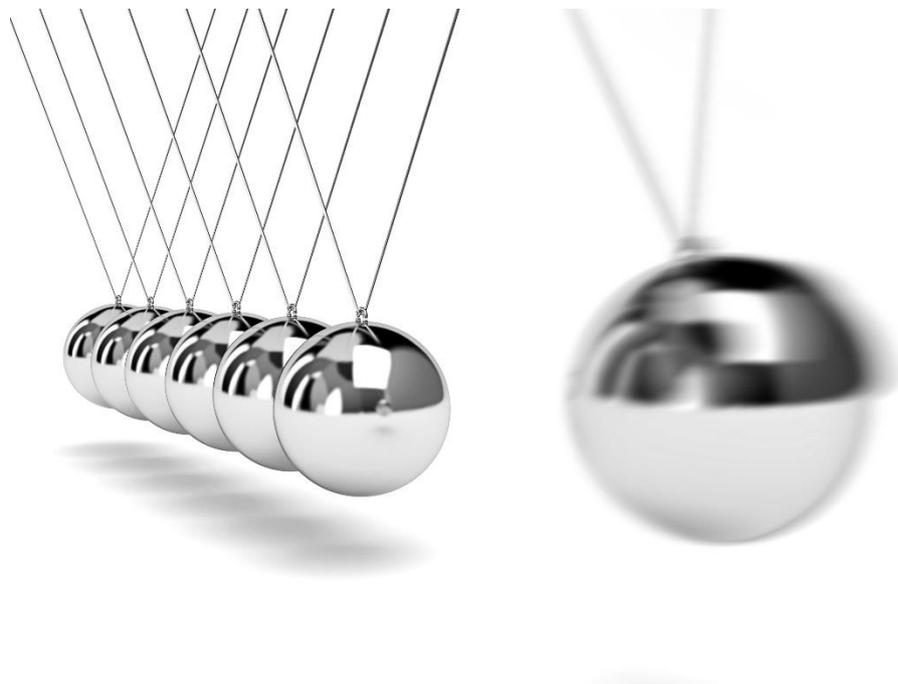


Hannes Bluhm, Katharina Heinbach

Geschäftsmodelle für Power-to-Gas und Power-to-Liquid

Konzepte für die Wasserelektrolyse, die chemische Methanisierung und die Fischer-Tropsch-Synthese zur Defossilisierung von Industrie, Wärme und Verkehr

Schriftenreihe des IÖW 221/22



i | ö | w

INSTITUT FÜR
ÖKOLOGISCHE WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

Hannes Bluhm, Katharina Heinbach

Geschäftsmodelle für Power-to-Gas und Power-to-Liquid

Konzepte für die Wasserelektrolyse, die chemische Methanisierung und
die Fischer-Tropsch-Synthese zur Defossilisierung von Industrie, Wärme
und Verkehr

gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
über den Projektträger Jülich (PtJ) (Förderkennzeichen 03ET4052B)

Schriftenreihe des IÖW 221/22
Berlin, Februar 2022

ISBN 978-3-940920-25-6

Impressum

Herausgeber:
Institut für ökologische
Wirtschaftsforschung (IÖW)
Potsdamer Straße 105
D-10785 Berlin
Tel. +49 – 30 – 884 594-0
Fax +49 – 30 – 882 54 39
E-mail: mailbox@ioew.de
www.ioew.de

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Schriftenreihe ist ein Ergebnis des Verbundvorhabens „PROPOWER: Systemanalyse Power2Products – Ökonomische und sozial-ökologische Auswirkungen einer sektorübergreifenden Nutzung von Strom“. Das Projekt wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03ET4052B gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei der Autorin und dem Autor.

Partner in dem Projekt war das Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT



Zusammenfassung

Mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz hat sich Deutschland 2021 das Ziel gesetzt, bis 2045 treibhausgasneutral zu werden. Hierfür ist eine Defossilisierung in allen Bereichen und damit eine umfassende Transformation des Energiesystems und der Industrie erforderlich. Mit Power-to-X-Technologien können unter Einsatz von elektrischem Strom Produkte hergestellt und Dienstleistungen bereitgestellt werden. Sie sind damit sowohl Sektorenkoppler als auch Energiespeicher. Die Bandbreite der Technologien und Anwendungsfelder für Power-to-X (PtX) ist groß. Gleichzeitig stellt erneuerbarer Strom eine limitierte Ressource dar. Damit stellt sich die Frage, welche PtX-Technologien – und damit auch welche Geschäftsmodelle – vielversprechend sind, um bestmöglich zum Erreichen der Klimaziele beizutragen und den Transformationsprozess in der deutschen Wirtschaft, insbesondere der Industrie, nachhaltig zu gestalten.

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderte Projekt „ProPower: Systemanalyse Power2Products“ befasste sich unter anderem mit potenziellen Geschäftsmodellen und der ökonomischen Bewertung ausgewählter PtX-Verfahren, deren Ergebnisse in dieser Schriftenreihe vorgestellt werden. Für die drei bereits technologisch reiferen Verfahren Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse und chemische Methanisierung im Bereich Power-to-Gas sowie der Fischer-Tropsch-Synthese im Bereich Power-to-Liquid werden prototypische Geschäftsmodelle für die Umsetzung in Deutschland beschrieben und bewertet. Zudem wurden im Dialog mit Vertreterinnen und Vertretern von Unternehmen und Verbänden zentrale Hemmnisse für eine PtX-Markteinführung identifiziert und Handlungsoptionen abgeleitet, die sich an die Wirtschaft und an politische Entscheidungsträger*innen richten. Mit Blick auf den Gesamtkontext der Energiewende, das internationale Umfeld sowie die Umweltwirkungen von PtX-Technologien werden übergreifende Schlussfolgerungen gezogen und Empfehlungen formuliert.

Abstract

With the Amendment of the Climate Change Act 2021, Germany has set itself the goal to reach greenhouse gas neutrality by 2045. This requires defossilisation in all sectors and thus a comprehensive transformation of the energy system and industry. Power-to-X technologies use electricity to supply products and provide services and are thus both sector couplers and energy storage solutions. The range of technologies and fields of application for Power-to-X (PtX) are wide. At the same time, renewable electricity is a limited resource. This raises the question as to which PtX technologies – and associated business models – are promising for contributing in the best possible way to achieving climate targets and making the transformation process in the German economy sustainable – especially in the industry sector.

The research project "ProPower: System Analysis Power2Products" dealt, among other things, with potential business models and the economic evaluation of selected PtX processes, the results of which are presented in this IÖW Text Series. The project was funded by the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi). Prototypical business models for implementation in Germany are described and evaluated for three already technologically mature processes: proton exchange membrane electrolysis and chemical methanation in the field of Power-to-Gas, and Fischer-Tropsch synthesis in the field of Power-to-Liquid. Based on the analyses and in dialog with

representatives of companies and associations, central barriers for a PtX market introduction and options for action were derived. The latter are directed at the economy and at political decision-makers. With a view to the overall context of the energy transition, the international environment, and the environmental impacts of PtX technologies, overarching conclusions are drawn and recommendations formulated.

Die Autorin und der Autor

Hannes Bluhm ist wissenschaftlicher Mitarbeiter im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz am IÖW. Er ist M.Sc. Wirtschaftsingenieurwesen – Energie- und Ressourcenmanagement und beschäftigt sich mit den Themenschwerpunkten ökologische Bewertung, Sektorenkopplung und Marktanalysen.

Kontakt: Hannes.Bluhm@ioew.de

Tel. +49 – 30 – 884 594-44

Katharina Heinbach ist wissenschaftliche Mitarbeiterin im Forschungsfeld „Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz“ am IÖW. Sie ist Dipl.-Geoökologin und zu ihren Themenschwerpunkten am IÖW zählen ökonomische Bewertungen, erneuerbare Energien und Sektorenkopplung.

Kontakt: Katharina.Heinbach@ioew.de

Tel. +49 – 30 – 884 594-66

Unter Mitarbeit von

Jakob Zwirnmann

Praktikant im Forschungsfeld „Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz“ am IÖW 2020.

Sophie Führer

Praktikantin und studentische Mitarbeiterin im Forschungsfeld „Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz“ am IÖW 2020.

Anna-Lena Frisch

Praktikantin im Forschungsfeld „Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz“ am IÖW 2020.

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung und Zielstellung.....	17
2	Geschäftsmodellbegriff und Vorgehen zur Beschreibung	20
3	Ausgestaltungsoptionen von PtG- und PtL-Geschäftsmodellen	22
3.1	PtG-Geschäftsmodelle	23
3.1.1	Wertschöpfungsdimension.....	23
3.1.2	Nutzendimension	29
3.1.3	Partnerdimension.....	33
3.1.4	Kundendimension	44
3.1.5	Finanzdimension.....	49
3.2	PtL-Geschäftsmodelle	56
3.2.1	Wertschöpfungsdimension.....	56
3.2.2	Nutzendimension	61
3.2.3	Partnerdimension.....	65
3.2.4	Kundendimension	70
3.2.5	Finanzdimension.....	71
4	Beschreibung und Bewertung prototypischer PtG- und PtL- Geschäftsmodelle	75
4.1	Vorgehensweise und zentrale Annahmen	75
4.1.1	Vorgehensweise	75
4.1.2	Zentrale Annahmen	76
4.2	ÖPNV: „Urbane Flottenversorgung“	79
4.2.1	Ableitung von prototypischen Geschäftsmodellen.....	79
4.2.2	Geschäftsmodellbeschreibung.....	81
4.2.3	Bewertung und Handlungsempfehlungen.....	90
4.3	Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“	96
4.3.1	Ableitung von prototypischen Geschäftsmodellen.....	96
4.3.2	Geschäftsmodellbeschreibung.....	98
4.3.3	Bewertung und Handlungsempfehlungen.....	106
4.4	Industrie: „Onsite Make“	111
4.4.1	Ableitung von prototypischen Geschäftsmodellen.....	111
4.4.2	Geschäftsmodellbeschreibung.....	113
4.4.3	Bewertung und Handlungsempfehlungen.....	121
4.5	Synthetische Kraftstoffe (FT-Route).....	127
4.5.1	Ableitung von prototypischen Geschäftsmodellen.....	127
4.5.2	Geschäftsmodellbeschreibung „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT- Syncrude“	130
4.5.3	Bewertung „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“	138
4.5.4	Geschäftsmodellbeschreibung „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“	142
4.5.5	Bewertung „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“	149

4.5.6	Handlungsempfehlungen.....	153
5	Fazit und Ausblick	156
6	Literaturverzeichnis.....	159
7	Anhang	176
7.1	Quellen zu PtG- und PtL-Pilotprojekten	176

Abbildungsverzeichnis

Abb. 3.1:	Schematische Darstellung des PtG-Prozesses	24
Abb. 3.2:	Entwicklung der Investitionskosten von Elektrolyseuren	50
Abb. 3.3:	Schematische Darstellung der FT-Synthese	57
Abb. 4.1:	Prototypische Geschäftsmodelle im Bereich ÖPNV	80
Abb. 4.2:	Gestehungskosten für PtG-Wasserstoff im Geschäftsmodell ÖPNV: „Urbane Flottenversorgung“	87
Abb. 4.3:	Sensitivitätsanalyse der Gestehungskosten 2030 im Geschäftsmodell ÖPNV: „Urbane Flottenversorgung“	88
Abb. 4.4:	BMC zum Geschäftsmodell ÖPNV: „Urbane Flottenversorgung“	89
Abb. 4.5:	Prototypische Geschäftsmodelle im Bereich Regionalversorgung	96
Abb. 4.6:	Gestehungskosten für PtG-Wasserstoff und PtG-Methan im Geschäftsmodell Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“	103
Abb. 4.7:	Sensitivitätsanalyse der Gestehungskosten (2030) für das Geschäftsmodell Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“	105
Abb. 4.8:	BMC zum Geschäftsmodell Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“	106
Abb. 4.9:	Prototypische Geschäftsmodelle im Bereich Industrieversorgung	112
Abb. 4.10:	Gestehungskosten für PtG-Wasserstoff im Geschäftsmodell Industrie: „Onsite Make“	118
Abb. 4.11:	Sensitivitätsanalyse der Gestehungskosten (2030) für das Geschäftsmodell Industrie: „Onsite Make“	120
Abb. 4.12:	BMC zum Geschäftsmodell Industrie: „Onsite Make“	121
Abb. 4.13:	Prototypische Geschäftsmodelle zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen mit dezentraler FT-Synthese	128
Abb. 4.14:	Prototypische Geschäftsmodelle zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen mit großskaliger FT-Synthese	129
Abb. 4.15:	Gestehungskosten für FT-Syncrude im Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“	136
Abb. 4.16:	Sensitivitätsanalyse der Gestehungskosten (2030) für das Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“	137
Abb. 4.17:	BMC zum Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“	138
Abb. 4.18:	Gestehungskosten für FT-Syncrude im Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“	146
Abb. 4.19:	Sensitivitätsanalyse der Gestehungskosten (2030) für das Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“	148
Abb. 4.20:	BMC zum Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“	149

Tabellenverzeichnis

Tab. 3.1:	Technische Schlüsselaktivitäten in PtG-Geschäftsmodellen	25
Tab. 3.2:	Wertangebote von PtG-Anlagen und -Produkten	31
Tab. 3.3:	Partnerkonstellationen in PtG-Pilotprojekten (ÖPNV)	38
Tab. 3.4:	Partnerkonstellationen in PtG-Pilotprojekten (Industrie)	39
Tab. 3.5:	Partnerkonstellationen in PtG-Pilotprojekten (Regionalversorgung)	41
Tab. 3.6:	Kundensegmente, Kundenkanäle und Einnahmequellen von PtG- Geschäftsmodellen	45
Tab. 3.7:	Technische Schlüsselaktivitäten in PtL-Geschäftsmodellen basierend auf der FT- Synthese	58
Tab. 3.8:	Wertangebote von FT-Anlagen und -Produkten (Cluster PtL)	64
Tab. 3.9:	Partnerkonstellationen in PtL-Pilotprojekten (FT-Synthese)	68
Tab. 3.10:	Kundensegmente, Kundenkanäle und Einnahmequellen von PtL- Geschäftsmodellen basierend auf der FT-Synthese	70
Tab. 4.1:	Übergreifende technische Annahmen für die weitere Betrachtung von PtG- Geschäftsmodellen	77
Tab. 4.2:	Übergreifende ökonomische Annahmen für die weitere Betrachtung von PtG- Geschäftsmodellen	77
Tab. 4.3:	Übergreifende technische Annahmen für die weitere Betrachtung von PtL- Geschäftsmodellen (FT-Route)	78
Tab. 4.4:	CO ₂ -Bepreisung in den Geschäftsmodellen 2018 und 2030	79
Tab. 4.5:	Projektbeispiele für prototypische Geschäftsmodelle im Bereich ÖPNV	80
Tab. 4.6:	Technische Dimensionierung für das ÖPNV-Geschäftsmodell „Urbane Flottenversorgung“	82
Tab. 4.7:	Kapitalgebundene Kosten für das ÖPNV-Geschäftsmodell „Urbane Flottenversorgung“	84
Tab. 4.8:	Betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten für das ÖPNV-Geschäftsmodell „Urbane Flottenversorgung“	85
Tab. 4.9:	SWOT-Analyse zum Geschäftsmodell ÖPNV: „Urbane Flottenversorgung“	90
Tab. 4.10:	Handlungsempfehlungen zum Geschäftsmodell ÖPNV: „Urbane Flottenversorgung“	93
Tab. 4.11:	Projektbeispiele für prototypische Geschäftsmodelle im Bereich Regionalversorgung	97
Tab. 4.12:	Technische Dimensionierung und Kennzahlen zum Geschäftsmodell Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“	99
Tab. 4.13:	Kapitalgebundene Kosten für das Geschäftsmodell Regionalversorgung: „EE- nahe Gasnetzeinspeisung“	101
Tab. 4.14:	Betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten für das Geschäftsmodell Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“	101
Tab. 4.15:	SWOT-Analyse zum Geschäftsmodell Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“	107
Tab. 4.16:	Handlungsempfehlungen zum Geschäftsmodell Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“	109
Tab. 4.17:	Projektbeispiele für prototypische Geschäftsmodelle im Bereich Industrierversorgung	112
Tab. 4.18:	Technische Dimensionierung und Kennzahlen zum Geschäftsmodell Industrie: „Onsite Make“	114

Tab. 4.19:	Kapitalgebundene Kosten für das Geschäftsmodell Industrie: „Onsite Make“ ...	116
Tab. 4.20:	Betriebs- und verbrauchsgebundene für das Geschäftsmodell Industrie: „Onsite Make“	116
Tab. 4.21:	SWOT-Analyse zum Geschäftsmodell Industrie: „Onsite Make“	122
Tab. 4.22:	Handlungsempfehlungen zum Geschäftsmodell Industrie: „Onsite Make“	125
Tab. 4.23:	Projektbeispiele für prototypische Geschäftsmodelle zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen über die FT-Route	129
Tab. 4.24:	Technische Dimensionierung und Kennzahlen zum Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“	132
Tab. 4.25:	Kapitalgebundene Kosten für das Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“	134
Tab. 4.26:	Betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten für das Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“	134
Tab. 4.27:	SWOT-Analyse zum Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“	139
Tab. 4.28:	Technische Dimensionierung und Kennzahlen zum Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese“	143
Tab. 4.29:	Kapitalgebundene Kosten für das Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“	144
Tab. 4.30:	Betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten für das Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“	145
Tab. 4.31:	SWOT-Analyse zum Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“	150
Tab. 4.32:	Handlungsempfehlungen zum den Geschäftsmodellen im Bereich Herstellung von synthetischen Kraftstoffen (FT-Route).....	153

