkeit strombasierten Wasserstoff im Raffinerieprozess einzusetzen. Hierdurch reduziert sich für den Inverkehrbringer entsprechend der Anteil an biogenen Kraftstoffen, die er in den Markt zu bringen muss.

Anhand der Energiekosten wird deutlich, dass kostenseitig die Möglichkeit der Anrechnung von strombasiertem Wasserstoff in Raffinerien für die Inverkehrbringer durchaus vielversprechend erscheint (- 0,4 bis + 0,2 Mrd. €). Die hohen Einsparungen kommen insbesondere zu Stande, wenn die Inverkehrbringer relativ teurere biogene Energieträger aus Holzabfällen in Verkehr bringen müssten, diese dann aber durch den Einsatz an strombasierten Wasserstoff nicht zu zukaufen brauchen. Sofern keine Möglichkeit der Anrechenbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff besteht, kommt es zu Mehrkosten, da dann für den Raffineriebetreiber nur die anfallenden Mehrkosten gegenüber konventionell erzeugtem Wasserstoff auftreten (0,7–0,9 Mrd. €).

Die Anrechnung von strombasiertem Wasserstoff in den Raffinerien hat allerdings zur Folge, dass es zu Mehremissionen an Treibhausgasen kommt. Der Grund hierfür liegt darin, dass weniger biogene Kraftstoffe in den Markt gebracht werden und entsprechend höhere Treibhausgasemissionen durch zusätzliche Mineralölprodukte auftreten, die sonst von biogenen Energieträgern verdrängt würden. Nach der Quellenbilanzierung würde der erneuerbare Wasserstoff nicht dem Verkehrssektor, sondern der Energiewirtschaft, die vom Emissionshandel erfasst ist, gutgeschrieben. Daher ist insbesondere zu beachten, dass diese Mehremissionen im Verkehrssektor anfallen, der nicht vom Emissionshandel erfasst ist (Non-ETS Sektor). Die vergleichsweise geringen Emissionseinsparungen fallen hingegen im ETS Sektor an.

Der Baustein des strombasierten Wasserstoffeinsatzes im Raffineriesektor ist vor allen Dingen kostenseitig vielversprechend, wenn eine Anrechnung in der nationalen Umsetzung der RED II gegeben ist und eine entsprechende Anreizwirkung geschaffen wird. Diese geringen Kosten werden jedoch mit einer Steigerung der Emissionen insgesamt und einer zusätzlichen Verlagerung vom ETS-Sektor in den Non-ETS-Sektor „erkauft“. Spannend für diesen Strategiebaustein ist allerdings, dass der Einsatz in begrenztem Umfang aber relevanter Größenordnung erfolgt.

4.4.2 Strombasierter Wasserstoff in der Ammoniakproduktion

Eine weitere Einsatzmöglichkeit für strombasiertem Wasserstoff in der Industrie stellt die Ammoniakproduktion dar. Für die Umstellung der Produktion auf strombasierte Energieträger wurde innerhalb dieses Bausteins das Anlagenalter der bestehenden inländischen Standorte berücksichtigt. Bis 2030 könnten so bis zu $\frac{3}{4}$ der bestehenden Produktionsstätten auf die Nutzung von strombasiertem Wasserstoff umgestellt werden. Hierfür wäre die Produktion von 13 TWh Wasserstoff im Jahr notwendig.

Durch diese neuen Produktionskapazitäten fallen Energieträgerkosten in Höhe von rund 2,6 Mrd. € pro Jahr an. Die Kosten liegen aufgrund der Differenzkosten im Vergleich zu konventionell erzeugtem Wasserstoff in höherer Größenordnung als bei den Verkehrsanwendungen, bei denen Diesel substituiert wird. Der Preis für konventionellen Wasserstoff steigt bis 2030 zwar aufgrund steigender Erdgas- und CO₂-Preise an, liegt aber im Vergleich zu strombasiertem Wasserstoff immer noch günstig. Auf Seiten der Ammoniakproduktion liegen die Investitionen in vergleichbarer Höhe zu denjenigen der konventionellen Anlagen, weshalb keine zusätzlichen Investitionen auf Anlagenseite anfallen.

Bemerkenswert bei diesem Hochlauf ist, dass die für den Einsatz in der Ammoniakproduktion benötigte Menge an Elektrolyseuren bis 2030 in Höhe der angebotsseitigen Beschränkung im Inland (vgl. Abschnitt 4.5) liegt. Dementsprechend kann bei Umstellung von $\frac{3}{4}$ der jährlichen Ammoniakproduktion bis 2030 keine weitere Herstellung von strombasierten Energieträgern im Inland erfolgen.

Dieser Baustein ist vor allen Dingen langfristig interessant, da er für die Ammoniakproduktion neben CCS die einzige treibhausgasneutrale Alternative darstellt. Die produzierenden Unternehmen stehen jedoch in intensivem internationalem Wettbewerb, weshalb eine Preissteigerung zum Verlust der Wettbewerbsfähigkeit führen kann. Bei möglichen Instrumenten durch den Staat wäre zudem zu prüfen, inwieweit beispielsweise eine Förderung beihilferechtlich möglich ist.