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AEL	alkalische Elektrolyse
ASTM	American Society for Testing and Materials
bbf	Barrel
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMC	Business Model Canvas
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BoP	Balance of Plant
CAPEX	Capital Expenditures
CCfD	Carbon Contracts for Difference
CCU	Carbon Capture and Utilization
CH ₄	Methan
CNG	Compressed Natural Gas
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CORSIA	Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation
ct	Cent
d	Tag
DAC	Direct Air Capture

Dena	Deutsche Energie-Agentur
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EU	Europäische Union
EU-ETS	European Union Emission Trading System
FCV	Fuel Cell Vehicle
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FT	Fischer-Tropsch
GWh	Gigawattstunde
H ₂	Wasserstoff
HTEL	Hochtemperatur-Elektrolyse
KfZ	Kraftfahrzeug
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
kWh	Kilowattstunde
l	Liter
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied natural gas
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carriers
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
MENA	Middle East and North Africa
Mio.	Million
MWh	Megawattstunde
nEHS	nationales Emissionshandelssystem
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie

O ₂	Sauerstoff
OPEX	Operating Expenses
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
ÖV	Öffentlicher Verkehr
PEM	Protonen-Austausch-Membran
PEMEL	Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse
Pkw	Personenkraftwagen
PPA	Power Purchase Agreement
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RWGS	Reverse Wassergas-Shift-Reaktion
SOEC	Solid Oxyde Electrolyzer Cell
SSAS	Solid State Ammonia Synthesis
SWOT	Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats
t	Tonne
THG	Treibhausgase
TRL	Technology Readiness Level
TWh	Terrawattstunden
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VNB	Verteilnetzbetreiber

1 Einführung und Zielstellung

Der Sechste Sachstandsbericht des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), welcher im August 2021 veröffentlicht wurde, hat nochmal deutlich gemacht, dass für klimawirksames Handeln nur noch ein begrenztes Zeitfenster zur Verfügung steht (IPCC 2021). Mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) hat sich Deutschland 2021 das Ziel der Treibhausgasneutralität (THG-Neutralität) bis 2045 gesetzt (§ 3 Abs. 2 S. 1 KSG). Um die gesetzten Klimaschutzziele zu erreichen, ist eine Defossilisierung¹ in allen Bereichen und damit eine umfassende Transformation des Energiesystems und der Industrie erforderlich. So muss die Energieeffizienz weiter gesteigert und der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) weiter vorangetrieben werden. Während der EE-Anteil im Stromsektor mit 45,4 Prozent im Jahr 2020 bereits vergleichsweise hoch war, lag er in den Sektoren Verkehr und Wärme lediglich bei 7,3 Prozent und 15,2 Prozent (UBA 2021). Auch eine klimaneutrale Produktion der Industrie ist eine Herausforderung, da die Emissionen dort in den letzten Jahren stagnierten (Joas et al. 2019). Die Integration von erneuerbarem Strom auch in den Sektoren Wärme und Verkehr sowie in der Industrie kann einen zentralen Beitrag zur Defossilisierung dieser Bereiche leisten. Gleichzeitig ist die erneuerbare Stromerzeugung aufgrund der maßgeblichen Technologien Windenergie und Photovoltaik (PV) fluktuierend, so dass ein Bedarf für Flexibilitätsoptionen und Energiespeicher besteht. Power-to-X-Technologien nutzen elektrischen Strom für die Herstellung von Produkten und zur Bereitstellung von Dienstleistungen, wie z. B. Mobilitätskonzepten oder Flexibilitätsleistungen, und sind somit sowohl Sektorenkoppler als auch Energiespeicher. Die Bandbreite der Technologien und Anwendungsfelder für Power-to-X (PtX) ist groß. Gleichzeitig stellt erneuerbarer Strom u. a. aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Flächen und der fehlenden Akzeptanz für einen massiven weiteren EE-Ausbau eine limitierte Ressource dar. Damit stellt sich die Frage, welche PtX-Technologien – und damit verbunden auch welche Geschäftsmodelle – vielversprechend sind, um die Klimaziele zu erreichen und den Transformationsprozess in der deutschen Wirtschaft, insbesondere der Industrie, nachhaltig zu gestalten.

Vor diesem Hintergrund war es Ziel des durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Projektes „ProPower: Systemanalyse Power2Products“, eine Bewertungsgrundlage für PtX-Konzepte zu erarbeiten, die es Akteuren aus der Wirtschaft erleichtert, geeignete Technologien und Geschäftsmodelle in die Planungen einzubeziehen und zu bewerten. Gleichzeitig sollen die Projektergebnisse politischen Akteuren Orientierungswissen für die Energie- und Wirtschaftspolitik liefern, welches sie dabei unterstützt, Maßnahmen und Aktivitäten auf die Balance im Zieldreieck Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Bezahlbarkeit auszurichten. Im Rahmen des Projektes wurde ein Vorschlag für die Definition, Charakterisierung und Clusterung von PtX-Technologien formuliert (siehe Berger et al. 2020) sowie eine kriterienbasierte Methodik zur Bewertung von PtX-Nutzungspfaden erarbeitet, die eine wissenschaftlich begründete Auswahl an Nutzungspfaden erlaubt (siehe Ehrenstein et al. 2021). Mit dieser Methodik sowie weiteren, projektbezogenen Nebenbedingungen erfolgte die Auswahl von vier Technologien, die im Forschungsvorhaben vertieft untersucht wurden. Diese ausgewählten PtX-Technologien Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL), chemische Methanisierung, Fischer-Tropsch-(FT)-Synthese und

¹ Die Abkehr vom Einsatz fossiler Energieträger und die damit angestrebte Minderung der THG-Emissionen wird oft mit dem Begriff „Dekarbonisierung“ beschrieben. Insbesondere im Zusammenhang mit der Industrie ist dieser Begriff jedoch unscharf und nicht korrekt, da – nicht fossilbasierter – Kohlenstoffdioxid auch in Zukunft ein Rohstoff sein wird, dem eine zentrale Rolle zukommt. Auch wenn der Begriff „Dekarbonisierung“ weit verbreitet ist, wird aus den genannten Gründen hier der Begriff „Defossilisierung“ verwendet (vgl. Ausfelder et al. 2017).

Solid State Ammonia Synthesis (SSAS)) wurden mit Blick auf technische, räumliche, ökonomische, ökologische und soziale Aspekte bewertet und aus den so gewonnenen Erkenntnissen Handlungsempfehlungen abgeleitet, die sich an die Wirtschaft und an politische Entscheidungsträger richten. Die Handlungsempfehlungen aus der ökologischen Bewertung der Technologien werden in Katner und Bluhm (2022) ausgeführt; Handlungsempfehlungen aus der Technologieanalyse sind in Ehrenstein et al. (2021) zu finden.

Für die Markteinführung von PtX-Technologien ist nicht nur die Reife und Verfügbarkeit dieser Verfahren von Bedeutung, sondern auch die Integration in bestehende bzw. die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle. Denn angefangen bei Pilot- und Demonstrationsvorhaben bis hin zum weiteren Markthochlauf der Technologien bedarf es konkreter Unternehmen, die PtX-Technologien entwickeln, herstellen, einsetzen und als Abnehmer von PtX-Produkten und -Dienstleistungen auftreten. Die Unternehmen stehen bei der Implementierung von Power-to-X vor der Herausforderung, dass dies der Entwicklung von Produkten und Prozessen sowie Märkten und Wertschöpfungsketten bedarf und zudem erhebliche Investitionen in Anlagentechnik erforderlich sind. Gleichzeitig sind die Unternehmen mit sich verändernden Rahmenbedingungen und neuen Akteuren (u. a. mit Blick auf Partner und Kunden) konfrontiert. Schließlich stehen Unternehmen vor der Frage, wie und unter welchen Voraussetzungen eine Wirtschaftlichkeit gegeben bzw. zukünftig erreichbar ist. In Summe handelt es sich somit um fundamentale Veränderungen, die durch PtX-Technologien in Unternehmen ausgelöst werden, womit die Kriterien, die an eine sogenannte radikale Geschäftsmodellinnovation gestellt werden, zutreffen. Im Gegensatz zur inkrementellen Innovation, von der bei geringfügigen Veränderungen eines bestehenden Modells gesprochen wird, setzt die radikale Innovation die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle voraus, die mit hohen Chancen und Risiken verbunden sind (Schallmo 2013, S. 20 f.). Die Einordnung macht die Komplexität der Aufgabe deutlich, vor denen die bestehenden Unternehmen und neue Akteure stehen, wenn PtX-Technologien zum zukünftigen Geschäftserfolg beitragen sollen.

Ein Schwerpunkt des Projektes ProPower war vor diesem Hintergrund die Befassung mit potenziellen Geschäftsmodellen und der ökonomischen Bewertung ausgewählter PtX-Verfahren, deren Ergebnisse in der vorliegenden Schriftenreihe vorgestellt werden. Für die drei bereits technologisch reiferen Verfahren Wasserelektrolyse (PEMEL) und chemische Methanisierung im Bereich Power-to-Gas (PtG) sowie der FT-Synthese im Bereich Power-to-Liquid (PtL) wurden prototypische Geschäftsmodelle für die Umsetzung in Deutschland näher beschrieben und bewertet. Prototypische Geschäftsmodelle stellen sinnvolle Kombinationen der Optionen für Geschäftsmodellelemente dar und berücksichtigen industriespezifische Aspekte wie die Wertschöpfungskette oder die Akteurslandschaft des betroffenen Wirtschaftszweigs. Ziel ist es, erfolgsversprechende Kombinationen und somit Modelle zu identifizieren, die ein Unternehmen bzw. Branchen zukünftig verfolgen können (Schallmo 2018). In Anlehnung an Schallmo (2018, S. 97 f.) erfolgt die Entwicklung von prototypischen PtX-Geschäftsmodellen über den Schritt der Identifizierung von potenziellen Geschäftsmodellelementen, wie sie sich aus der Geschäftsmodellvision und aus beobachtbaren Modellen in der Industrie und Literatur ableiten lassen und über den Schritt der Erstellung und Bewertung von Geschäftsmodell-Prototypen.

Die Vision der zu entwickelnden PtX-Geschäftsmodelle ist über den Betrachtungsgegenstand der vorliegenden Schriftenreihe bzw. dem der Publikation zugrunde liegenden Projektes ProPower definiert: Durch die Nutzung volatilen erneuerbaren Stroms und die anschließende Wandlung in und Nutzung von gasförmigen und flüssigen Energieträgern sollen nachhaltige Energiedienstleistungen für die Sektoren Industrie, Verkehr, Wärme und ggf. Strom ermöglicht und die mittel- bis langfristigen politischen Energie- und Klimaziele erreicht werden. Die weiteren Schritte nach Schallmo

(2018, S. 97 f.) erfolgen in den nachfolgenden Kapiteln dieser Veröffentlichung nach einer Definition des Geschäftsmodellbegriffs und der Erläuterung eines möglichen Vorgehens zur Beschreibung von Geschäftsmodellen (Kapitel 2). Dabei werden allgemeine Ausgestaltungsoptionen bestimmter Dimensionen und Elemente bei PtL- und PtG-Geschäftsmodellen über die Beobachtungen innerhalb der Literatur und der Praxis identifiziert (Kapitel 3). Um den Einfluss verfahrensinterner und -externer Faktoren auf die wirtschaftlichen Erfolgsaussichten der ausgewählten PtG- und PtL-Technologien konkretisieren zu können, werden anschließend prototypische Geschäftsmodelle abgeleitet, beschrieben und bewertet (in Kapitel 4). Für die Bewertung der ausgewählten Geschäftsmodelle werden die Produktgestehungskosten für die Jahre 2018 und 2030 ermittelt und der Einfluss zentraler technischer und wirtschaftlicher Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit der Verfahren analysiert. Ferner werden die Modelle qualitativ in Bezug auf ihre Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken bewertet und Hemmnisse sowie Handlungsempfehlungen für eine breite Umsetzung entsprechender Unternehmungen identifiziert, die sich an Entscheidungsträger aus Politik und Praxis richten.

2 Geschäftsmodellbegriff und Vorgehen zur Beschreibung

Für den Begriff „Geschäftsmodell“ existiert eine Vielzahl an unterschiedlichen Definitionen, von denen bisher noch keine als allgemeingültig gilt (Schallmo 2018, S. 18). Osterwalder und Pigneur (2010) definieren den Begriff Geschäftsmodell wie folgt: „A business model describes the rationale of how an organization creates, delivers, and captures value.“ Das Verständnis nach Osterwalder und Pigneur (2010) liegt auch der vorliegenden Schriftenreihe zugrunde.

Bei der Definition von Geschäftsmodellen spielen sogenannte Elemente eine zentrale Rolle. Schallmo (2018, S. 18) teilt diese Elemente in fünf Dimensionen ein:

- Kundendimension: umfasst die Elemente Kundensegmente, Kundenkanäle und Kundenbeziehungen,
- Nutzendimension: umfasst die Elemente Nutzen und Leistungen,
- Wertschöpfungsdimension: umfasst die Elemente Ressourcen, Fähigkeiten und Prozesse,
- Partnerdimension: umfasst die Elemente Partner, Partnerkanäle und Partnerbeziehungen,
- Finanzdimension: umfasst die Elemente Umsätze und Kosten der Unternehmung.

Bei der Entwicklung von Geschäftsmodellen ist es das Ziel, die Elemente so miteinander zu verknüpfen, dass sie sich gegenseitig positiv beeinflussen und somit Wachstum ermöglichen und Alleinstellungsmerkmale im Wettbewerb erzeugen (vgl. Schallmo 2018, S. 18).

Geschäftsmodelle können mithilfe verschiedener Werkzeuge bzw. Methoden entwickelt, visualisiert und analysiert werden (Giehl et al. 2020). Oftmals kommt das sogenannte *Business Model Canvas* (BMC) nach Osterwalder und Pigneur (2010) zum Einsatz. Das BMC wurde von den Autoren im Jahr 2010 entwickelt und ist seither ein beliebtes Instrument zur Darstellung, Entwicklung und Optimierung von Geschäftsmodellen.

Das BMC beschreibt eine Unternehmung anhand der folgenden neun Elemente (Osterwalder und Pigneur 2010):

- Im Element **Aktivitäten** werden die Handlungen und Prozesse aufgelistet, die die Unternehmung ausführen muss, um das Wertangebot herzustellen, Märkte zu bedienen, Kundenbeziehungen zu pflegen und Einkommen zu generieren. Aktivitäten im Rahmen eines Geschäftsmodells können die Kategorien Produktion, Problemlösung und Plattform-/Netzwerkmanagement und -entwicklung umfassen.
- Das **Wertangebot** bezeichnet die Summe der Nutzen, die das angebotene Produkt oder die angebotene Dienstleistung den Kundinnen und Kunden stiftet. Der Produktnutzen kommt dadurch zustande, dass das Produkt bestimmte Probleme der Konsumentinnen und Konsumenten löst oder seine Bedürfnisse befriedigt. Der geschaffene Wert kann quantitativer (z. B. Preis) oder qualitativer (z. B. Design) Natur sein.
- Mit **Kundensegmenten** sind die Zielgruppen gemeint, die von einer Unternehmung bedient werden sollen. Sie sollten bei der Ausgestaltung des Geschäftsmodells klar definiert und eingegrenzt werden, um das Wertangebot entsprechend der Bedürfnisse und Präferenzen der Kundensegmente gestalten zu können.

- Das Element **Kanäle** steht im BMC für die Mittel und Wege, über die das Unternehmen mit seinen Kunden interagiert. Hierzu gehören Kanäle der Kommunikation, der Verteilung und Auslieferung der Produkte und Verkaufskanäle für Finanztransaktionen. Eine Unternehmung kann eigene Kanäle (z. B. eigenen Online-Shop) verwenden oder die Kanäle von Partnern (z. B. Vertriebspartner, Großhändler) nutzen um mit den Kunden in Verbindung zu treten und die Produkte abzusetzen.
- Das Element **Kundenbeziehungen** beschreibt emotionale Verbindungen zwischen dem Unternehmen und seinen Kundinnen und Kunden. Diese Beziehungen können persönlich oder automatisiert sein und dienen dem Unternehmen dazu, neue Kundinnen und Kunden zu gewinnen, bereits gewonnene Kundinnen und Kunden zu halten und den Absatz zu steigern.
- Das Element **Einnahmequellen** umfasst die Zahlungsströme, die das Unternehmen von den Kundinnen und Kunden als Entlohnung empfängt. Zahlungen können über verschiedene Wege generiert werden, der bekannteste Weg ist der Verkauf von Eigentumsrechten an einem Produkt. Des Weiteren können Zahlungen über Nutzungsgebühren, Abonnementgebühren, Miet- oder Leihkosten, Lizenzkosten, Vermittlungsgebühren oder Werbekosten generiert werden.
- Beim Element **Ressourcen** handelt es sich um die Inputs, die zur Bereitstellung und Vermarktung des Guts benötigt werden. Dies umfasst physische, finanzielle oder intellektuelle Ressourcen und auch das Personal.
- Im Element **Partner** werden Partnerschaften und Netzwerke betrachtet, in die die Unternehmung eingebunden ist. Partnerschaften können Unternehmungen optimieren und Skaleneffekte schaffen, indem Aktivitäten ausgelagert oder Bausteine zur Herstellung des Wertangebots bei Zulieferern eingekauft werden. Es kann auch sinnvoll sein, gemeinsame Infrastrukturen mit Partnerunternehmen zu teilen oder strategische Allianzen mit Konkurrenten zu schließen.
- Die **Kostenstrukturen** eines Geschäftsmodells kommen durch die Beschaffung von Ressourcen und die Ausführung von Schlüsselaktivitäten wie die Herstellung und Vermarktung von Produkten zustande. Kostenstrukturen einer Unternehmung können Fixkosten und variable Kosten enthalten. Außerdem sollten Kostenvorteile durch Skaleneffekte oder Verbundeffekte berücksichtigt werden.

Trotz der geäußerten Kritik, dass das BMC mit Blick auf die soziale und ökologische Perspektive unvollständig sei (Joyce und Paquin 2016), dient das Framework in der vorliegenden Schriftenreihe als Orientierung zur Beschreibung der PtX-Geschäftsmodelloptionen und der prototypischen Geschäftsmodelle. Hintergrund ist, dass ökologische und soziale Aspekte im weiteren Kontext des dieser Veröffentlichung zugrundeliegenden Projektes ProPower bereits berücksichtigt wurden und hier betriebswirtschaftliche Überlegungen im Vordergrund stehen. Darüber hinaus ist das BMC ein gängiges und beliebtes Framework bei Praxisakteuren (Joyce und Paquin 2016), sodass die Diskussion und Bewertung der Ergebnisse mit diesen Akteuren durch den Einsatz erleichtert wird.

3 Ausgestaltungsoptionen von PtG- und PtL-Geschäftsmodellen

Um sich der Frage nach prototypischen PtX-Geschäftsmodellen zu nähern, erfolgte im ersten Schritt eine Erfassung und Auswertung der relevanten Literatur sowie umgesetzter und geplanter Pilotprojekte in Deutschland und in einzelnen Fällen auch darüber hinaus. Im Projekt ProPower, welches dieser Schriftenreihe zugrunde liegt, wurden einzelne PtX-Technologien vertieft analysiert. Um bei der Vielzahl an PtX-Verfahren (vgl. Berger et al. 2020) einzelne, vielversprechende Ansätze zu identifizieren, wurde im Rahmen des Projektes eine Methodik entwickelt, die eine wissenschaftlich begründete und kriterienbasierte Bewertung von Technologien bzw. Nutzungspfaden erlaubt (siehe Ehrenstein et al. 2021). Die Bewertung war insgesamt ein mehrstufiger und iterativer Prozess, der in folgender Technologieauswahl für eine vertiefte wissenschaftliche Betrachtung mündete: PEMEL und chemische Methanisierung im Cluster Power-to-Gas und FT-Synthese und SSAS im Cluster Power-to-Liquid.

Obwohl sämtliche Elektrolysetechnologien im Cluster Power-to-Gas hohe technische, ökologische, infrastrukturelle und ökonomische Potenziale aufwiesen, beschränkte sich die weitere Auseinandersetzung auf die PEMEL. Aufgrund der sehr ähnlichen Anwendungskontexte werden beim folgenden Überblick von Praxisbeispielen auch jene Projekte berücksichtigt, bei denen eine alkalische Elektrolyse (AEL) zum Einsatz kommt. Projekte mit integrierter Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL) werden aufgrund der sehr unterschiedlichen Prozessbedingungen und den damit sehr unterschiedlichen Optionen in den Geschäftsmodellelementen nicht einbezogen. Darüber hinaus wurde die chemische Methanisierung als Verfahren der zweiten Stufe, das der Elektrolyse nachgeschaltet ist, für die nähere Betrachtung ausgewählt. Somit stehen die PEMEL und die chemische Methanisierung im Fokus und werden hier unter dem Begriff Power-to-Gas zusammengefasst.

Im Cluster Power-to-Liquid begründet sich die Technologieauswahl durch die Einschätzung von der FT-Synthese als zukunftssträchtigste Technologie zur Bereitstellung strombasierter Kraftstoffe für sämtliche Verkehrsanwendungen. Ausschlaggebende Gründe für die Auswahl der SSAS als zweite PtL-Technologie waren die direkte Stromnutzung und das damit verbundene hohe Flexibilisierungspotenzial des Prozesses sowie der energetische als auch stoffliche (z. B. Düngerproduktion) Anwendungskontext des Produktes. Bei der Sichtung von Literatur und der Sammlung von Pilotvorhaben wurde deutlich, dass Geschäftsmodelle im Zusammenhang mit der SSAS bisher kaum Erwähnung finden; auch konnten keine Pilot- oder Demonstrationsanlagen identifiziert werden. Als Gründe dafür, dass die direkte Verfahrensvariante zur Ammoniakherstellung in der Literatur und auch in den Überlegungen zu möglichen Geschäftsmodellen bisher keine bzw. kaum eine Rolle spielt, können der geringe Technology Readiness Level (TRL) des Verfahrens aber auch die in Deutschland bereits etablierte und in Chemieparcs eingebettete, großskalige Herstellung von Ammoniak via Haber-Bosch-Verfahren (Wietschel et al. 2019) angeführt werden. Hier ist als zukünftiges Geschäftsmodell die Substitution von fossil basierendem durch grünen Wasserstoff im Gespräch, nicht jedoch die Umrüstung des Anlagenparks auf die SSAS. Wietschel et al. (2019) sehen darüber hinaus in Deutschland kein Potenzial für den dezentralen Aufbau kleinerer Anlagen zur Ammoniakherstellung. Vor dem Hintergrund, dass ein neuer Aufbau von SSAS-Produktionskapazitäten und auch eine Umrüstung bestehender Standorte in Deutschland derzeit nicht wahrscheinlich ist, sich das Geschäftsmodell der Ammoniakproduzenten bei dem Einsatz von grünem Wasserstoff nicht grundlegend ändert und dieses im Wesentlichen über das PtG-Geschäftsmodell Industriever-sorgung abgedeckt ist, wurde für die Ammoniakherstellung kein prototypisches Geschäftsmodell

abgeleitet und bewertet. Die Ausführungen in der vorliegenden Veröffentlichung unter der Überschrift Power-to-Liquid konzentrieren sich somit auf die FT-Synthese.

Die Beschreibung der in der Literatur und der Praxis beobachtbaren Ausgestaltungsoptionen für PtX-Geschäftsmodelle erfolgt anhand der fünf Geschäftsmodell-Dimensionen nach Schallmo (2018), wie sie in Kapitel 2 dargestellt wurden. In der konkreten Diskussion wird – soweit es die Datenlage zulässt – auf die neun Geschäftsmodell-Elemente nach Osterwalder und Pigneur (2010) eingegangen. Die Erkenntnisse der Literatursichtung und Auswertung von Pilotprojekten werden je Dimension dargestellt und die Spezifika je Anwendungskontext auf Basis von Pilotprojekten, die in Deutschland – und bei Power-to-Liquid auch darüber hinaus – bereits umgesetzt wurden oder geplant sind, diskutiert. Zudem konnten Informationen über Einzelinterviews und zwei Workshops mit (zukünftigen) Anlagenbetreibern sowie Industrieexpertinnen und Industrieexperten gewonnen werden, die ebenfalls in die nachfolgenden Ausführungen eingeflossen sind.

3.1 PtG-Geschäftsmodelle

Wie oben dargestellt, liegt der Fokus im Cluster Power-to-Gas auf der Wasserelektrolyse (insbesondere PEMEL aber auch AEL) und der chemischen Methanisierung. Auch beim Anwendungskontext musste eine Fokussierung erfolgen. Um in Summe eine möglichst große Diversität abbilden zu können, wurden folgende Bereiche festgelegt:

- Öffentlicher Personennahverkehr (ÖPNV): der Technologie- und Produkteinsatz dient der Erbringung von Mobilitätsdienstleistungen mittels Brennstoffzellenbusse im öffentlichen Personennahverkehr,
- Regionalversorgung: die PtG-Produkte werden an kleinere private und gewerbliche Verbraucher v. a. für die Wärmebereitstellung veräußert, häufig über Einspeisung in das Erdgasnetz,
- Industrie: Technologien werden vergleichsweise großskalig eingesetzt, um hohe Volumina an gasförmigen Energieträgern für existierende und zukünftige Industriezwecke (stofflich oder energetisch) bereitstellen zu können.

3.1.1 Wertschöpfungsdimension

Mit Blick auf die oben genannten technologischen Einschränkungen, umfasst der Begriff Power-to-Gas zwei Kernaktivitäten: die Elektrolyse und die Methanisierung. Bei der Elektrolyse wird in einem Elektrolyseur elektrische Energie genutzt, um Wasser in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) zu spalten. Hierfür werden 9 l Wasser pro kg Wasserstoff benötigt. Die Umwandlungseffizienz liegt aktuell bei ca. 60 bis 63 Prozent (53 bis 56 kWh/kg) und bis 2030 bei ca. 57 bis 68 Prozent (49 bis 59 kWh/kg) bezogen auf den Heizwert (Smolinka et al. 2018, S. 36). Diesem ersten Verarbeitungsschritt kann der zweite Schritt, die Methanisierung, folgen. Hierbei wird dem erzeugten Wasserstoff Kohlenstoffdioxid (CO_2) zugefügt. Über den Prozess der Methansynthese verbinden sich die beiden Stoffe zu synthetischem Methan (CH_4) (Steinmüller et al. 2014, S.15) bei einer Umwandlungseffizienz von ca. 72 Prozent (heizwertbezogen) (Schmidt et al. 2018, S. 8).

Das Segment der Aktivitäten gemäß dem BMC kann also beide Verarbeitungsschritte (Elektrolyse und Methanisierung) enthalten. Je nach Geschäftsmodell kann sich die Aktivität der Unternehmung aber auch auf einen der beiden Schritte beschränken. Findet nur die Elektrolyse statt, wird Wasserstoff für den Kunden bereitgestellt. Findet nur die Methanisierung statt, so muss Wasserstoff als Input-Ressource von einem Vertragspartner bezogen werden.

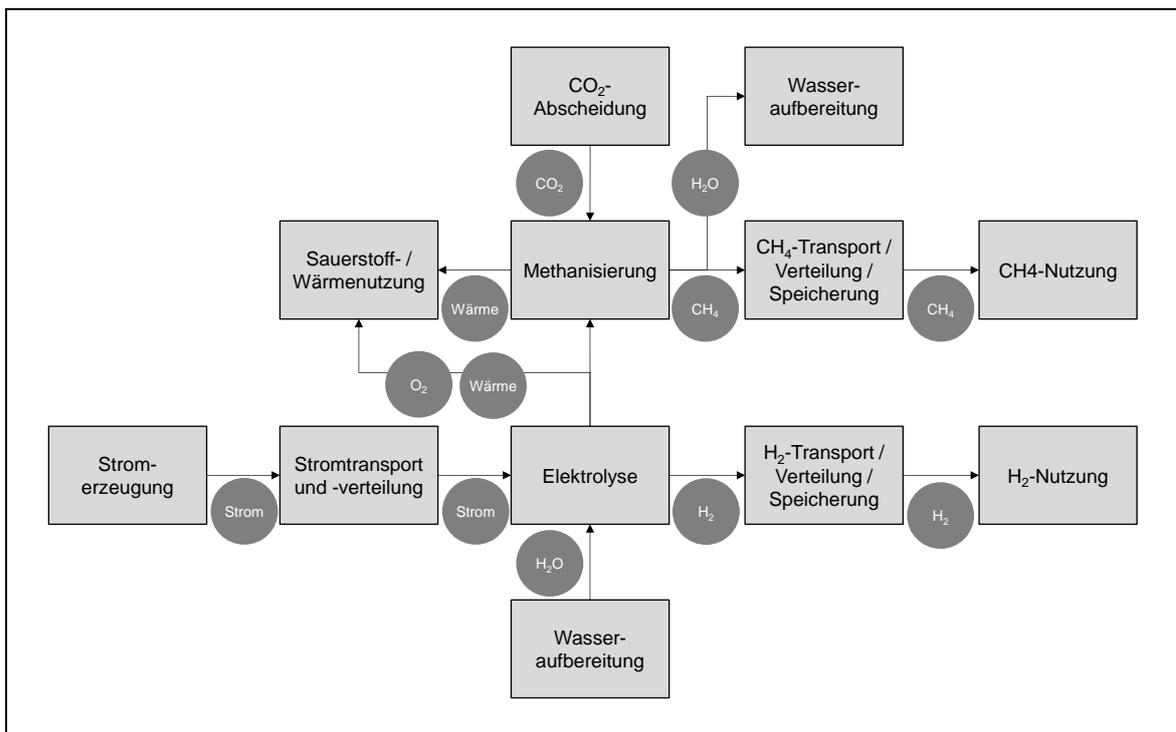


Abb. 3.1: Schematische Darstellung des PtG-Prozesses

Quelle: eigene Darstellung

Weitere Schlüsselaktivitäten der Unternehmung können der Transport, die Verteilung und die Speicherung des jeweiligen Energieträgers oder der Koppelprodukte (Wärme und Sauerstoff) sein.

Je nachdem wie weit das Geschäftsmodell über die Wertschöpfungskette integriert ist, können neben den oben genannten Schritten auch die Stromerzeugung, der Transport, die Speicherung und die Produktnutzung (für Rückverstromung, Wärmebereitstellung, Mobilitätszwecke oder industrielle Prozesse) Schlüsselaktivitäten des PtG-Geschäftsmodells sein. Zusätzlich zu den Hauptprozessschritten sind Unterstützungsprozesse relevant, welche die Edukte und Produkte in der benötigten Qualität bereitstellen (z. B. Gasreinigung, Verdichtung, Wasseraufbereitung), für die Nutzung verfügbar machen (z. B. Abfüllung) oder die Prozesse führen (Messung, Regelung, Kommunikation).

Tab. 3.1 fasst die technischen Schlüsselaktivitäten vereinfacht in Bezug auf den Prozess, die notwendigen Ressourcen sowie Edukte und Produkte zusammen. Der Betrieb der Anlagen setzt außerdem geschultes Fachpersonal voraus.

Tab. 3.1: Technische Schlüsselaktivitäten in PtG-Geschäftsmodellen

Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis von Ehrenstein et al. (2021)

Schlüsselaktivität	Beschreibung	Ressource	Input / Edukt	Output / Produkt bzw. Dienstleistung
Stromerzeugung	Umwandlung von Primärenergie in Strom	Stromerzeugungsanlage (z. B. Windkraftanlage, PV-Anlage, Biogasanlage mit Blockheizkraftwerk (BHKW) etc.)	Primärenergieträger	Strom
Wasserbereitstellung	Bereitstellung von spaltbarem Wasser für die Elektrolyse	Wassernetzanschluss oder eigene Wasseraufbereitungsanlage	(Leitungs-)Wasser	Betriebswasser
Elektrolyse	Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff mithilfe von elektrischem Strom	Elektrolyseur (z. B. AEL, PEMEL, Solid Oxyde Electrolyzer Cell (SOEC))	Wasser, Strom	Wasserstoff, Sauerstoff
Wasserstoffspeicherung	Zwischenspeicherung von Wasserstoff	Speicher (z. B. Druckgastanks oder Felskavernen)	Wasserstoff, Energie für Ein- und Ausspeicherung	Wasserstoff
Methanisierung	Erzeugung von Methan durch die Reaktion von Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid (optional auch Kohlenmonoxid) in einem Synthesereaktor	Methanisierungsreaktor	Wasserstoff, Kohlenstoffmonoxid oder -dioxid	Methan
CO ₂ -Abscheidung und -bereitstellung	Abscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Luft (Direct Air Capture (DAC)), aus Industrieprozessen (z. B. Zementwerk) oder erneuerbaren Quellen (z. B. Biogasanlage)	CO ₂ -Abscheider	Energie zur Abscheidung (Luft oder Abgas)	Kohlenstoffdioxid
Methanspeicherung	Zwischenspeicherung von Methan (z. B. in Druckgastanks)	Speicher (z. B. Poren- oder Kavernenspeicher)	Methan, Energie für Ein- und Ausspeicherung	Methan

Schlüsselaktivität	Beschreibung	Ressource	Input / Edukt	Output / Produkt bzw. Dienstleistung
Energie-/ Produkt transport und -verteilung	Transport und Verteilung von Energieträgern und Produkten	Energienetze (Strom-/Gas-/Wärme-Transport und -verteilnetze) oder Lastkraftwagen (Lkw), Schiffe etc. Aufbereitungsanlagen (Kompressoren, Verflüssigungs- und Regasifizierungsanlagen etc.)	Strom, Wasserstoff, Methan, Wärme	Strom, Wasserstoff, Methan, Wärme
Rückverstromung	Erzeugung von elektrischem Strom aus Wasserstoff oder Methan	Stromerzeugungsanlage (Brennstoffzelle, Gasturbine, BHKW)	Wasserstoff, Methan	Strom, Wärme
Wärme	Verbrennung von Wasserstoff oder Methan	Wärmeerzeuger (z. B. Brennwerttherme, BHKW, Brennstoffzelle)	Wasserstoff, Methan	Wärme
Mobilität	Antrieb von Wasserstoff- bzw. Compressed-Natural-Gas-(CNG-)Fahrzeugen.	Abfüllanlage/Tankstelle Fahrzeug (Wasserstoff-, CNG-Fahrzeuge)	Wasserstoff, Methan	Kinetische Energie
Industrie (v.a. stofflich)	Stoffliche Verarbeitung von Wasserstoff oder Methan zu Industrieprodukten	Industrieanlagen	Wasserstoff, Methan	Industrieprodukte

Über den Betrieb dieser technischen Prozesse hinaus sind die Planung, der Bau und die Wartung der Anlagen sowie nicht-technische Prozesse für PtX-Wertschöpfungsketten relevant. Zu den nicht-technischen Prozessen zählen v. a. Vermarktungsprozesse, um die Anlagen und Produkte an den jeweiligen Märkten (z. B. Regelenergiemarkt, Markt für Haushaltskunden, Markt für industrielle Abnehmer etc.) zu platzieren, zu bewerben und den Verkauf abzuwickeln. Hierfür sind u. a. IT-Ressourcen und Fachpersonal notwendig (Schallmo 2018; Löbbe und Hackbarth 2017).