4.4.3 Wasserstoffeinsatz in der Stahlerzeugung

Eine vor allen Dingen auch langfristig wirkungsvolle Klimaschutzmaßnahme in der Industrie stellt die Nutzung von strombasiertem Wasserstoff in der Stahlerzeugung, genauer in der Roheisenproduktion, dar. Im hier dargestellten Baustein wurde die Umstellung von zwei mittelgroßen Hochöfen frühestens für das Jahr 2027 unterstellt. Der Grund hierfür liegt daran, dass keine Umstellung vor Beendigung der durchschnittlichen Nutzungsdauer der Hochöfen angenommen wurde.

Der unterstellte Einsatz von strombasiertem Wasserstoff in der Stahlindustrie macht in diesem Baustein nur ungefähr 8 % der jährlichen Stahlproduktion in Deutschland aus. Hierfür würden bereits 9 TWh an strombasiertem Wasserstoff benötigt. Eine vollständige Umstellung aller Produktionsanlagen auf strombasierten Wasserstoff würde demnach ca. 113 TWh an strombasiertem Wasserstoff erfordern. Von Seiten des Stromangebots ist diese zusätzliche Menge inländisch bis 2030 jedoch nicht produzierbar.

Die angenommenen Umstellungen der Produktion sind sowohl mit deutlichen zusätzlichen Investitionen von rund 1 Mrd. € als auch mit zusätzlichen Energiemehrkosten von rund 2,1 Mrd. € gegenüber der Hochofenroute verbunden. Darin enthalten sind sowohl Kosteneinsparungen durch nicht benötigte Emissionszertifikate als auch zusätzliche Strom- und Investitionskosten durch

neue Lichtbogenöfen. Bei der Prozessumstellung von der Hochofenroute auf Direktreduktionsanlagen sind Lichtbogenöfen zusätzlich notwendig, um den durch die Direktreduktion produzierten Eisenschwamm für die weitere Verarbeitung einzuschmelzen. Eisenschwamm muss aufgrund seiner porösen Beschaffenheit noch eingeschmolzen werden, um Roheisen herzustellen.

Dieser Baustein macht deutlich, dass der Einsatz von strombasiertem Wasserstoff im Stahlsektor mit erheblichen zusätzlichen Kosten verbunden ist. Zudem stellt die Produktion der benötigten Mengen das inländische Stromsystem vor so große Herausforderungen, dass nur ein geringer Anteil der Anlagen bis 2030 umgestellt werden kann. Im Vergleich zu beispielsweise dem Verkehrssektor stehen die Unternehmen der Stahlindustrie im internationalen Wettbewerb, weshalb eine solch erhebliche Kostensteigerung zum Verlust der Wettbewerbsfähigkeit führen kann. Bei möglichen Instrumenten durch den Staat wäre zudem zu prüfen, inwieweit beispielsweise eine Förderung beihilferechtlich möglich ist. Weitere Möglichkeiten wäre die Einführung einer Quote für grünen Stahl und entsprechende Verlagerung der Kosten auf weitere Akteure und/oder die Einführung von Schutzzöllen zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit.

4.5 Angebotsseitige Beschränkung im Inland

Die von Seiten der Nachfrage dargestellten Bausteine sind hinsichtlich der inländischen Herstellung jedoch auf der Angebotsseite beschränkt. Die Beschränkung besteht vor allen Dingen aufgrund der begrenzten Erzeugungskapazität des Stromsystems, die zur Herstellung von strombasierten Energieträgern im Inland genutzt werden kann.

Aus Klimaschutzgründen sollte eine Produktion von strombasierten Energieträgern stets aus erneuerbar hergestelltem Strom erfolgen. Andernfalls kommt es zu Mehremissionen, da selbst die modernsten hocheffizienten Gaskraftwerke in Verbindung mit einem Elektrolyseur über die Prozesskette einen geringen Wirkungsgrad aufweisen als die direkte Dampfreformierung zur Wasserstoffherstellung. Aus diesem Grund ist die Angebotsseite vor allen Dingen durch den Zubau an erneuerbaren Energien beschränkt.

Sofern eine höhere Menge an strombasierten Energieträgern nachgefragt wird als das inländische Angebot durchs Stromsystem in der Lage ist über erneuerbare Energien bereitzustellen, müssten zur Deckung der Nachfrage Importe erfolgen.

Im inländischen Stromsystem erscheint aus heutiger Sicht nur eine Erzeugung von 4 bis 6 TWh an grünem Wasserstoff bis 2025 und von rund 16 TWh grünem Wasserstoff bis 2030 als machbar. Auch sind damit bereits erhebliche Anstrengungen im Hinblick auf den Zubau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten verbunden. So wurde im hier dargestellten Szenario ein durchschnittlicher jährlicher Zubau an Wind-Onshore- von 4,4 GW, 0,9 GW Wind-Offshore- und 7,2 GW Photovoltaikleistung angenommen.