ÖPNV

Es wurden fünf Pilotprojekte identifiziert, bei denen der ÖPNV ausschließlich oder ergänzend neben weiteren Abnehmern versorgt werden soll und zu denen Informationen öffentlich verfügbar sind. Die Elektrolyseurleistungen der untersuchten Anlagen unterscheiden sich in kleinskaligere

Leistungen von 0,96 MW (HafenCity)², 1 MW (H2-W)³ und 1,125 MW (eFarm)⁴, mittlere Leistungen von 6,0 MW (Energiepark Mainz) und hohe Leistungen von bis zu 300 MW (Hyways for Future bzw. HyBit). Zur nachfrageseitigen Einordnung: In einer Beispielrechnung geht NOW (2018) von einer Busflotte mit 50 Brennstoffzellenbussen und einem resultierenden Tagesbedarf von 1.330 kg_{H2} aus. Daraus wird eine resultierende Elektrolyseurleistung von 3,5 MW mit nahezu vollständiger Auslastung abgeleitet.

Eine Methanisierung ist in den relevanten Pilotprojekten und in der gesichteten Literatur nicht vorgesehen. Als Gründe nannten Interviewpartnerinnen und Interviewpartner den Aufwand von zusätzlicher Infrastruktur und Anlagentechnik sowie Effizienzverluste gegenüber der ausschließlichen Wasserstoffherstellung und -nutzung.

Auffällig ist die Wasserstoffspeicherung, die in allen Projekten vorgesehen ist. Die Speicherung ist mitunter notwendig, um die Wasserstofferzeugung von der Nutzung zu entkoppeln und einen kontinuierlichen Volumenstrom bei der Betankung der Busse zu realisieren. Dabei handelt es sich in der Regel um Drucktanks und nicht um geologische Speicher (Ausnahme: Hyways for Future). Die angegebenen Drucktankgrößen reichen von 425 kg (H2-W) über 720 kg (HafenCity) bis zu 780 kg (Energiepark Mainz). Im Verhältnis zur aktuell installierten Spitzenleistung der Elektrolyseure kann damit 18 bis 277 Prozent der Tagesproduktion von Wasserstoff zwischengespeichert werden. NOW (2018, S. 16) berichtet, dass „sich eine Zwei-Tages-Bevorratung als guter Kompromiss zwischen Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit erwiesen“ hat.

Ein weiterer zentraler Punkt ist die Tankstelleninfrastruktur. Hierzu zählen v. a. Verdichter, Zapfsäulen und Dispenser. Für die Pilotprojekte ist über die genaue Ausgestaltung wenig bekannt. Im Projekt HafenCity sind für die anvisierten 130 kg Wasserstoff, die pro Tag bereitgestellt werden können, zwei ionische Verdichter in redundanter Ausführung vorgesehen sowie eine Zapfsäule mit 350 bar Abfülldruck für die Busbetankung und eine weitere Säule zur Personenkraftwagen- (Pkw-)Betankung (700 bar). Die Angaben ordnen sich in die oben erwähnte Beispielrechnung nach NOW (2018) für die 50 Brennstoffzellenbusse ein. Hier sind zwei Zapfsäulen sowie zwei Verdichter (einer davon als Redundanz) veranschlagt. Bei zehn Brennstoffzellenbussen beläuft sich die Infrastruktur auf eine Zapfsäule und ggf. einen einzelnen Verdichter.

Um entfernte Tankstellen zu beliefern, setzen die Projektpartner in eFarm und Energiepark Mainz Trailer ein. Ob die vorgesehene Wasserstoffpipeline im Projekt Hyways for Future zukünftig Tankstellen beliefert, ist unklar.

Die Anschaffung und Nutzung der Wasserstoffbusse ermöglicht die Realisierung der Mobilitätsdienstleistung. In einigen Projekten werden auch zusätzlich Pkws angeschafft und versorgt (z. B. eFarm) sowie Müllfahrzeuge derart umgerüstet, dass sie Wasserstoff nutzen können (H2-W).

² Eine Erweiterung auf bis zu 1,44 MW ist möglich.

³ Eine Erweiterung auf bis zu 3 MW ist möglich.

⁴ 5 x 225 kW.

Industrie

Die Elektrolyseurleistungen der elf identifizierten Pilotanlagen reichen von 2,2 MW (WindH2) bis 50 MW (GreenHydroChem). Perspektivisch sind auch Vorhaben im Bereich von 100 MW (GreenHydroChem), 300 MW (HyBit) und 700 MW (ReWest100) Elektrolyseurleistung geplant. Gemessen am Wasserstoffbedarf von Direktreduktionsanlagen in der Stahlherstellung sind zukünftig voraussichtlich Elektrolyseurleistungen von 500 MW und mehr notwendig (vgl. ThyssenKrupp AG 2020).

Auffällig ist, dass Methanisierungsanlagen nicht explizit im Zusammenhang mit den Pilotanlagen genannt werden. Für die Stahlindustrie gehen die Autor/innen davon aus, dass die direkte Anwendung von Wasserstoff in bereits existierenden Prozessen oder in neuen Prozessen wie der Direktreduktion von Eisenerz im Fokus des Forschungs- und Unternehmensinteresses stehen. Für die Chemieindustrie wiederum ist die Methanisierung nicht notwendig, um Folgeprodukte wie Methanol oder Ammoniak herzustellen. Für diese Routen stehen separate und damit besser geeignete Verfahren zur Verfügung oder werden dahingehend entwickelt.

Eine weitere wichtige Ressource sind Wasserstoffspeicher. Vier Mal werden geologische Speicher (Salzkavernen bzw. unterirdische Hohlräume) genannt, die perspektivisch ein Speichervolumen von bis zu 50 Mio. m³ (Energiepark BL) aufweisen. Vier weitere Male werden (Puffer-)Speicher erwähnt. Die angegebenen Dimensionen betragen 780 kg Wasserstoff (Energiepark Mainz) und 10 MWh Wasserstoff (RefLau).

Der Wasserstofftransport wird unterschiedlich organisiert: über bestehende regionale Wasserstoffpipeline-Systeme (HyBit, GreenHydroChem, Energiepark BL), aufzubauende Wasserstoffinfrastrukturen (Energiepark BL), Wasserstoffleitungssysteme auf dem eigenen Betriebsgelände (WindH2), umgewidmete Erdgasleitungen (GreenHydroChem, Energiepark BL), das bestehende Erdgasnetz (Energiepark Mainz, RefLau) und/oder über Lkw-Trailer (Energiepark Mainz). Weiterhin sollen in manchen Fällen Netze für die Koppelprodukte der Elektrolyse genutzt werden (für die Abwärme die vorhandenen Wärmenetze (ReWest100, HydroHub-Fenne), für Sauerstoff ein vorhandenes Sauerstoffnetz (WindH2)).

Zu den weiteren Ressourcen nennen die öffentlich verfügbaren Quellen zahlreiche technische Voraussetzungen:

- Eduktbezug: Wasserwerk und Reinstwasseranlage zur Wasseraufbereitung, Werkstromnetz, und Trafostation für Stromversorgung, Versorgungs- und Entsorgungsanschlüsse,
- Wandlung: Katalysatoren, Gasreinigungsanlage und Gastrocknungsanlage, Verdichter,
- Sonstiges: Leichtbauhalle.

Weiterhin kommen projektspezifische Ressourcen für die Weiterverarbeitung und Nutzung der Produkte (z. B. Oxyfuel-Verfahren) zum Einsatz und darüber hinaus Anlagen, die für die Realisierung des Gesamtkonzeptes notwendig sind (z. B. Wärmepumpe) und keinen direkten Bezug zur Elektrolyse aufweisen. Über die Projekte hinweg wird dabei eine hohe Heterogenität in den technischen Voraussetzungen der Konzepte deutlich. Dies demonstriert einerseits den Forschungs- und Erprobungscharakter der Pilotanlagen in verschiedenen Kontexten und im Sinne der Sektorenkopplung. Andererseits zeigt die hohe Heterogenität auch, dass eine Standardisierung von Anlagenkonzepten und Geschäftsmodellen noch aussteht.

Regionalversorgung

Den notwendigen Strom bei den Projekten der Regionalversorgung stellen sowohl Windenergieanlagen onshore als auch PV-Anlagen bereit, die in der Regel in der Nähe zur PtG-Anlage verortet sind. Die PV-Anlagen zeichnen sich durch einen deutlich kleineren Leistungsumfang aus (1,3 MW Lok. West Esslingen, 150 kW Zero-Emission-Wohnpark Augsburg), als die Projekte mit Windkraftanlagen (bis zu 15 MW bei WindWasserstoff Brunsbüttel). Teilweise wird auch von der Netzentnahme nahegelegener EE-Kapazitäten berichtet (Windgas Haßfurt) sowie von der ergänzenden Nutzung von Ökostrom aus dem Netz (Zero-Emission-Wohnpark Augsburg) und in einem Fall dient Wasserkraft als Quelle (Wasserstoff aus Wyhlen).

Die Leistungen der Elektrolyseure reichen von 62,5 kW (Zero-Emission-Wohnpark Augsburg) bis 6 MW (Energiepark Mainz). Mehrfach kommen mehrere Elektrolysemodule zum Einsatz. Die Methanisierung erfolgt in drei Projekten (Zero-Emission-Wohnpark Augsburg, PtG Anlage Falkenhagen, Energiedorf Lübesse). Als CO₂-Quellen dienen Bioethanolanlagen sowie das Kohlenstoffdioxid aus der anschließenden Verbrennung von regenerativem Erdgas.

In verschiedensten Projekten sind außerdem Speicher geplant oder verbaut (für Kohlenstoffdioxid, Methan, Sauerstoff) sowie diverse Anwendungstechnologien für die Bereitstellung von Strom (BHKW) und Wärme/Kälte aus der Verbrennung der Gase (Brennwerttherme, Adsorptionskälteanlage) und ferner Tankstellenkomponenten, Gleichstromstationen, Netzanschlüsse, Wasseraufbereitungs-, Verdichtungs- und Gasnetzeinspeiseanlagen.

3.1.2 Nutzendimension

Um eine allgemeine Übersicht über die Wertangebote, die von PtG-Anlagen ausgehen können, zu geben, wurde eine breite Recherche der wissenschaftlichen Literatur durchgeführt. Im Folgenden werden die herangezogenen Veröffentlichungen kurz diskutiert.

Adelt et al. (2013) stellen 13 Geschäftsmodell-Ansätze vor, für die „verschiedene Möglichkeiten für den Einsatz von PtG-Anlagen und potenzielle Vermarktungspfade der Produkte skizziert“ werden. Diese decken Angebote mit Bezug zu systemischen Dienstleistungen, Speicherung, Kraftstoffversorgung und weiteren Einzelnutzen (z. B. Wärmebereitstellung, Vermarktung technischer Gase) ab. Steinmüller et al. (2014), Tichler et al. (2014) und Lehner et al. (2014) bauen auf den Ansätzen und Nutzenangeboten von Adelt et al. (2013) auf (vgl. Tichler et al. 2014) und skizzieren jeweils 26 bzw. 27⁵ Geschäftsmodelle für Elektrolyse- und/oder Methanisierungsanlagen.

Tschiggerl et al. (2018) beschreiben PtG-Geschäftsmodelle, die im Rahmen des Underground Sun Storage Projektes⁶ entwickelt wurden. Der Fokus des Projekts lag auf Konzepten, die EE in Form von Wasserstoff und Methan in Untertageformationen speichern (vgl. Tschiggerl et al. (2018) und Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft et al. (2017)). Erdmann et al. (2018) stellen Best-Practice-

⁵ Tichler et al. (2014) erwähnen nicht das Geschäftsmodell „X. Ein Gasspeicherbetreiber implementiert eine Power to Gas-Anlage, um durch die Produktion eines neuen erneuerbaren Gasproduktes auch ein erneuerbares Speicherprodukt anbieten zu können.“ (Steinmüller et al. 2014, S. 245).

⁶ Siehe www.underground-sun-storage.at und Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft et al. (2017): „Ziel des Projektes war die Erforschung von großvolumigen und saisonalen Speichermöglichkeiten für erneuerbare Energie in ehemaligen Erdgaslagerstätten in Form von Wasserstoffbeimengungen.“

Beispiele von Geschäftsmodellen vor, die mit Blick auf die dezentrale Verortung von Stadtwerken bei der Sektorenkopplung von Interesse sein können. Breyer et al. (2015) beschreiben zwei Geschäftsmodelloptionen zur Implementierung von PtG-Anlagen in Zellstofffabriken, also in einem industriellen Kontext. Jülch et al. (2016) entwickeln ausgewählte Betreibermodelle für zukünftige Einsatzoptionen von Stromspeichern. Zu den Speichertypen zählen neben Pumpspeichern, Druckluftspeichern etc. auch PtG-Technologien.

Im Potenzialatlas „Power-to-Gas“ der Deutschen Energieagentur wurden Akteure aus den Bereichen technische Entwicklung und Politik, Energiewirtschaft und Industrie interviewt, um Technologieentwicklung, Nutzungspfade, Anwendungsmöglichkeiten und Marktchancen von PtG einzuschätzen (vgl. Schenuit et al. 2016). Insgesamt werden 20 Geschäfts- bzw. Nutzungsmodelle für den Stromsektor, den Gassektor, die industrielle Nutzung, den Wärmesektor und den Mobilitätssektor in Ansätzen beschrieben.

Im Rahmen einer s. g. „Vollaufnahme und Klassifikation von Geschäftsmodellen der Energiewende“ identifizieren Giehl et al. (2019) ein prototypisches PtG-Geschäftsmodell mit verschiedenen Nutzenversprechen (v. a. in den Bereichen der systemischen Dienstleistungen und der betriebswirtschaftlichen Optimierung) sowie Ausprägungsoptionen zum Ertragsmodell, Kundensegmenten und weiteren Geschäftsmodellkomponenten.

Die Literaturlauswertung zeigt, dass die Einsatzgebiete von PtG-Anlagen vielfältig sind, womit sich auch ein breites potenzielles Wertangebot von PtG-Anlagen und -Produkten ergibt (vgl. Steinmüller et al. 2014, S. 262). Auf Basis der Auswertung konnten insgesamt 26 unterschiedliche Nutzen-Typen identifiziert (siehe Tab. 3.2) und in die folgenden sieben übergeordneten Gruppen eingeteilt werden:

- Erzeugung,
- Netze und Infrastruktur,
- Speicherung und Preisoptimierung,
- Endnutzung und Weiterverarbeitung,
- Nebenprodukte und sonstige betriebliche Effekte,
- Rechtliche und technische Vorgaben und
- systemische und gesellschaftliche Effekte.

Für die Umsetzung eines Geschäftsmodells können die Wertangebote geändert und miteinander kombiniert werden. Dabei ist aber nicht jede beliebige Konstellation möglich (vgl. Erdmann et al. 2018, S. 65; Tichler et al. 2014, S. 17). Ggf. ist die Kombination von Wertangeboten aber die Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb der PtG-Anlagen (Tichler et al. 2014, S. 17 f.). Ebenfalls setzen einige der Wertangebote eine Änderung des rechtlichen Rahmens voraus, sodass momentan nur ein Teil der dargestellten Nutzen und Leistungen tatsächlich über PtG-Anlagen angeboten werden dürfen (Müller-Syring et al. 2013, S. 262; Erdmann et al. 2018, S. 64).