Sofern bis 2025 höhere Mengen an grünem Wasserstoff in Deutschland erzeugt werden sollen, würde das deutsche Stromsystem deutlich steigende jährliche Stromimporte benötigen. Aufgrund des Umbaus der ausländischen Kapazitäten (Kohleausstieg, altersbedingte Stilllegungen usw.) stehen jedoch auch im benachbarten Ausland nicht genügend gesicherte Kapazitäten zur Verfügung, um diese höheren Importe bis 2025 und 2030 zu gewährleisten. Zudem ist hierfür ein entsprechender Ausbau der Stromnetze sowie Interkonnektoren erforderlich, was insbesondere kurz- und mittelfristig ebenfalls nur in einem begrenzten Umfang realisiert werden kann.

4.6 Zusammenfassung möglicher Bausteine für Transformationspfade strombasierter Energieträger

In Tabelle 14 ist eine Übersicht der Ergebnisse für die oben beschriebenen Bausteine dargestellt. Unter *Verwendungszweck* finden sich die jeweiligen Bausteine. Eine Darstellung erfolgt jeweils für die Jahre 2025 und 2030. Die Spalte *Größenordnung* beschreibt, welcher Umfang für den jeweiligen Baustein zum Betrachtungsjahr angenommen wurde. Unter *PtX Bedarf* wird der hieraus resultierende jährliche Verbrauch an strombasierten Energieträgern der einzelnen Bausteine dargestellt. Eine Ausnahme bildet die Zeile *Angebotsseitige Beschränkung im Inland* bei der in dieser Spalte die inländisch mögliche Erzeugungsmenge an Wasserstoff angegeben ist. Unter der Spalte der zusätzlichen Energiemehrkosten ergeben sich die Differenzkosten zu fossilen Energieträgern, wobei sich die Kosten unter *Angebotsseitige Beschränkung im Inland* wiederum auf die angegebenen Wasserstoffmengen beziehen. Die Investitionskosten der einzelnen Bausteine ergeben sich aus den notwendigen Mehrinvestitionen im Vergleich zu bestehenden Verbrauchstechnologien, wobei sie in kumulierter Form dargestellt sind. Im Bereich der Brennstoffzellenbusse fallen die Mehrinvestitionen beispielsweise durch die Mehrkosten der Fahrzeuge mit Brennstoffzellentechnik gegenüber Dieselfahrzeugen an. Die Spalte *Energiesteuerdifferenz* beschreibt das geringere Energiesteueraufkommen, welches durch die Nutzung von Wasserstoff gegenüber Diesel in den einzelnen Verkehrsbausteinen entsteht. Durch die anderen Bausteine erfolgen keine Mindereinnahmen bei der Energiesteuer. Die Spalte *CO₂ Emissionen* beschreibt die jährlichen Differenzen der Emissionen im Energiesystem insgesamt, welche durch die einzelnen Bausteine ausgelöst werden. Mit Ausnahme der Raffinerien ist dieser Wert immer negativ, da fossile Energieträger eingespart werden können. Im Bereich der Raffinerien besteht jedoch die Möglichkeit eines Anreizes über die RED II und einer damit verbundenen geringeren Inverkehrbringung von Biodiesel. In diesem Fall können die Emissionen im Energiesystem insgesamt steigen. Für die Raffinerien ist dieser Wert ebenso angegeben wie für den Fall, dass ein Ersatz von fossilem Wasserstoff durch strombasierten ohne Rückwirkungen auf die Inverkehrbringung biogener Kraftstoffe stattfindet.

Tabelle 14: Bausteine für Transformationspfade strombasierter Energieträger

Verwendungszweck	Jahr	Größenordnung	PtX Bedarf p.a. (Hi)	Zusätzliche Energiekosten p.a.	Investitionskosten (kumuliert)	Energiesteuerdifferenz (nominal)	CO ₂ Emissionen p.a.
Brennstoffzellenzüge	2025	100 Züge	156 GWh	13 Mio. € (3 – 19 Mio. €)	87 Mio. €	10 Mio.€	- 57 Tsd. t
	2030	200 Züge	312 GWh	14 Mio. € (- 1 – 17 Mio. €)	169 Mio. €	20 Mio.€	- 113 Tsd. t
Brennstoffzellenbusse	2025	2.954 Busse	510 GWh	49 Mio. € (17 – 68 Mio. €)	1,1 Mrd. €	31 Mio.€	- 172 Tsd. t
	2030	5.243 Busse	890 GWh	59 Mio. € (16 – 67 Mio. €)	1,8 Mrd. €	52 Mio.€	- 292 Tsd. t
Brennstoffzellen-LKW	2025	8.474 LKW	1,81 TWh	213 Mio. € (98 – 280 Mio. €)	3,3 Mrd. €	100 Mio.€	- 556 Tsd. t.
	2030	15.919 LKW	3,21 TWh	255 (103 – 285 Mio. €)	6,7 Mrd.€	176 Mio.€	- 981 Tsd. t
PtL im Flugverkehr	2025	50% des inl. Flugverkehrs	4,7 TWh	1,9 Mrd.€ (1,2 – 2,2 Mrd. €)	-	-	-1,2 Mio. t
	2030	100% des inl. Flugverkehrs	9,3 TWh	3,2 Mrd. € (2,4 – 3,5 Mrd. €)	-	-	- 2,4 Mio. t
Raffinerien	2025	vollst. H ₂ Nettobedarf der Raffinerien	4,8 TWh	ggü. Biodiesel: -268 bis +426 ggü. H ₂ : 0,8 – 1,3 Mrd.€	-	-	ggü. Biodiesel: + 1,2 Mio. t ggü. fossilem H ₂ : -1,4 Mio.t
	2030	vollst. H ₂ Nettobedarf der Raffinerien	4,4 TWh	ggü. Biodiesel: -416 bis +222 ggü. H ₂ : 0,7 – 0,9 Mrd. €	-	-	ggü. Biodiesel: + 1,1 Mio. t ggü. fossilem H ₂ : -1,2 Mio.t

Ammoniak	2025	2/3 der jährlichen Produktion	11 TWh	2,6 Mrd. € (1,9 – 3 Mrd. €)	-	-	- 3 Mio. t
	2030	3/4 der jährlichen Produktion	13 TWh	2,6 Mrd. € (2 – 2,7 Mrd. €)	-	-	- 3,7 Mio. t
Stahl	2025	keine Anlagen	-	-	-	-	-
	2030	zwei Anlagen (rund 8% der jährlichen Produktion)	9 TWh	2,1 Mrd. € (1,9 – 2,4 Mrd. €)	1 Mrd. €	-	5,3 Mio. t
Angebotsseitige Beschränkung im Inland	2025	-	4– 6 TWh H ₂ *	1,4 Mrd.€** 1,1–1,6 Mrd. €**	-	-	-
	2030	-	~ 16 TWh H ₂ *	3,2 Mrd €** 2,5–3,6 Mrd. €**	-	-	-

Quelle (Eigene Darstellung)

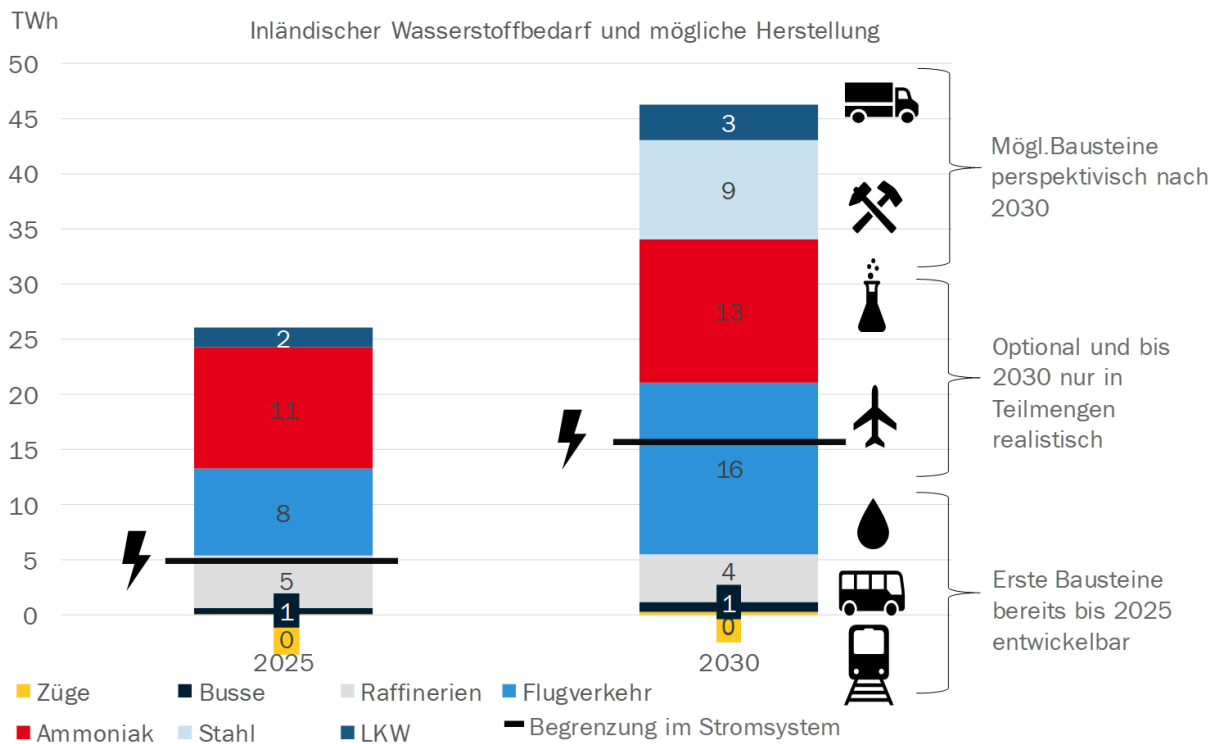
© PrognosAG 2019

* Die angegebenen Werte beziehen sich hier auf die inländisch mögliche Wasserstoffherzeugung