Tab. 3.2: Wertangebote von PtG-Anlagen und -Produkten

Quelle: eigene Zusammenstellung basierend auf Müller-Syring et al. (2013), Tichler et al. (2014), Tschiggerl et al. (2018), Breyer et al. (2015), Schenuit et al. (2016), dena (2018), Erdmann et al. (2018), Giehl et al. (2019)

Erzeugung	Netze und Infrastruktur	Speicherung und Preisoptimierung	Endnutzung und Weiterverarbeitung	Nebenprodukte und sonstige betriebliche Effekte	Rechtliche und technische Vorgaben	Systemische und gesellschaftliche Effekte
1. Erschließung entlegener Gebiete mit hohem Stromerzeugungspotenzial 2. Vermeidung EE-Anlagen-Abschaltung 3. Erhöhung Gesamtwirkungsgrad Biogasproduktion 4. Vergleichmäßigung des Energieangebotes	5. Bereitstellung Regelenergie 6. Durchführung Lastmanagement 7. Vermeidung Stromnetzausbau 8. Erhöhte Auslastung Gasinfrastruktur	9. Strompreis-Arbitrage 10. Reduktion der Stromkosten 11. EE-Langzeitspeicherung	12. Bereitstellung grüner Produkte a. Grüner Strom b. Grünes Gas c. Grüner Kraftstoff d. Grünes Gasspeicherprodukt e. Grünes Industrieprodukt f. Grüne Wärme 13. Bereitstellung graues Gas 14. Autarkes Energiesystem	15. Lastgangglättung 16. Bereitstellung Abwärme 17. Bereitstellung Sauerstoff 18. Reduktion Transportkosten 19. Carbon Capture and Utilization (CCU) 20. Reduktion CO ₂ -Zertifikate	21. Einhaltung rechtliche Vorgaben a. Erfüllung Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) b. Erfüllung THG-Quoten Kraftstoffhersteller c. Erreichung Flottenquote Automobilindustrie d. Senkung ÖPNV-Flottenemissionen 22. Einhaltung gastechnischer Vorgaben	23. Optimierung Energiemarkt 24. Erhöhung EE-Anteil im Energiesystem 25. Erreichung Klimaschutzziele im Verkehrssektor 26. Reduktion topografischer Eingriffe

Im Folgenden werden über den wissenschaftlichen Diskurs hinaus die Wertangebote auf Basis der existierenden und geplanten PtG-Pilotanlagen diskutiert. Eine Übersicht über die Projekte ist in Tab. 3.3 zu finden.

ÖPNV

Alle fünf betrachteten Pilotanlagen stellen grünen Wasserstoff und Mobilitätsangebote bereit. Letztere gehen mitunter über den ÖPNV hinaus, indem Wasserstoff für Pkw (eFarm), Müllfahrzeuge (H2-W) oder die Logistik (Hyways for Future) genutzt wird.

Wenn die Mobilitätskonzepte in einen größeren Projektverbund eingebettet sind, werden auch weitere, v. a. industrielle Nutzer mit Wasserstoff beliefert (u. a. auch grauer Wasserstoff, siehe unten). In diesen Projekten werden auch eine längerfristige Energiespeicherung sowie Strom aus der Rückverstromung des Wasserstoffs und Regelenergie im Stromsektor angeboten.

Zusätzlich wird im Zusammenhang mit dem Projekt eFarm der Nutzen der Vermeidung von EE-Anlagen-Abschaltungen und die Erbringung von Nahwärme genannt sowie zwei Wertangebote, die nicht in der Übersicht in Tab. 3.2 enthalten sind. Hierbei handelt es sich um die Bereitstellung von *regionalem* grünen Wasserstoff und die Ermöglichung des Weiterbetriebs von Windkraftanlagen, die keine Erneuerbare-Energien-Gesetz-(EEG-)Vergütung mehr erhalten.

Industrie

Die dargestellten Wertangebote der existierenden und zukünftigen Pilotprojekte geben im Wesentlichen bestimmte Nutzen aus der erstellten Übersicht (siehe Tab. 3.2) wider, hier v. a. die stoffliche Nutzung. Dies betrifft v. a. die Bereitstellung grünen Wasserstoffs (entspricht grünem Gas). In diesem Zusammenhang wird mitunter die Eigenschaft einer hohen Reinheit des Wasserstoffs genannt sowie die Vermeidung von THG-Emissionen durch die Verwendung des Produkts, was ggf. den Bedarf an CO₂-Zertifikation verringert. Hinzu kommen mehrfache Erwähnungen von (grünen) Industrieprodukten wie Stahl und Chemikalien sowie Wasserstoff als Kraftstoff. Im Projekt Regelflexible Elektrolyse-Anlage vermeiden die Betreiber durch die Substitution konventionellen Wasserstoffs vor Ort außerdem die Kosten für den Trailertransport. In einigen Projekten werden auch die direkten Nebenprodukte der Elektrolyse – Abwärme und/oder Sauerstoff – genutzt. Weitere Mehrfachnennungen sind die Energiespeicherung, die Erbringung von Regelenergie und die Optimierung bzw. Verringerung des Netzausbaus.

Zusätzlich zu den Wertangeboten in der Übersicht in Tab. 3.2 konnten in der Literatur zu den Pilotanlagen zwei weitere eigenständige Nutzen identifiziert werden: das Lastmanagement am Industriestandort des Elektrolyseurs (REFHYNE) sowie die Systemdienstleistung des Netzwiederaufbaus bei Black-Out-Situationen (RefLau).

In einem Interview gab der Interviewpartner an, dass theoretisch grüner Wasserstoff bereitgestellt, aber momentan noch nicht als solcher vermarktet werden kann. Hintergrund ist der aktuell noch fehlende Markt für das grüne Produkt. Daher wird es im Industriebereich als konventioneller Wasserstoff über den Vertriebspartner verkauft.

Regionalversorger

In den meisten Fällen wird das produzierte Gas ins Erdgasnetz eingespeist. Hier steht es bilanziell als grünes Gas zu Verfügung. Gemäß des typischen Einsatzes von Gas bei Privat- und Gewerbekunden, wird der Energieträger vorrangig zur Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und für Prozesswärme (Kochen) (AGEB 2020) energetisch genutzt. Die Energiedienstleistungen können dem Anteil an erneuerbarem Gas entsprechend CO₂-neutral erbracht werden.

Wie das Produkt als grünes Gas vermarktet wird, lässt sich an den vier Beispielen erkennen, in denen Greenpeace Energy als Vermarktungspartner auftritt. Beim Windgastarif des Versorgers erhalten die Haushalts- und Gewerbekunden ein Gasgemisch mit einem PtG-Anteil von 1 %, 10 % Biogas und 89 % Erdgas. Der PtG-Anteil soll mit weiterem Ausbau der Technologie über die Zeit steigen (vgl. Greenpeace Energy eG 2020).

Weitere Wertangebote ergeben sich aus der Nutzung der Abwärme für benachbarte Betriebe oder Quartiere, was bei sechs Anlagen der Fall ist, der Rückverstromung (fünf Nennungen) sowie aus der parallelen Abgabe des Gases an Verkehrs- und Industriekunden.

3.1.3 Partnerdimension

Zentraler Akteur in PtG-Geschäftsmodellen ist der Betreiber der PtG-Anlage. Da die Prozessschritte der Wertschöpfungskette über verschiedene Akteure differenziert oder integriert sein können, sind darüber hinaus Partnerkonstellationen notwendig, um das jeweilige Wertangebot zu erbringen. Auf Basis der Literaturrecherche zu PtG-Geschäftsmodellen, der Betrachtung von Pilot- und Demonstrationsvorhaben sowie einer Stakeholderanalyse und Interviews mit Expertinnen und Experten wurden Akteure aus den folgenden Kategorien identifiziert, die potenziell als Lieferanten, Abnehmer oder selbst als Anlagenbetreiber auftreten können.

- **EE-Anlagenbetreiber:** Betreiber von Anlagen der Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen sind in einigen Fällen nur für die Bereitstellung der elektrischen Energie zuständig, in anderen Fällen betreiben sie selbst die Elektrolyse und ggf. sogar die Methanisierung. Zweck dieser Ausweitung der Geschäftstätigkeit kann bei PV-Anlagen oder Windparks zum Beispiel die Vermeidung der Abschaltung der Anlagen bei hohem Stromangebot und die Erschließung alternativer Absatzmärkte für die erzeugte Energie sein, insbesondere für EE-Anlagen, bei denen die EEG-Förderung ausläuft. Durch die Kopplung einer Biogas-Anlage mit einer PtG-Anlage kann die Produktionskapazität erhöht und der Gesamtwirkungsgrad gesteigert werden. Außerdem kann das bei der Herstellung des Biogases entstehende Kohlenstoffdioxid gebunden und genutzt werden (Tichler et al. 2014). Auch bei **Projektierern von EE-Anlagen** ist eine Ausweitung des Geschäftsfeldes auf PtG-Anlagen zu beobachten.
- **Strom- und Gasnetzbetreiber:** Die Netzbetreiber – sowohl in den Bereichen Strom, Gas und Wasserstoff – sind oftmals an PtG-Geschäftsmodellen beteiligt. Sie können als Dienstleister für den Energietransport zuständig sein, als Regelernergieabnehmer Kunden des Geschäftsmodells sein oder selbst eine PtG-Anlage betreiben, um die Netzstabilität zu gewährleisten, zusätzlichen Netzausbau zu vermeiden oder die Auslastung des Netzes zu erhöhen. Hier kann im Bereich Strom und Gas noch zwischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) bzw. Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) und Verteilnetzbetreibern (VNB) unterschieden werden.
- Auch **Gasspeicherbetreiber** sind mögliche Partner bei PtG-Geschäftsmodellen. Sie können als Dienstleister das durch PtG produzierte Gas zwischenspeichern oder ihr Geschäftsfeld auf

- den Betrieb von PtG-Anlagen ausweiten, um die Auslastung ihrer Speicher zu erhöhen oder um neue erneuerbare Speicherprodukte anzubieten.
- **Kraftstoffproduzenten bzw. -händler:** Kraftstoffhändler können als Abnehmer von Wasserstoff oder Methan auftreten, um die Gase auf dem Kraftstoffmarkt zu handeln. Kraftstoffproduzenten können ebenfalls Abnehmer von Wasserstoff sein, um diesen weiterzuverarbeiten. Kraftstoffproduzenten bzw. -händler können zu den genannten Zwecken aber auch selbst eine PtG-Anlage betreiben.
 - **Wasserstoff- bzw. Gas-Tankstellenbetreiber** können mit verschiedenen Zuständigkeiten am PtG-Geschäftsmodell beteiligt sein. Zum Teil wird der Kraftstoff von einem anderen Partner geliefert und die Tankstellenbetreiber sind lediglich für den Vertrieb des Kraftstoffs an die Kunden zuständig. In anderen Fällen betreiben die Tankstellenbetreiber selbst die PtG-Anlage und vereinzelt auch die Anlagen zur Energieerzeugung.
 - In vielen **Industriebetrieben** ist Wasserstoff ein wichtiger stofflicher Inputfaktor. Bisher wird dieser zum Großteil durch die Dampfreformierung von Erdgas gewonnen. Durch den Betrieb eines Elektrolyseurs können Industriebetriebe, bspw. aus der Stahl und Chemiebranche, den benötigten Wasserstoff eigenständig und nachhaltig produzieren und ihre Produktion unabhängig vom Erdgasbezug gestalten. Außerdem besteht die Möglichkeit, durch den Betrieb eines Elektrolyseurs gleichzeitig noch eine negative Regelenergie auf dem Regelenergiemarkt anzubieten. Die Industriebetriebe müssen den erneuerbaren Wasserstoff aber nicht selbst produzieren, sondern können im PtG-Geschäftsmodell auch die Rolle der Abnehmer von Wasserstoff oder der Nebenprodukte (Sauerstoff und Wärme) innehaben. Im Fall der Methanisierung können Industriebetriebe auch die CO₂-Emissionen ihrer Produktion abtrennen und diese als Inputfaktor für die Methanisierung bereitstellen.
 - **Betreiber von Fahrzeugflotten:** Die Fahrer von CNG- bzw. Wasserstofffahrzeugen fallen in der Regel in das Kundensegment der PtG-Geschäftsmodelle. Wenn es sich allerdings um die Betreiber ganzer Fahrzeugflotten handelt (z. B. ÖPNV-Flotte) können diese Schlüsselakteure im PtG-Geschäftsmodell sein und selbst PtG-Anlagen betreiben.
 - **Energieversorger** sind sehr häufig als zentrale Akteure an PtG-Geschäftsmodellen beteiligt. Oftmals sind sie selbst Betreiber der Elektrolyse- oder Methanisierungsanlage. Sie können aber auch als Abnehmer von Wasserstoff, als Betreiber von Wasserstofftankstellen und -netzen auftreten oder Kohlenstoffdioxid als Inputfaktor für die Methanisierung bereitstellen. Zentrale Motivation ist in vielen Fällen der Verkauf eines Gemisches aus Erdgas und Wasserstoff an Gaskunden bzw. der Verkauf von Wasserstoff an Industriebetriebe oder die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz.
 - PtG-Demonstrationsanlagen werden zum Teil auch von **Forschungsinstituten** betrieben oder von akademischen Partnern wissenschaftlich begleitet.
 - **Technologieentwickler** können durch die Bereitstellung der Technologie für die Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Nutzung von Wasserstoff oder Methan als Partner in PtG-Geschäftsmodellen genannt werden. Sie sind zum Teil auch maßgeblich an der Errichtung von Demonstrationsanlagen beteiligt.
 - Vereinzelt wird in den betrachteten Geschäftsmodellen auch der Betrieb einer PtG-Anlagen durch private Haushalte oder Unternehmen, durch Wohnparks in Form von Projektgesellschaften oder auch durch die „öffentliche Hand“ genannt.

Über die konkreten Partnerbeziehungen insbesondere Vertragswerke ist in der Literatur und auch aus den Praxisbeispielen wenig bekannt. Aufgrund von Überschneidungen bei den Akteuren kann

eine Orientierung an den Kundenbeziehungen und -kanälen sinnvoll sein (siehe Abschnitt 3.1.4). Grundsätzlich kann es sich um explizite Partner handeln, mit denen bilaterale Verträge bestehen, die individuell ausgehandelt sind (z. B. langfristige Power Purchase Agreements (PPA) über den Kauf von Strom aus EE-Anlagen) oder standardisierte und diskriminierungsfreie Verträge v. a. im regulierten Bereich der Strom- und Erdgasnetze. Darüber hinaus gibt es implizite Partner, wenn anonyme Märkte (z. B. Strombörse) zum Bezug von Edukten oder dem Verkauf von Produkten genutzt werden.

Die Partnerkonstellationen in den drei untersuchten Geschäftsmodellbereichen werden im Folgenden näher diskutiert. Die Arbeitsteilung entlang der PtG-Wertschöpfungskette ist anschließend in Tab. 3.3, Tab. 3.4 und Tab. 3.5 tabellarisch pro Pilotprojekt dargestellt.

ÖPNV

Die Rolle der Stromlieferanten übernehmen bei den Pilotanlagen kleinere Akteure wie Bürgerwindparks (eFarm), regionale Unternehmen wie Stadtwerke bzw. Tochterunternehmen (Energiepark Mainz, H2-W) oder große Energieversorger wie die EWE (HyBit / Hyways for Future). Informationen zur Vertragsgestaltung liegen nicht vor.

Die Elektrolyseure werden von den Technologieherstellern H-Tec Systems, Hydrogenics oder Siemens gebaut. Deren Betrieb übernehmen – soweit bekannt – regionale Energieversorger. In den Fällen von H2-W und Energiepark Mainz treten die Stromlieferanten auch direkt oder im Rahmen eines Konzernverbundes als Betreiber des Elektrolyseurs auf.

Für den Bau und Betrieb der Wasserstoffinfrastrukturen bieten sich drei Modelle an (NOW et al. 2018, S. 24):

- Investition und Betrieb durch den Busbetrieb,
- Investition durch den Busbetrieb und Betrieb durch einschlägige Fachunternehmen,
- Investition und Betrieb durch einschlägige Fachunternehmen.

Da Bau und Betrieb von Wasserstoffinfrastrukturen für ÖPNV-Betreiber Neuland sind, kann ein Outsourcing der Prozesse sinnvoll sein. Je nach Modell ergeben sich aber unterschiedliche Kosten (NOW et al. 2018, S. 24).

Für den Betrieb der Speicheranlagen sind mitunter zusätzliche, spezialisierte Unternehmen für technische Gase (Linde bei Energiepark Mainz) oder für die großvolumige Gasspeicherung (EWE bei HyBit / Hyways for Future) in den Pilotprojekten eingebunden. Wie der Betrieb der Tankstellen organisiert ist, ist nur in wenigen Fällen ersichtlich. Um entfernte Tankstellen zu beliefern, setzen die Projektpartner in eFarm und Energiepark Mainz Trailer ein. Ob die vorgesehene Wasserstoffpipeline in dem großskaligen Projekt Hyways for Future Tankstellen beliefert, ist unklar.

Aus einem Interview ist bekannt, dass die ÖPNV-Betreiber langfristige Lieferverträge mit den Elektrolyse-Betreibern vor Projektstart eingehen. Aufgrund der vergleichsweise kleinen Abnahmemengen im ÖPNV sei die Vermarktung aufgrund der Zahlungsbereitschaft im Verkehrssektor zwar attraktiv aber aufwändig für Betreiber von größeren Elektrolyseuren.