** Differenzkosten zwischen fossilem und strombasiertem Wasserstoff

4.7 Fazit – Bausteine möglicher Transformationspfade

Abbildung 34: Bausteine möglicher Transformationspfade



Als erste Schritte für mögliche Transformationspfade strombasierter Energieträger erscheint vor allen Dingen der Einsatz in ausgewählten Bereichen des öffentlichen Verkehrs vielversprechend. In brennstoffzellengetriebenen Zügen und öffentlichen Bussen kann ein Einsatz von Wasserstoff relativ kostengünstig erfolgen. Die betroffenen, in der Regel staatlichen Unternehmen stehen nicht im Wettbewerb und sehen sich auch zunehmend umweltpolitischen Vorgaben unterworfen. Aufgrund der vergleichsweise geringen Energiemehrkosten gegenüber fossilen Energieträgern (vor allem Diesel) bieten sich in diesen Anwendungen beispielsweise Investitionskostenzuschüsse als mögliche Förderinstrumente an. Um strombasierte Energieträger zu unterstützen, müssten diese jedoch mit der Auflage zur Nutzung von strombasiertem Wasserstoff (auf Basis *zusätzlicher* erneuerbarer Energien) verbunden werden, damit kein konventioneller Wasserstoff zum Einsatz kommt. Für Brennstoffzellenzüge besteht bereits ein Förderprogramm des Bundes, das hinsichtlich strombasierten Wasserstoffs angepasst werden könnte.

Der Einsatz strombasierten Wasserstoffs im Raffineriesektor ist ebenfalls ein weiterer vielversprechender Schritt. In diesem Handlungsfeld besteht mit der RED II bereits ein Instrument, das in seiner nationalen Umsetzung für eine entsprechende Anreizwirkung sorgen kann. Sofern ein entsprechender Anreiz über die RED II erfolgt, ist dies jedoch mit steigenden Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor verbunden.

Auf diese möglichen ersten Schritte kann in darauffolgenden Bausteinen der Einsatz in weiteren Bereichen wie der Ammoniakherstellung oder im Flugverkehr erfolgen. In diesen Fällen müssten mögliche staatliche Instrumente jedoch die Energiemehrkosten entsprechend adressieren. Zudem müsste ein entsprechender Anreiz für den Einsatz strombasierter Energieträger in diesen Bereichen erreicht werden, wobei gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Unternehmen nicht gefährdet werden darf. Außerdem ist die Vereinbarkeit mit nationalen und europäischem Wettbewerbsrecht sicherzustellen. Welche Instrumente geeignet sind diese Punkte zu erfüllen sollte Gegenstand weiterer Untersuchungen sein.

Die Stahlproduktion stellt insbesondere langfristig ein wichtiges Einsatzgebiet für strombasierten Wasserstoff dar, da die Direktreduktion verbunden mit treibhausgasneutralem Wasserstoffein- satz die einzige auch langfristig nachhaltige Möglichkeit zur treibhausgasneutralen Stahlerzeu- gung darstellt. Da die notwendigen Mengen bei Umstellung größerer Werke jedoch schnell Grö- ßenordnungen annehmen können, die bis 2030 nicht inländisch produziert werden können, ist der großflächige Einsatz in der Stahlindustrie erst nach 2030 zu empfehlen. Für mögliche Instru- mente für die wettbewerbsintensive Stahlindustrie besteht auch vor dem Hintergrund europäi- scher Beihilfe- und Zollregelungen ebenfalls weiterer Untersuchungsbedarf.

Im schweren Straßengüterverkehr werden aktuell zur Reduktion der THG-Emissionen verschiede- ne Technologien diskutiert. Für den schweren und langläufigen Straßengüterverkehr erfüllen die Energiedichten des batterieelektrischen Antriebs nicht die Anforderungen der Branche. Auch ist nicht zu erwarten, dass sich dies in Zukunft grundlegend ändern wird. Als potenziell THG-neutrale Antriebsvarianten verbleiben demnach noch der Einsatz von strombasierten oder biogenen Kraft- stoffen sowie die Option von Oberleitungen auf Autobahnen. Erste Untersuchungen zum Thema Oberleitungs-Lkw zeigen, dass die Option sowohl energetisch wie auch bezüglich ihrer volkwirt- schaftlichen Kosten vielversprechend ist. (BDI Klimapfade und FHG ISI (2018)). Die Technik steckt allerdings noch in den Kinderschuhen und die tatsächliche Realisierbarkeit ist unsicher. Der Einsatz von strombasierten oder biogenen Energieträgern für den Straßengüterverkehr kann eine Alternative darstellen. Aus diesem Grund sollte der Einsatz in diesem Bereich – wenn über- haupt - erst nachgelagert erfolgen. Für eine abschließende Bewertung und Gegenüberstellung von Oberleitungsinfrastrukturen gegenüber Brennstoffzellen-Lkw besteht weiterer Forschungsbe- darf.