Industrie

Das Ausmaß der Integration der Wertschöpfungskette unterscheidet sich bei den elf identifizierten Industrie-Pilotanlagen v. a. mit Blick auf die Prozesse, die der Elektrolyse nachgeschaltet sind. Die Strombereitstellung als vorgeschalteter Prozess wird in der Regel von Projektierern in der Rolle als Partner realisiert. Die Anlagen werden mitunter eigens errichtet. Im Fall Energiepark BL laufen die Windenergieanlagen im Inselbetrieb und im Fall WindH2 steht ein Teil der Anlagen auf dem Werksgelände des Elektrolyse-Betreibers. Beim Energiepark Mainz liefert ein Tochterunternehmen des Elektrolyse-Betreibers den notwendigen Strom aus onshore Windkraftanlagen oder es wird Graustrom über den Konzernverbund beschafft. In HyBit gibt es den einmaligen Fall, dass der Stromlieferant (EWE) in einer zweiten Rolle als Wasserstoffspeicher-Betreiber auftritt.

Über alle Pilotprojekte hinweg ist die Motivation erkennbar, v. a. erneuerbare Stromquellen zu nutzen und damit grünen Wasserstoff herzustellen. Auf die vertraglichen Konstrukte zwischen den Partnern wird nicht näher eingegangen. Im Pilotprojekt HydroHub Fenne wird darauf hingewiesen, dass die Herkunft des notwendigen Wind- und PV-Stroms über zertifizierten Grünstrom sichergestellt werden soll.

Soweit nachvollziehbar ist die Rolle zum Bau des Elektrolyseurs vom Betrieb getrennt (Ausnahme: Carbon2Chem) und stellt eine gesonderte Leistung dar. Den Bau übernehmen die Technologiehersteller Siemens, Thyssenkrupp und ITM Power.

Als Elektrolyse-Betreiber treten sowohl die Produktnutzer am Standort des Wasserstoffs auf (Raffinerien und Hüttenwerke) als auch externe Partner, welche die Anlage in ein virtuelles Kraftwerk einbinden (Carbon2Chem) oder sich um einen optimierten Betrieb der jeweiligen Anlage kümmern (ReWest100). In mehreren Fällen übernehmen Joint Ventures der Projektpartner in Form von Projektgesellschaften den Elektrolyse-Betrieb.

Die industriellen Großverbraucher sind – wo bekannt – v. a. große Chemieproduzenten (Carbon2Chem, HydroHub-Fenne) und Mineralölraffinerien (REFHYNE, ReWest100, Regelflexible Elektrolyse-Anlage) sowie Stahlhersteller (WindH2, HyBit / Hyways for Future, HydroHub-Fenne). Diese Fokussierung deckt sich mit der Betonung der Nationalen Wasserstoffstrategie auf den Wasserstoffbedarf dieser Bereiche „[...] die schon jetzt nahe an der Wirtschaftlichkeit sind und bei denen größere Pfadabhängigkeiten vermieden werden oder die sich nicht anders defossilisieren lassen, etwa zur Vermeidung von Prozessemissionen in der Stahl- und Chemieindustrie oder in bestimmten Bereichen des Verkehrs.“ (BMWi 2020, S. 5).

In der Regel werden die Produkte und Nebenprodukte auch für weitere Anwendungen verfügbar gemacht. Partner für die Wasserstoffvermarktung an industrielle Verbraucher werden kaum genannt. Im Fall Energiepark Mainz ist bekannt, dass Linde – ein Unternehmen mit großem Industriekundennetzwerk für Gasprodukte – hierfür eingespannt ist. Für die Koppelprodukte der Elektrolyse (Abwärme und Sauerstoff) werden in den Projekten auch Partner eingebunden. Beim HydroHub-Fenne nimmt ein etablierter Partner aus dem Konzernverbund des Elektrolyse-Betreibers die Fernwärmeverteilung vor. Im Projekt ReWest100 etabliert Thyssenkrupp als Technologieentwickler einen Oxyfuel-Prozess zur Nutzbarmachung des Sauerstoffs aus dem Elektrolyseprozess in einem Zementwerk. Die Erbringung von weiteren Stromdienstleistungen übernehmen in ReWest100 (EDF Deutschland) und HydroHub-Fenne (STEAG) etablierte Energieversorgungsunternehmen.

Die Wasserstoffspeicherung ist mitunter in den Elektrolyse-Betrieb integriert oder wird von Partnern realisiert. Letztere können Erdgasspeichergesellschaften (VNG Gasspeicher im Fall Energiepark BL) oder Akteure aus dem Bereich der Herstellung technischer Gase (Linde im Fall WindH2) sein.

Den Trailertransport von Wasserstoff übernimmt beim Energiepark Mainz Linde als Spezialist für technische Gase mit eigenem Vertriebsnetzwerk. In den Projekten ReWest100 und Energiepark BL übernehmen die etablierten Gas-Fernleitungsnetzbetreiber OGE und ontras die Dienstleistung per Wasserstoffpipeline. Von regulierten Gasnetzzugängen und Entgelten wie beim Erdgastransport ist hierbei aber noch nicht auszugehen. Die Bundesnetzagentur hatte eine mögliche Regulierung erst 2020 zum Gegenstand einer Marktkonsultation gemacht (BNetzA 2020).

Regionalversorger

Als Stromversorger treten in den Pilotprojekten v. a. regionale Akteure wie Stadtwerke und Projektgesellschaften auf. In den übrigen Projekten übernehmen Anlagenprojektierer oder größere Energieversorgungsunternehmen wie Uniper die Strombelieferung des Elektrolyseurs. Die stromliefernden Unternehmen sind in neun Fällen auch am Elektrolyse- bzw. Methanisierungsbetrieb beteiligt, was darauf schließen lässt, dass die Stromversorger PtG-Projekte in der Regionalversorgung als Chance sehen, um ihr Produktportfolio zu erweitern.

Für den Anlagenbau sind etablierte Technologieunternehmen (z. B. Siemens) aber auch neue Marktakteure mit eigenen Technologie- und Anlagenkonzepten (z. B. Exytron) verantwortlich. Eine Überschneidung mit dem Anlagenbetrieb ist nicht festzustellen.

Neben der Gasproduktion und -nutzung ist die Abwärmenutzung in sieben Projekten vorgesehen. Abnehmer sind Wohn- und Gewerbegebiete bzw. Wohnquartiere, Dörfer und Städte sowie benachbarte Betriebe.

Der Betreiber der fünf Mal vorgesehenen Gasspeicherung ist in den wenigsten Fällen bekannt. In den bekannten Fällen handelt es sich um etablierte Unternehmen im Umgang mit technischen Gasen (Linde AG) sowie um eine Betreibergesellschaft mit Beteiligung des Anlagenprojektierers und eines Stadtwerks. Eine separate Wasserstoff-Pipelinennutzung ist nicht vorgesehen, sondern ausschließlich die Einspeisung in das vorhandene Erdgasnetz. Bei Quartierskonzepten entfällt aber auch die Einspeisung ins öffentliche Netz und es werden separate Infrastrukturen genutzt.

Greenpeace Energy als etablierter Endkundenversorger ist in fünf Projekten Partner für die Vermarktung von Gas an Privat- und Gewerbekunden. Darüber hinaus sind Stadtwerke und größere Energieversorgungsunternehmen für die Vermarktung zuständig. Bei Quartierskonzepten ist wiederum weniger von einer Vermarktung nach dem Bau des Elektrolyseurs auszugehen, sondern vor Projektbeginn an die Abnehmer vor Ort. In diesen Fällen sind die Wasserstoffnutzer bzw. Kunden auch expliziter benennbar. Das gilt auch für die fünf Projekte in denen eine Rückverstromung vorgesehen ist. Den Prozess übernehmen die Elektrolyse-Betreiber – in diesen Fällen also v. a. Projektgesellschaften, Projektierer und Stadtwerke. Für die Belieferung von Tankstellen (fünf Projekte) sind weitere (u. a. regionale) Akteure (Verkehrsbetriebe, Stadtwerke), Betreiber von Tankstelleninfrastrukturen und die Bahn mit dem Tochterunternehmen DB Energie beteiligt. Industrieakteure sollen in vier Projekten beliefert werden. Diese werden aber nicht benannt.

Tab. 3.3: Partnerkonstellationen in PtG-Pilotprojekten (ÖPNV)

Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis der Quellen im Anhang (Abschnitt 7.1). Erläuterungen: EE = Erneuerbare Energie allgemein; A = jeweiliger PtG-Anlagenbetreiber; B,C...= jeweilige Partner; * = eigene abgeleitete Annahme; x = Wertschöpfungsstufe, erwähnt aber Akteur anonym oder unklar; □ Stufen der Wertschöpfungskette, in denen der PtG-Anlagenbetreiber ebenfalls vertreten ist

Name*	Schlüsselpartner / Akteure	Stromquelle	Stromproduktion	Anlagenbau	Elektrolyse	Abwärmenutzung	Sauerstoffnutzung	Wasserstoffspeicherung	Wasserstoffpipeline-Transport	Wasserstoff-Lkw-Transport	Methanisierung	Methanspeicherung	Vermarktung Gas/Anlage	Rückverstromung	Wärme	Mobilität	Industrie (stofflich)
H2-W	Hydrogenics (B), AWG (A), WSW (C)	Müll	A	B	A			A								A, C	
Wasserstofftankstelle HafenCity	Hydrogenics (B), Vattenfall (A), Hamburger Hochbahn (B)	EE	x	B	A			A								B, x	
eFarm	Bürgerwindparks (B), H-TEC Systems (C), Autokraft (D)	Onshore Wind	B	C	x	x		x		x			x			D, x	
Energiepark Mainz	Mainzer Erneuerbare Energie (B), Siemens (C), Tochter SW Mainz (A), Linde (D), Greenpeace Energy (E), SW Mainz (F)	Onshore Wind, Graustrom	B, x	C	A			D		D			D, E		x	F	x
HyBit / Hyways for Future	GKB/swb (A), EWE (B), ArcelorMittal (C)	Offshore Wind	B	x	A			B	x					A		x	C

Tab. 3.4: Partnerkonstellationen in PtG-Pilotprojekten (Industrie)

Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis der Quellen im Anhang (Abschnitt 7.1). Erläuterungen: EE = Erneuerbare Energie allgemein; A = jeweiliger PtG-Anlagenbetreiber; B,C...= jeweilige Partner; * = eigene abgeleitete Annahme; x = Wertschöpfungsstufe, erwähnt aber Akteur anonym oder unklar; □ Stufen der Wertschöpfungskette, in denen der PtG-Anlagenbetreiber ebenfalls vertreten ist

Name*	Schlüsselpartner / Akteure	Stromquelle	Stromproduktion	Anlagenbau	Elektrolyse	Abwärmenutzung	Sauerstoffnutzung	Wasserstoffspeicherung	Wasserstoffpipeline-Transport	Wasserstoff-Lkw-Transport	Methanisierung	Methanspeicherung	Vermarktung Gas/ Anlage	Rückverstromung	Wärme	Mobilität	Industrie (stofflich)
WindH2	Salzgitter (A), Avacon Natur (B), Siemens (C), Linde (D)	Onshore Wind	B	C	A		A	D	A								A
HydroHub-Fenne	STEAG (A), Siemens (B), Fernwärmeverbund Saar (C), SaarBahn (D), Saarstahl (E), franz. Chemieunternehmen (F)	Wind, PV	x	B	A	B			x	x			A	A		D	E, F
GreenHydro-Chem	Siemens, Linde	Wind, PV		x	x			x	x								x
Energiepark BL	Terrwatt (B), Uniper (A), VNG (C), ontras (D)	Onshore Wind	B	x	A			C	D					x	x		x
Carbon2Chem	Thyssenkrupp (A), E.On (B), BASF, Evonik, Linde, Covestro, BASF (C)	EE	x	A	A,B												C
RefLau	Energiequelle, Enertrag, Siemens, LEAG	EE	x	x	x			x	x					x	x	x	x

Name*	Schlüsselpartner / Akteure	Stromquelle	Stromproduktion	Anlagenbau	Elektrolyse	Abwärmenutzung	Sauerstoffnutzung	Wasserstoffspeicherung	Wasserstoffpipeline-Transport	Wasserstoff-Lkw-Transport	Methanisierung	Methanspeicherung	Vermarktung Gas/ Anlage	Rückverstromung	Wärme	Mobilität	Industrie (stofflich)
ReWest100	Ørsted (B), Thyssenkrupp (A), Raffinerie Heide (C), OGE (D), EDF Deutschland (E)	Offshore Wind	B	A	A,B	C		C	D*				E		x		C
Regelflexible Elektrolyse-Anlage	Siemens (B), H&R (A)	EE	x	B	A			A									A
REFHYNE	ITM Power (A), Shell (B)	EE	x	A	A											x	B
Energiepark Mainz	Mainzer Erneuerbare Energie (B), Siemens (C), Tochter SW Mainz (A), Linde (D), Greenpeace Energy (E), SW Mainz (F)	Onshore Wind, Graustrom	B, x	C	A			D		D			D, E		x	F	x
HyBit / Hyways for Future	GKB/swb (A), EWE (B), ArcelorMittal (C)	Offshore Wind	B	x	A			B	x					A		x	C

Tab. 3.5: Partnerkonstellationen in PtG-Pilotprojekten (Regionalversorgung)

Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis der Quellen im Anhang (Abschnitt 7.1). EE = Erneuerbare Energie allgemein;

 A = jeweiliger PtG-Anlagenbetreiber; B,C...= jeweilige Partner; * = eigene abgeleitete Annahme; x = Wertschöpfungsstufe, erwähnt aber Akteur anonym oder unklar; Stufen der Wertschöpfungskette, in denen der PtG-Anlagenbetreiber ebenfalls vertreten ist

Name*	Schlüsselpartner / Akteure	Stromquelle	Stromproduktion	Anlagenbau	Elektrolyse	Abwärmennutzung	Sauerstoffnutzung	Wasserstoffspeicherung	Wasserstoffpipeline-Transport	Wasserstoff-Lkw-Transport	Methanisierung	Methanspeicherung	Vermarktung Gas/Anlage	Rückverstromung	Wärme	Mobilität	Industrie (stofflich)
Energiepark Mainz	Mainzer Erneuerbare Energie (B), Siemens (C), Tochter SW Mainz (A), Linde (D), Greenpeace Energy (E), SW Mainz (F)	Onshore Wind, Graustrom	B, x	C	A			D		D			D, E		x	F	x
Zero-Emission Wohnpark Augsburg	Stadtwerke Augsburg (A), EXYTRON GmbH (B), Wohnbaugruppe Augsburg (C)	PV, Ökostrom	A	B	A	C					A	B		A	A, C		
LokWest Esslingen	Betreiber-gesellschaft Green Hydrogen Esslingen GmbH (A) mit den Teilhabern Polarstern Erzeugung GmbH und den Stadtwerken Esslingen, Lok.West Esslingen (B), Städtischer Verkehrsbetrieb Esslingen (C)	PV, Biogas	A	x	A	B		A					A	A	B, x	C, x	x

Name*	Schlüsselpartner / Akteure	Stromquelle	Stromproduktion	Anlagenbau	Elektrolyse	Abwärmenutzung	Sauerstoffnutzung	Wasserstoffspeicherung	Wasserstoffpipeline-Transport	Wasserstoff-Lkw-Transport	Methanisierung	Methanspeicherung	Vermarktung Gas/Anlage	Rückverstromung	Wärme	Mobilität	Industrie (stofflich)
Energiedorf Lübesse	Projektgesellschaft Lübesse Energie GmbH (A), EXYTRON GmbH (B), naturwind Schwerin GmbH (C), Gesellschaft für regionale Teilhabe und Klimaschutz mbH (D), Dorf Lübesse (E), nahes Gewerbegebiet (F)	Onshore Wind, Biogas, PV	C*	B	A*	E, F					A*	x		A*	E, F	x	
Windgas Haßfurt	Windgas Haßfurt GmbH (SW Haßfurt und Greenpeace Energy) (A), Siemens AG (B), Greenpeace Energy (C), Next Kraftwerke (D)	Onshore Wind, PV	A	B	A			A*					C	A	x		
Windgas Haurup	Energie des Nordens GmbH & Co. KG (EdN) (A), H-TECSYSTEMS (B), Greenpeace Energy (C), Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (D), Open Grid Europe GmbH (E)	Onshore Wind	A	B	A				D*, E*				C		x		
Windgas Hamburg-Reitbrook	Uniper (A), E.ON Tochter HanseWerk (C), Hydrogenics (B), E.ON Vertriebsgesellschaft (D)	Onshore Wind	A*	B	A				C				D		x		

Name*	Schlüsselpartner / Akteure	Stromquelle	Stromproduktion	Anlagenbau	Elektrolyse	Abwärmenutzung	Sauerstoffnutzung	Wasserstoffspeicherung	Wasserstoffpipeline-Transport	Wasserstoff-Lkw-Transport	Methanisierung	Methanspeicherung	Vermarktung Gas/Anlage	Rückverstromung	Wärme	Mobilität	Industrie (stofflich)
PtG Falkenhagen	Uniper (A), Thyssenkrupp (B), benachbartes Furnierwerk (C), Swissgas (D)	Onshore Wind	A*	B	A	C					A*		A, D		x		
Wind2gas Brunsbüttel	Wind2Gas Energy (A), Etogas (B), Greenpeace Energy (C), Stadtwerke Brunsbüttel (D), Enercon (E), H2 Mobility Deutschland (F), Steyr (G),	Onshore Wind	A	B	A								C, D, F		x	A, G, x	x
Hybridkraftwerk Prenzlau	ENERTRAG AG (A), McPhy (B), Total Deutschland GbmH (C), Vattenfall Europe Innovation GmbH (D), Greenpeace Energy (E), DBEnergie (F), Stadt Prenzlau (G)	Onshore Wind, Biogas	A	B	A	G		A*					E, C	A*	x	F, x	
Wasserstoff aus Wyhlen	Energiedienst AG (A), McPhy (B), Daimler-Tochter Nucell-sys (C), Stadtwerke Sindelfingen (D), Zweckverband RBB Böblingen (E), Gasnetzbetreiber terranets bw GmbH (F), geplantes Wohngebiet (G)	Wasser	A	B	A	G		x		x					F*, x		x

3.1.4 Kundendimension

Um einen Überblick über mögliche Kundensegmente für PtG-Geschäftsmodelle zu geben, wurden entsprechende Gruppen aus der wissenschaftlichen Literatur und den Beschreibungen zu Pilot- und Demonstrationsvorhaben entnommen bzw. aus den Wertangeboten abgeleitet. Das Ergebnis sind generische Kundengruppen (siehe Tab. Tab. 3.6).