Anhang

Tabelle 15: Fälle der Stromgestehungskosten der Elektrolyse (Deutschland)

Erzeugungssystem	WACC	VLH	Nutzung EE	2020	2030	2040	2050
Wind_Onshore_Insel	4 %	3.000	94 %	6,0	5,6	5,2	5,0
Wind_Onshore_Insel	5 %	3.000	94 %	6,5	6,0	5,6	5,4
Wind_Onshore_Insel	6 %	3.000	94 %	7,0	6,5	6,1	5,8
Wind_Onshore_Insel	4 %	4.000	84 %	6,7	6,2	5,8	5,6
Wind_Onshore_Insel	5 %	4.000	84 %	7,2	6,7	6,3	6,0
Wind_Onshore_Insel	6 %	4.000	84 %	7,8	7,2	6,8	6,5
Wind_Onshore_PV_Insel	4 %	4.000	93 %	5,4	5,0	4,7	4,5
Wind_Onshore_PV_Insel	5 %	4.000	93 %	5,9	5,4	5,1	4,9
Wind_Onshore_PV_Insel	6 %	4.000	93 %	6,3	5,8	5,5	5,2
Wind_Onshore_PV_Insel	4 %	5.000	85 %	5,9	5,5	5,1	4,9
Wind_Onshore_PV_Insel	5 %	5.000	85 %	6,4	5,9	5,5	5,3
Wind_Onshore_PV_Insel	6 %	5.000	85 %	6,9	6,4	6,0	5,7
Wind_Offshore_Insel	4 %	3.500	97 %	8,5	6,7	6,1	5,8
Wind_Offshore_Insel	5 %	3.500	97 %	9,1	7,1	6,6	6,2
Wind_Offshore_Insel	6 %	3.500	97 %	9,8	7,6	7,0	6,6
Wind_Offshore_Insel	4 %	3.750	96 %	8,6	6,8	6,2	5,9
Wind_Offshore_Insel	5 %	3.750	96 %	9,3	7,3	6,7	6,3
Wind_Offshore_Insel	6 %	3.750	96 %	9,9	7,7	7,2	6,8
Wind_Offshore_Insel	4 %	4.000	93 %	8,8	7,0	6,4	6,0
Wind_Offshore_Insel	5 %	4.000	93 %	9,5	7,4	6,9	6,5
Wind_Offshore_Insel	6 %	4.000	93 %	10,2	7,9	7,4	6,9
EE_Netzbezug	4 %	4.000	100 %	5,6	5,2	4,9	4,7
EE_Netzbezug	5 %	4.000	100 %	6,0	5,6	5,3	5,1
EE_Netzbezug	6 %	4.000	100 %	6,5	6,0	5,7	5,5

Tabelle 16: Fälle der Stromgestehungskosten der Elektrolyse (MENA)

Erzeugungssystem	WACC	VLH	Nutzung EE	2020	2030	2040	2050
Wind_PV	6 %	3.000	100 %	4,0	3,7	3,4	3,3
Wind_PV	6 %	4.000	96 %	4,2	3,8	3,6	3,4
Wind_PV	6 %	5.000	83 %	4,8	4,4	4,1	3,9
Wind_PV	6 %	6.000	65 %	6,1	5,6	5,3	5,0
Wind_PV	8 %	3.000	100 %	4,6	4,2	4,0	3,8
Wind_PV	8 %	4.000	96 %	4,8	4,4	4,1	3,9
Wind_PV	8 %	5.000	83 %	5,5	5,0	4,7	4,5
Wind_PV	8 %	6.000	65 %	7,1	6,5	6,1	5,8
Wind_PV	10 %	3.000	100 %	5,3	4,8	4,5	4,3
Wind_PV	10 %	4.000	96 %	5,5	5,0	4,7	4,5
Wind_PV	10 %	5.000	83 %	6,3	5,7	5,4	5,1
Wind_PV	10 %	6.000	65 %	8,1	7,4	6,9	6,6
Wind_PV	12 %	3.000	100 %	5,9	5,4	5,1	4,9
Wind_PV	12 %	4.000	96 %	6,2	5,7	5,3	5,1
Wind_PV	12 %	5.000	83 %	7,1	6,5	6,1	5,8
Wind_PV	12 %	6.000	65 %	9,1	8,3	7,8	7,4
PV	6 %	3.000	82 %	3,9	3,4	3,1	2,9
PV	6 %	4.000	22 %	14,2	12,5	11,6	10,7
PV	8 %	3.000	82 %	4,5	3,9	3,6	3,3
PV	8 %	4.000	22 %	16,5	14,4	13,3	12,3
PV	10 %	3.000	82 %	5,1	4,5	4,1	3,8
PV	10 %	4.000	22 %	19,0	16,5	15,2	14,0
PV	12 %	3.000	82 %	5,8	5,0	4,7	4,3
PV	12 %	4.000	22 %	21,5	18,6	17,2	15,7
PV_Batterie	6 %	3.000	99 %	4,3	3,7	3,4	3,0
PV_Batterie	6 %	4.000	89 %	4,8	4,2	3,8	3,4
PV_Batterie	6 %	5.000	72 %	5,9	5,2	4,7	4,2
PV_Batterie	8 %	3.000	99 %	5,0	4,3	3,9	3,5
PV_Batterie	8 %	4.000	89 %	5,6	4,9	4,4	3,9
PV_Batterie	8 %	5.000	72 %	6,9	6,0	5,4	4,8
PV_Batterie	10 %	3.000	99 %	5,8	5,0	4,5	4,0
PV_Batterie	10 %	4.000	89 %	6,5	5,6	5,1	4,5
PV_Batterie	10 %	5.000	72 %	8,0	6,9	6,2	5,5
PV_Batterie	12 %	3.000	99 %	6,6	5,7	5,1	4,5
PV_Batterie	12 %	4.000	89 %	7,4	6,4	5,7	5,1
PV_Batterie	12 %	5.000	72 %	9,1	7,9	7,1	6,3

Tabelle 17: Investitions- und Betriebskosten der erneuerbaren Stromerzeugung

EE-Stromquelle	Kostengröße	Einheit	2020	2030	2040	2050
Wind Onshore	Investition	EUR ₂₀₁₆ / kW	1.200	1.100	1.050	1.000
	Betriebskosten	EUR ₂₀₁₆ / kW/a	28	27	24	24
PV	Investition	EUR ₂₀₁₆ / kW	650	550	500	450
	Betriebskosten	EUR ₂₀₁₆ / kW/a	12	12	12	12
Batterie	Investition	EUR ₂₀₁₆ / kW	350	300	250	200
	Betriebskosten	EUR ₂₀₁₆ / kW/a	0	0	0	0
Wind Offshore	Investition	EUR ₂₀₁₆ / kW	2.900	2.100	2.000	1.900
	Betriebskosten	EUR ₂₀₁₆ / kW/a	80	75	65	60

Tabelle 18: Annahmen zu Betriebskosten

Anlage	Einheit	2020	2030	2040	2050
AEL	%CAPEX	4,0 %	4,0 %	4,0 %	4,0 %
PEMEL	%CAPEX	4,0 %	4,0 %	4,0 %	4,0 %
HTEL	%CAPEX	4,0 %	4,0 %	4,0 %	4,0 %
Methanisierung	%CAPEX	3,5 %	3,5 %	3,5 %	3,5 %
Methanolsynthese	%CAPEX	4,0 %	4,0 %	4,0 %	4,0 %
Fischer-Tropsch-Synthese	%CAPEX	4,0 %	4,0 %	4,0 %	4,0 %
Wasserstoffspeicher	%CAPEX	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %
DAC CO2	%CAPEX	4,0 %	4,0 %	4,0 %	4,0 %

Tabelle 19: Annahmen zu Vollbenutzungsstunden

Anlage	Einheit	2020	2030	2040	2050	Variation untere Bandbreite	Variation obere Bandbreite
AEL	h/a	5.000	5.000	5.000	5.000	+1.000	-1.000
PEMEL	h/a	5.000	5.000	5.000	5.000	+1.000	-1.000
HTEL	h/a	5.000	5.000	5.000	5.000	+1.000	-1.000
Methanisierung	h/a	7.000	7.000	7.000	7.000	+1.000	-1.000
Methanolsynthese	h/a	7.000	7.000	7.000	7.000	+1.000	-1.000
FT-Synthese	h/a	7.000	7.000	7.000	7.000	+1.000	-1.000
DAC CO2	h/a	8.000	8.000	8.000	8.000	+1.000	-1.000