Kundenkanäle und -beziehungen werden in den skizzierten Geschäftsmodellen in Literatur und den Veröffentlichungen zu Pilot- und Demonstrationsanlagen nur vereinzelt genannt (z.B. Erdmann et al. 2018). Sie werden daher basierend auf generischen Beschreibungen abgeleitet. Ferner werden in Tab. 3.6 auch die Einnahmemöglichkeiten aufgeführt, da diese direkt mit den Kunden und Kanälen verknüpft sind. Die Niveaus ausgewählter Einnahmemöglichkeiten werden in Abschnitt 3.1.5 diskutiert.

Hintergrund des Vorgehens auf Basis generischer Kundengruppen ist, dass PtG-Anlagenbetreiber beim Kauf (Strom) und Verkauf (Gas) von Energieträgern als Energieversorgungsunternehmen auftreten. Der Blick auf PtG-Pilot- und Demonstrationsvorhaben (Tab. 3.6) verdeutlicht zusätzlich, dass etablierte Energieversorgungsunternehmen i.d.R. Beteiligte an den Projekten sind. Es wird daher davon ausgegangen, dass PtG-Anlagenbetreiber für viele Wertangebote die gleichen oder zumindest ähnlichen Kundenkanäle und -beziehungen zur Distribution und Kommunikation zur Verfügung stehen. Für darüber hinaus gehende Dienstleistungen bzw. Produkte (z. B. bestimmte Industrieprodukte wie Stahl oder Chemikalien) sind spezifischere Kundensegmente anzusprechen, auf die an dieser Stelle nicht weiter eingegangen wird.

Für die Produkte ist neben dem Verkauf des Produktes auch die Eigennutzung des Produktes im eigenen Haushalt oder Betrieb möglich, sodass keine externen Kunden für das entsprechende Gasprodukt benannt werden können.

Tab. 3.6: Kundensegmente, Kundenkanäle und Einnahmequellen von PtG-Geschäftsmodellen

Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis von Löbbe und Hackbarth (2017), Neu (2019, S. 132 f.), VDV (2012, S. 12, 26, 69) und Aumüller (2016, S. 7 f.).

PtG-Kundensegment (Beispiel in Klammern)	Kanäle	Beziehungen	Primäre Einnahmen
Stromhändler und -großverbraucher Gashändler und -großverbraucher (Kraftwerke, Industriebetriebe, Kraftstoffhändler)	institutionalisierte, direkte und indirekte Kontakte, persönliche Kontakte und Key Accounting	Kurz-, mittel- und langfristige Beziehungen über Belieferungsverträge (Over-The-Counter) und Rahmenverträge (Börse). Abwicklung nach standardisierten Regeln.	Energiemarktpreis (plus Einnahmen für individuelle Dienstleistungen und Marge)
Virtuelle Kraftwerke	Direktvertrieb zwischen Spezialisten; Offline- (Key Account Management, Messen, Ausstellungen etc.) und Online-Tätigkeiten	Strategische, langfristige Beziehung über Rahmenverträge hohe Komplexität der Liefer- und Leistungsbeziehung, hoher Initialaufwand	Energiemarktpreis oder Leistungspreise (minus Dienstleistungsentgelte und Marge)
Stromkleinverbraucher (GHD, Haushalte); Gaskleinverbraucher (GHD, Haushalte)	Offline: Beratungszentren, Veranstaltungen (Events, Messen, Märkte), Zeitungen und Zeitschriften, Sponsoring, Verbände, Vereine, Bürgerinitiativen, (Hoch-)Schulen, wichtige Unternehmen, Handwerk, Tür-zu-Tür-Verkäufe, Telefon Online: eigene Webseiten, Preisvergleichsportale, Email, soziale Netzwerke	Mittelfristige (Discounter) bis langfristige (integriertes EVU) Kundenbeziehungen zu Endkunden über Energieliefervertrag Beratung zu Fragen der Abrechnung, Energieanwendung und -einsparung und ggf. weitere Dienstleistungen Kontakt telefonisch, per Email, über Webseiten oder Apps. Communities und Kundenkarten für Kundenloyalität. Themenbezogene Aktivitäten (Einbringung in Initiativen und Bündnisse etc.)	Tarife

PtG-Kundensegment (Beispiel in Klammern)	Kanäle	Beziehungen	Primäre Einnahmen
Stromtransportkunden, Netzanschlussnehmer; Gastransportkunden	Persönliche und telefonische Gespräche, Online-Kommunikation	Langfristige Beziehungen über Netzan- schlussvertrag (reguliert) weiterer Kontakt über Zählerablesepro- zesse, Präsenz der Mitarbeiter vor Ort und Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten	Entgelte, Umlagen
ÜNB	Institutionalisierte, direkte und indirekte Kontakte, persönliche Kontakte und Key Accounting	Beziehungen über Rahmenverträge; Abwicklung nach standardisierten Regeln; Bindung durch komplexe Präqualifikations- prozesse	Regelenergieverkauf (Leistungspreis, Arbeits- preis), Redispatch, zu- /abschaltbare Lasten
Gasspeicherkunden (Gashändler)	Institutionalisierte, direkte und indirekte Kontakte, persönliche Kontakte und Key Accounting	Beziehungen über Rahmenverträge; Abwicklung nach standardisierten Regeln	Entgelte
Kraftfahrzeug-(Kfz)-Füh- rer (CNG-, Wasserstoff- fahrzeuge)	Tankstellen	Kurzfristige bis langfristige Beziehungen (z. B. über Firmenkundenkarten)	Verkauf von Treibstoff (sowie Lebensmittel, Tabak, Lotto, Zeitschrif- ten und Autozubehör)
ÖPNV-Kunden	Selbstbediente Kundenkanäle: Ticketauto- mat, statischer Aushang/dynamische An- zeige, Website, Smartphones, E-Tickets Personalbediente Kundenkanäle: Schaff- ner, Nachfragezentrum und Verkaufsstelle, Call-Center Key-Account-Management (bspw. bei Ge- schäfts- und Großkunden) und Neukun- denbindung durch persönliche Ansprache, Neukundengewinnung durch bspw. Abo- Prämien-Kampagnen	Gelegenheitskunden (bis 10 Fahrten im öffentlichen Verkehr (ÖV)) über Einzelfah- rscheine und Tageskarten Mehrfachkunden (mehr als 10 ÖV-Fahrten) über Einzelfahrscheine, Tages- und Monatskarten Stammkunden (Flatrate) über Monats- und Jahreskarten, Schüler-, Auszubildenden- und Studentenabos und Firmentickets	ÖPNV-Tarife mit unter- schiedlichen zeitlichen und räumlichen Parametern

PtG-Kundensegment (Beispiel in Klammern)	Kanäle	Beziehungen	Primäre Einnahmen
Nahegelegener Industriepartner für Gasprodukt (Biotreibstoffproduzent, Chemiefabrik) oder Abnehmer für Wärme und Sauerstoff (Industriebetriebe, Quartiere)	Persönliche Kontakte	Langfristige Beziehung über bilaterale Verträge; starke Verflechtung der Leistungsketten; ggf. gesellschaftsrechtliche Kooperationen	Anlegbarer Preis im Verhältnis zum jeweiligen Konkurrenzprodukt
PtG-Anlagenbetreiber bzw. -Investor (Eigentzung der Produkte)	-	-	Indirekte Einnahmen über vermiedene Kosten

ÖPNV

Für die Transportdienstleistung via Brennstoffzellenbusse gelten die gleichen Kundenkanäle und -beziehungen sowie Einnahmequellen wie beim üblichen ÖPNV. Es gelten keine speziellen Tarife, und es können die typischen und ggf. bereits vorhandenen Kanäle genutzt werden, um auf das Angebot aufmerksam zu machen. Werbung und Informationen auf Unternehmens-Webseiten sowie in Regionalzeitungen werden ebenfalls genutzt. Ein Interviewpartner gab an, dass Wasserstoffbusse auffällig beklebt werden, um Aufmerksamkeit für entsprechende Projekte zu generieren.

Eine Besonderheit in der Kundenbeziehung ist beim Projekt eFarm zu beobachten. Vor dem Bau der Anlagen holten die Projektverantwortlichen über 60 Interessensbekundungen von Privatpersonen (für die Gasabgabe an Pkw) und Unternehmen ein, um Beteiligung und Akzeptanz für das Vorhaben zu erhöhen und den Absatz zu sichern.

Bei einer institutionellen Trennung von Elektrolyse-Betrieb und ÖPNV-Flottenbetrieb ist von ähnlichen Kundenverhältnissen wie bei den Segmenten der Gasgroßverbraucher und nahegelegenen Industriepartnern auszugehen.

Industrie

Industrielle PtG-Anlagenbetreiber bedienen branchenspezifische Kundensegmente und entsprechende Kanäle. Die weitergehende Vermarktung von Nebenprodukten und anderen Dienstleistungen (z. B. Regelleistung) setzt die Bindung an weitere Kunden voraus. Bei einem Elektrolyse-Betrieb durch ein anderes Unternehmen greifen die Kanäle, Beziehungen und Einnahmen wie bei Gasgroßverbrauchern und nahegelegenen Industriepartnern. Ein Interviewpartner bestätigt, dass der Kundenkontakt zwischen Betreiber und Abnehmer über die direkte Ansprache zustande kommt und potenzielle Abnehmer häufig durch andere Projekte (teilweise in unmittelbarer Nähe) auf einen Betreiber aufmerksam werden.

Auch die Einbindung von Aggregatoren für weitergehende Energiedienstleistungen ist in den Partnerbeziehungen der Pilotanlagen beobachtbar. Hier greifen die Kanäle, Beziehungen und Einnahmen analog zu „virtuellen Kraftwerken“.

Regionalversorger

PtG-Kunden von Regionalversorgern wie Stadtwerken sind v. a. Gaskleinverbraucher mit den entsprechenden Kanälen, Beziehungen und Einnahmen. Wenn hierbei grünes Gas an die Endkunden vermarktet werden soll, setzt das aufgrund der höheren Kosten eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für einen wirtschaftlichen Betrieb voraus.

Das Praxisbeispiel des Windgas Tarifs von Greenpeace Energy (Vermarktungspartner in fünf Pilotprojekten) bestätigt, dass für den Tarif vorrangig Privatkunden und kleinere Verbraucher aus Gewerbe, Handel, Dienstleistung („Geschäftskunden“) über die Webseite als Kundenkanal angesprochen werden und dass die Tarife über dem Niveau konventioneller Erdgasstarife liegen (vgl. Greenpeace Energy eG (2020), siehe auch Abschnitt 3.1.5).

In den Pilotprojekten sind weiterhin Abnehmer für die Abwärme der Anlage im unmittelbaren geografischen Umfeld beobachtbar sowie Aggregatoren, die die Anlage für weitere Stromdienstleistungen vermarkten. Auch hier kann auf die Spezifika der generischen Kundengruppen verwiesen werden: „nahegelegene Industriepartner“ sowie „virtuelle Kraftwerke“.

3.1.5 Finanzdimension

3.1.5.1 Geschäftsmodellübergreifende Parameter

Mit der Finanzdimension werden die Umsätze und Kosten einer Unternehmung erfasst. In Anlehnung an die Verein Deutscher Ingenieure (VDI) Richtlinien 6025 (VDI 2012) und 2067 (VDI 2000) lassen sich bei PtX-Anlagen folgende Kostenarten unterscheiden:

- kapitalgebundene Kosten (Investitionskosten von PtX-Anlagen und Speichern, Investitionsnebenkosten und Ersatzinvestitionen),
- verbrauchsgebundene Kosten (Kosten für Energie, Roh- und Betriebsstoffe),
- betriebsgebundene Kosten (Wartung und Instandsetzung, Personalkosten),
- sonstige Kosten (z. B. Versicherungen).

Verschiedene Studien haben sich der Kostenanalyse von PtG-Projekten gewidmet und dabei v. a. die Investitionskosten und die Stromkosten als zentrale Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen identifiziert (siehe z. B. Drünert et al. 2019; Matthes et al. 2020; Haumaier et al. 2020). Im Folgenden wird daher auf die Niveaus der beiden Parameter eingegangen sowie auf die Bedeutung von Strompreisen für die Vermarktung je Geschäftsmodellbereich.

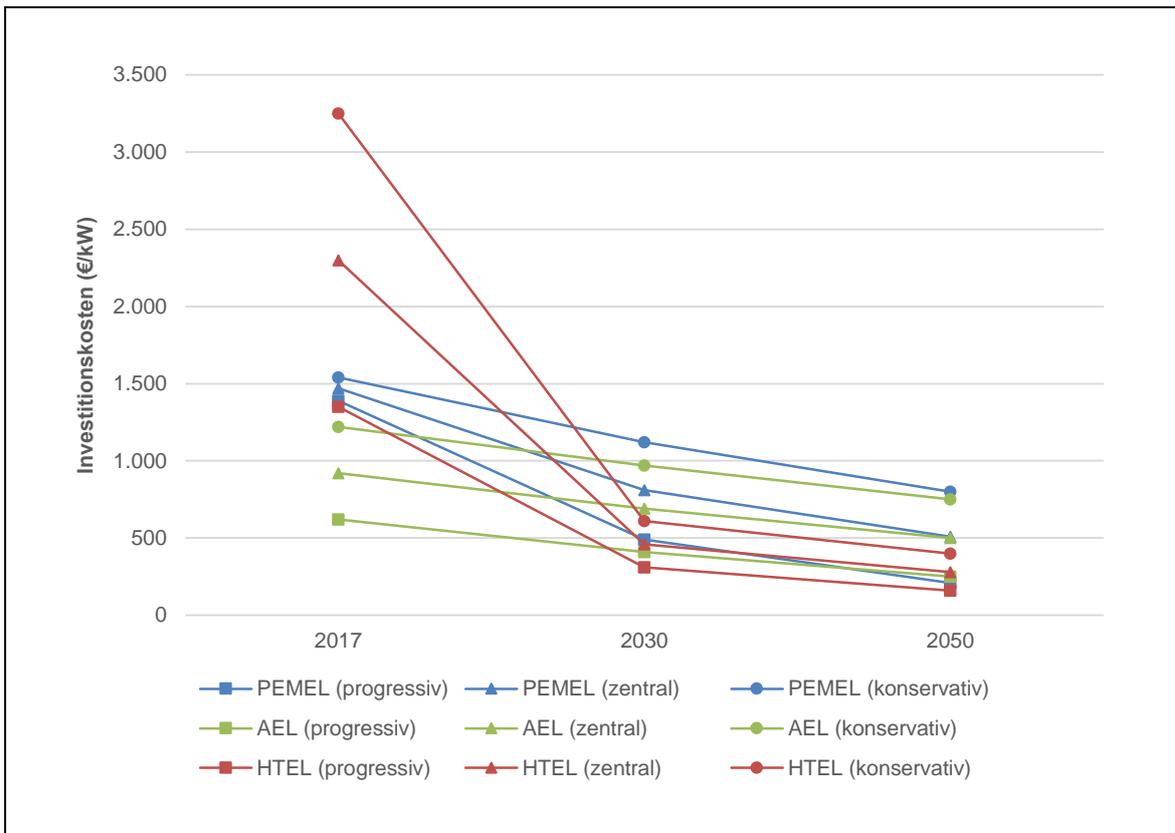


Abb. 3.2: Entwicklung der Investitionskosten von Elektrolyseuren

Quelle: eigene Darstellung mit Daten nach Smolinka et al. (2018, S. 48)

Kapitalgebundene Kosten

Die relevanten kapitalgebundenen Kosten ergeben sich aus den Investitionen und Ersatzinvestitionen für die Anlage. Diese kann im PtG-Bereich folgende Komponenten umfassen:

- Elektrolyseur,
- Methanisierungsreaktor,
- Wasserstoffspeicher,
- Sauerstoffspeicher,
- CO₂-Abscheideanlage,
- Peripherieanlagen (u. a. Verdichter, Abfüllanlagen, Aufbereitungsanlagen für Gase, Wasser und Abwasser).

Die kostenintensivste und übergreifende Anlagenkomponente ist der Elektrolyseur. Die entsprechenden Investitionskosten hierfür werden im Folgenden diskutiert. Eine Darstellung der Kosten für die übrigen Elemente erfolgt in den Abschnitten zu den prototypischen Geschäftsmodellen (Kapitel 4) sofern die jeweilige Technik benötigt wird.