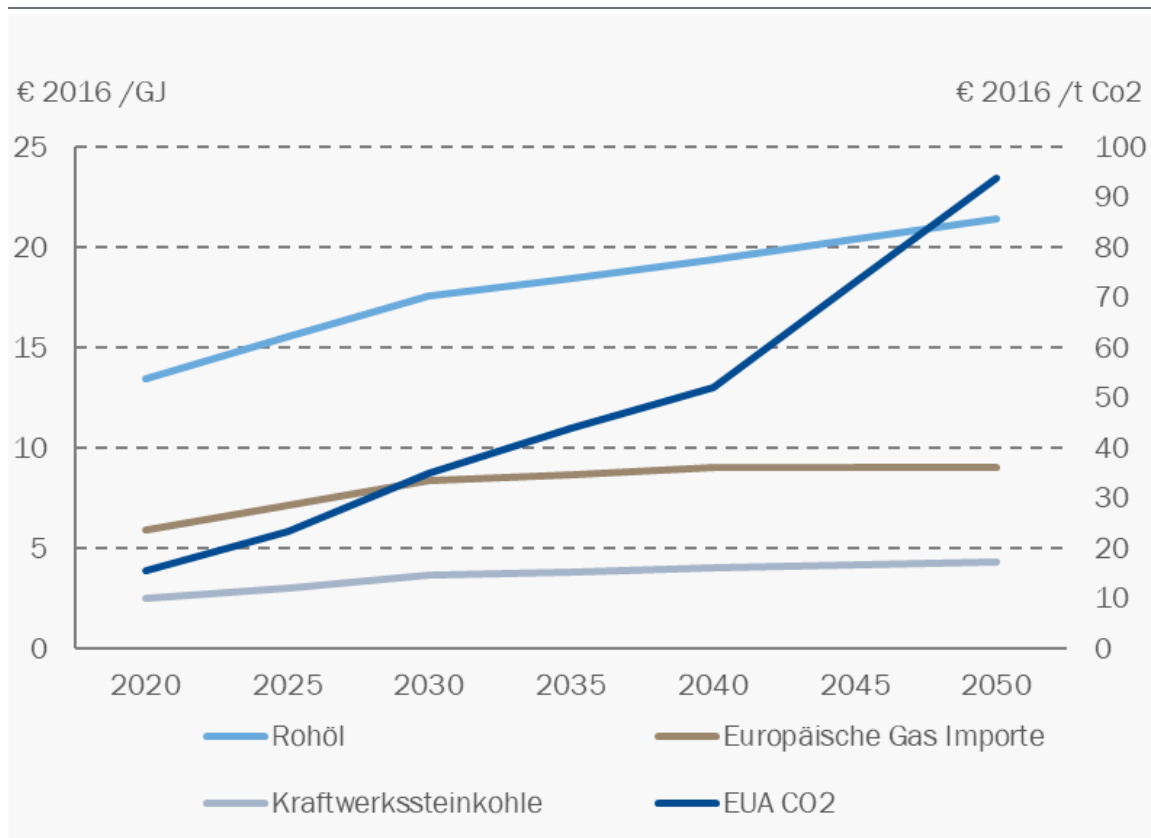
Tabelle 20: Annahmen zu Lebensdauer

Anlage	Einheit	2020	2030	2040	2050	Variation untere Bandbreite	Variation obere Bandbreite
Elektrolyse	a	25	25	25	25	+5	-5
Stack	a	12,5	12,5	12,5	12,5	+5	-5
Methanisierung	a	30	30	30	30	+5	-5
Methanolsynthese	a	30	30	30	30	+5	-5
FT-Synthese	a	30	30	30	30	+5	-5
Wasserstoffspeicher	a	30	30	30	30	+5	-5
DAC CO2	a	30	30	30	30	+5	-5

Tabelle 21: Annahmen zu Wirkungsgraden

Anlage	Bezug	2020	2030	2040	2050	Variation untere Bandbreite	Variation obere Bandbreite
Alkalische (AEL)	(Hs H ₂)	68 %	68 %	69 %	70 %	+3 %-Punkte	-3 %-Punkte
Protonenaustauschmembran (PEMEL)	(Hs H ₂)	71 %	71 %	72 %	73 %	+3 %-Punkte	-3 %-Punkte
Hochtemperatur (HTEL)	(Hs H ₂)	73 %	73 %	75 %	77 %	+3 %-Punkte	-3 %-Punkte
Mittlerer Wirkungsgrad über drei Elektrolyse-Technologien	(Hs H ₂)	71 %	71 %	72 %	73 %	+3 %-Punkte	-3 %-Punkte

Abbildung 35: Annahmen fossile Rohstoffpreise und Emissionshandelspreise



Quelle (Annahmen aus dem NECP Vorhaben)

© Prognos AG 2019

Ansprechpartner

Ihre Ansprechpartner bei Prognos

Sven Kreidelmeyer (Projektleitung)

E-Mail: svkn.kreidelmeyer@prognos.com

Hans Dambeck

E-Mail: hans.dambeck@prognos.com

Dr. Almut Kirchner

E-Mail: almut.kirchner@prognos.com

Marco Wunsch

E-Mail: marco.wunsch@prognos.com

Impressum

Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger

Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“

Herausgeber

Prognos AG
St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel
Telefon: +41 61 3273-310
Fax: +41 61 3273-300
E-Mail: info@prognos.com
www.prognos.com
twitter.com/prognos_aG

Autoren

Sven Kreidelmeyer (Projektleitung)
Hans Dambeck
Dr. Almut Kirchner
Marco Wunsch

Kontakt

Sven.Kreidelmeyer (Projektleitung)
E-Mail: sv.kreidelmeyer@prognos.com

Satz und Layout: Prognos AG
Bildnachweis(e): © iStock.com – Petmal

Stand: Februar 2020
Copyright: 20, Prognos AG

Alle Inhalte dieses Werkes, insbesondere Texte, Abbildungen und Grafiken, sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, bei der Prognos AG/ ####. Jede Art der Vervielfältigung, Verbreitung, öffentlichen Zugänglichmachung oder andere Nutzung bedarf der ausdrücklichen, schriftlichen Zustimmung der Prognos AG/des ####.

Zitate im Sinne von § 51 UrhG sollen mit folgender Quellenangabe versehen sein: Prognos AG (2020): Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe.

Die Aufnahme in den öffentlichen Leihverkehr von Bibliotheken bleibt bis zum [bitte Datum TT.MM.JJJJ ergänzen] ausgeschlossen.