Eine Reihe von Studien befasst sich mit der zukünftigen Entwicklung von Elektrolysetechnologien (siehe z. B. Saba et al. 2018; Proost 2019; Brinner et al. 2018). Für die Darstellung der Bandbreiten wird im Folgenden auf die Ergebnisse nach Smolinka et al. (2018) zurückgegriffen. Die Studienautorinnen und Studienautoren haben Expertinnen und Experten zur zukünftigen Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von PEMEL, AEL und HTEL befragt. Die resultierenden Bandbreiten sind in Abb. 3.2 dargestellt. Demnach ist die AEL im Jahr 2017 die günstigste Elektrolyseart, gefolgt von PEMEL und HTEL als kostenintensivste Technologien mit teilweise großen Spannbreiten zwischen Annahmen zu konservativen und progressiven Entwicklungspfaden. Die Kostenunterschiede spiegeln damit auch die Reifegrade der Technologien wider. Mit zunehmender Reife von PEMEL und HTEL verändern sich aber die Verhältnisse: PEMEL und HTEL werden zunehmend günstiger und Kostenunterschiede geringer, sodass sich die Investitionskosten der drei Elektrolysearten bis 2050 in einem ähnlichen Korridor bewegen. Beim Kostenvergleich sind die jeweiligen Vor- und Nachteile der Technologien (Nutzung kritische Rohstoffe, Flexibilität, Effizienz etc.) zu berücksichtigen. Demnach sind sie in bestimmten Anwendungskontexten nicht uneingeschränkt austauschbar.

Aufgrund der modularen Bauweise von Elektrolyseeinheiten sind die Kosten entsprechend der elektrischen Eingangsleistung skalierbar. Skaleneffekte bei der Umwandlungseffizienz sind nicht zu erwarten (Smolinka et al. 2018, S. 36). Ökonomische Skaleneffekte können bei höheren Eingangsleistungen weniger bei den Modulen als bei den zentralisierten Komponenten der Balance of Plant (BoP) wie bspw. Gas- und Wasseraufbereitung oder der Kühlung auftreten (Smolinka et al. 2018, S. 45).

Verbrauchsgebundene Kosten

Die größten verbrauchsgebundenen Kosten können bei PtG-Projekten Ausgaben für folgende Positionen sein:

- Strom,
- Kohlenstoffdioxid,
- Wasser,
- Abwasser.

Wie auch die Wirtschaftlichkeitsanalysen zu den prototypischen Geschäftsmodellen zeigen (Kapitel 4), haben die Kosten für Strom den größten Einfluss auf die PtG-Gestehungskosten und werden hier weiter diskutiert.

Die Strombeschaffung für den Anlagenbetrieb kann auf unterschiedlichen Wegen erfolgen:

- Am Großmarkt schließen Stromanbieter, die Endkunden beliefern, und große Unternehmen üblicherweise standardisierte oder individuell abgestimmte länger laufende (Monate bis Jahre) Verträge über eine in diesem Zeitraum zu einem Festpreis abnehmbare Menge an Strom ab (Terminmarkt). Dabei können unterschiedliche Terminmarkt-Produkte kombiniert werden (Baseload, Peakload, Einzelstundenkontrakte, Spotmarkt-Produkte) (Konstantin 2013).
- Seitens der Netzbetreiber ist es für einen stabilen Netzbetrieb zudem erforderlich, Regel- bzw. Reserveleistung bereitzustellen, um kurzfristige Schwankungen absichern zu können. Diese Leistungen sind in unterschiedlich lange Zeiträume mit jeweils verschiedenen Anforderungen unterteilt. Für die Erbringung von Regelleistungen spielen sowohl Erzeuger als auch regelbare Lasten eine wichtige Rolle. Anbieter von Regelleistung müssen sich präqualifizieren. Neben

Kraftwerksbetreibern und Stadtwerken zählen auch große Industrieunternehmen zu den Anbietern von Regelleistung (Konstantin 2013; Paulus 2013).

- Auch außerhalb der Strombörse gibt es Vermarktungsoptionen für Strom. Grundsätzlich kann die Direktvermarktung über das allgemeine Netz oder über eine Direktleitung erfolgen. Aus Verkäufersicht kommen unterschiedliche Vermarktungsvarianten in Betracht (Selbstvermarktung, Stromhändler, genossenschaftliche Stromvermarktung). Bei einer Vermarktung außerhalb der Börse wird der Preis mit dem Abnehmer vereinbart, wobei individuell zu prüfen ist, welche Abgaben und Entgelte anfallen.

Die Preisbildung außerhalb der Strombörse, z. B. über direkte Lieferverträge, orientiert sich zu meist am Großhandelspreis (Fischer et al. 2020). Dieser lag in 2018 bei durchschnittlich 3,49 ct/kWh (Graichen et al. 2019). Es wird davon ausgegangen, dass der Großhandelspreis zukünftig ansteigt. Für das Jahr 2030 nimmt Agora Energiewende einen Preis von 4,9 ct/kWh an (Graichen et al. 2019). Zusätzlich zum Großhandelspreis werden für Endverbraucher Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen fällig.

3.1.5.2 Geschäftsmodell-spezifische Parameter

Neben den übergreifenden Kostenpunkten von PtG-Geschäftsmodellen, die oben übergreifend diskutiert wurden, gibt es geschäftsmodell-spezifische Parameter, die sich auf die Wirtschaftlichkeit auswirken:

- Spezifische kapital-, verbrauchs- und betriebsgebundene sowie sonstige **Kosten** und daraus resultierende Gestehungskosten,
- **Einnahmen** aus dem Verkauf oder vermiedene Kosten aus der Nutzung von Hauptprodukten (Gas), von Dienstleistungen (z. B. Mobilität, Regelenergie) und von Nebenprodukten (z. B. Wärme, Sauerstoff),
- Preise von **Referenzprodukten** (andere Energieträger ggf. in Verbindung mit anderen Anwendungstechnologien).

Für die drei tiefergehend untersuchten Geschäftsmodellbereiche wird die Bedeutung von einzelnen Kostenpunkten, Gestehungskosten, Einnahmen sowie von Preisen von Referenzprodukten (als Maßstab für mögliche Einnahmen) quantitativ eingeordnet soweit hierzu Informationen aus Literaturangaben, Pilotprojekten und Statistiken vorliegen.

ÖPNV

Sowohl Schenuit et al. (2016, S. 54 f.) als auch mehrere Interviewpartnerinnen und -partner geben an, dass im Verkehrssektor eine vergleichsweise hohe Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff besteht. Hintergrund ist, dass die Dieselpreise einen hohen anlegbaren Preis für Wasserstoff zulassen. An den öffentlichen Wasserstoff-Tankstellen wird seit 2016 im Rahmen der s. g. „Clean Energy Partnership“ ein Einheitspreis von 9,50 € (brutto) für grauen Wasserstoff verlangt (Schenuit et al. 2016, S. 54 f.). Die Produktionskosten von grünem Wasserstoff im ÖPNV-Bereich gibt NOW (2018, S. 27) hingegen mit ca. 12 €/kg Wasserstoff an. Die Kosten müssten auf 4 bis 6 €/kg sinken, um mit Dieselpreisen vergleichbar zu sein. Das RLI (2016) gibt für eine kleinere Wasserstoff-Tankstelle (Bedarf 168 kg Wasserstoff pro Tag) Wasserstoffgestehungskosten von 10,36 bis 13,02 €/kg Wasserstoff an. Hartmann (2019) berechnet, dass bei Herstellungskosten von 10,50 €/kg bereits ein wirtschaftlicher Elektrolyse-Betrieb für Busflotten möglich ist.

Trotz fehlender Daten zu den Gestehungskosten von Pilotprojekten wird zum Projekt eFarm ein Hinweis auf die Strombezugskosten gegeben. So sei der Strombezug über (abgeschriebene) Bürgerwindparks ohne EEG-Vergütung organisiert. Die Autorin und der Autor vermuten daher, dass sich die Höhe des Bezugspreises an den Ausschreibungsergebnissen für onshore Windkraftanlagen orientiert, da höhere Preise einen unmittelbaren Anreiz für einen Elektrolyseurstandort mit einem Strompreisniveau auf Ausschreibungsniveau zur Folge hätten.

Für eine bessere Vergleichbarkeit der Kostenbasis verschiedener Antriebsarten im Verkehrsbereich, müsste eine Analyse nicht auf Energieträgerbasis, sondern auf Basis zurückgelegter Personenkilometer stattfinden. Diese stellen für eine detaillierte Kostenbetrachtung die bessere Vergleichsgröße dar, weil weitere wichtige Kostenfaktoren für die ÖPNV-Dienstleistung berücksichtigt werden (Kraftstoffverbrauch, Investitionen für Busse, Handhabung der Busse). Ein solcher Vergleich nach dem Total-Cost-of-Ownership-Ansatz nahmen Henneka et al. (2019) und Hope-Morley et al. (2017) vor. Sie geben an, dass Wasserstoffbusse auch unter Berücksichtigung der weiterführenden Kostenfaktoren (Busse, Infrastrukturen etc.) bis 2030 zu 15 bis 30 Prozent höheren Kosten als Dieselbusse führen, aber mitunter zu geringeren Kosten als batterieelektrische Busse (Henneka et al. 2019, S. 76; Hope-Morley et al. 2017, S. 14). Zu einem ähnlichen Ergebnis kommen Wilms et al. (2018): in Abhängigkeit von Fahrzeugkosten und Strompreisen ist bereits heute unter günstigen Bedingungen eine Kostenparität mit batterieelektrischen Busse möglich. Allerdings weisen CNG- und Dieselbusse, die mit synthetischen Kraftstoffen betrieben werden, aktuell noch günstigere Vollkosten aufgrund der Anwendung üblicher Diesel- und CNG-Busse auf.

Industrie

IG BCE und VCI geben an, dass das Referenzprodukt grauer Wasserstoff je nach Erdgasbezugspreis bereits für 1,0 bis 1,50 €/kg Wasserstoff herstellbar ist (VCI und IG BCE 2020).

Für blauen Wasserstoff berechnen Matthes et al. (2020) Gestehungskosten von 1,70 bis 1,90 €/kg bei einem Erdgaspreis von 20 €/MWh (unterer Heizwert) und einem CO₂-Preis von 0 bis 200 €/t Kohlendioxid. Hinzu kommen Kosten für einen inländischen Transport von 0,75 €/kg. Im Extrem Szenario mit einem Erdgaspreis von 30 €/MWh steigen die Gestehungskosten auf bis zu 2,40 €/kg Wasserstoff (bei 200 €/t Kohlendioxid).

Demgegenüber stehen Wasserstoffkosten auf Basis des Elektrolyseverfahrens von 2,78 bis 5,55 €/kg Wasserstoff, die alleine durch einen Strompreis von 5 bis 10 ct/kWh⁷ verursacht werden (angenommene, heizwertbezogene Umwandlungseffizienz: 60 %, ohne weitere Kosten). Der vereinfachte Vergleich macht deutlich, dass schon das derzeitige Strompreisniveau für Industrieverbraucher in Deutschland alleine keine Kostenparität von PtG-Wasserstoff zu fossilem Wasserstoff zulässt. Weitere Kosten für Investitionen und andere verbrauchsgebundene Kosten verschlechtern das Ergebnis weiter.

Weitere Kostenminderungen bzw. Einnahmen können sich durch die Nutzung der Nebenprodukte Wärme und Sauerstoff ergeben. Die Eigennutzung der entstehenden Niedertemperaturwärme ist

⁷ Das Niveau deckt den Strombezugspreis von großen industriellen Verbrauchern nach Eurostat (2021a) ab: 6,4 bis 7,7 ct/kWh ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben bei einem Verbrauch von über 150 GWh pro Jahr (Zeitraum 2. Halbjahr 2019 bis 2. Halbjahr 2020).

für industrielle Verbraucher in der Regel nicht interessant. Der Verkauf ist wiederum sehr standortabhängig. Darüber hinaus sind Preise für Niedertemperaturwärme lokal und regional sehr unterschiedlich und werden hier nicht vertieft. Das Nebenprodukt Sauerstoff lässt sich ggf. in weitere Industrieprozesse integrieren. Für den Sauerstoffpreis liegen zwei Bezugspunkte vor: Geres et al. (2019) nehmen Sauerstoff Erlöse in der Chemieindustrie von 20 €/t an; auf Basis statistischer Daten zum deutschen Außenhandel lassen sich von 2010 bis 2019 Ein- und Ausführpreise für Sauerstoff von ca. 76,50 bis 119 €/t Sauerstoff, im Mittel 92,81 €/t Sauerstoff ableiten (Eurostat 2021b).

Auf der Einnahmenseite besteht aktuell das Problem, dass es keine Märkte für grüne Industrieprodukte gibt. Daher sind die Produkte in die konventionellen Märkte zu integrieren, womit die umweltfreundlichen Eigenschaften nicht hinreichend gewürdigt werden. Hier besteht nach Aussage mehrerer Interviewpartner ein strukturelles Hemmnis für die Herstellung und Nutzung grünen Wasserstoffs in der Industrie.

Regionalversorgung

PtG-Gestehungskosten im Bereich Regionalversorgung lassen sich anhand der Kosten für einen EE-Strombezug einordnen. Hierfür können wiederum die Ausschreibungsergebnisse für onshore Windanlagen herangezogen werden. Von Mai 2017 bis Mai 2021 lag das gewichtete Mittel der bezuschlagten Angebote zwischen 4,0 bis 6,2 ct/kWh (BNetzA 2021). Damit ergäben sich alleine aus dem Strompreis heraus PtG-Gestehungskosten von 2,2 bis 3,4 €/kg Wasserstoff bzw. 5,6 bis 8,7 ct/kWh Wasserstoff (angenommene, brennwertbezogene Umwandlungseffizienz: 71,6 %, ohne weitere Kosten). Mit einer anschließenden Methanisierung steigen die Kosten auf 7,0 bis 10,8 ct/kWh Methan (angenommene, brennwertbezogene Umwandlungseffizienz: 80,0 %).

Der Großhandelspreis für Erdgas lag 2018 im arithmetischen Mittel bei 2,4 ct/kWh und in 2019 bei 1,4 ct/kWh (heizwertbezogen, BNetzA und BKartA 2021, S. 411). Der langfristige Einkaufspreis für Biomethan lag laut Branchenbarometer in 2018 und 2019 zwischen 6,5 und 8,6 ct/kWh (heizwertbezogen, Reinholz und Völler 2019, S. 9). Somit zeigen sich beim direkten Vergleich von minimalen PtG-Gestehungskosten auf Basis von Strompreisen und dem Erdgaspreis klare Defizite in der Wirtschaftlichkeit. Im Verhältnis zu Biomethan wiederum ergibt sich eine potenzielle Schnittmenge.

Auf der Einnahmenseite stellen standardisierte Tarife die primären Einnahmequellen für die Versorger dar, die den Wasserstoff an Gaskleinverbraucher vermarkten (siehe Tab. 3.6). Aufgrund der Qualität des Produktes (grün und regional) und des höher anzusetzenden Preises, ist zu vermuten, dass analog zu Ökostrom primär Kunden mit einem erhöhten ökologischen Bewusstsein und höherer Zahlungsbereitschaft (vgl. Hauser et al. 2019 S. 232-233) angesprochen werden. Gleichzeitig sind die höheren Gestehungskosten und ggf. weitere Förderbeiträge in den Tarifen enthalten, wodurch diese ebenfalls höher als typische Erdgasstarife ausfallen. Zum Vergleich: bei einem Jahresgasverbrauch von 20 MWh zahlt ein Greenpeace Energy Kunde für einen sogenannten Windgastarif zwischen 7,4 und 8,4 ct/kWh (inkl. Grundpreis, Stand 8. Januar 2021) (Greenpeace Energy eG 2020). Durchschnittliche Haushaltskunden in Deutschland außerhalb der Grundversorgung zahlen hingegen zwischen 6,0 und 6,3 ct/kWh (Stand 1. April 2020) (BNetzA und BKartA 2021, S. 447).

Eine weitere potenzielle Einnahmequelle kann sich aus der Vermarktung von Regelenergie ergeben. Vermarktung von positiver Regelenergie (Lastabwurf) stellt den PtG-Anlagenbetreiber vor die Situation, dass während des Regelenergieabrufs durch den ÜNB kein Gas produziert wird. Die potenziellen Einnahmen aus verlorenem Gasverkauf und Regelenergievergütung müssen dann ge-

geneinander abgewogen werden. Prognosen zufolge ist in den kommenden Jahren mit einem steigenden Regelleistungsbedarf, jedoch auch mit einem Überangebot auf dem Regelenergiemarkt zu rechnen, was zu fallenden Preisen führen kann (Michaelis et al. 2013 S. 167; BDEW 2019a S. 31) und die Vermarktungsoption zunehmend unattraktiv macht. Bei der Vermarktung von negativer Regelernergie verhindert der Graustrombezug die Produktion von Grüngas, sodass die Elemente der Kunden- und Nutzendimension sowie die Einnahmeerwartungen angepasst werden müssen.

Zur Einordnung der wirtschaftlichen Auswirkungen der Vermarktung von Regelernergie können drei Studien angeführt werden.

Bei Regett et al. (2014 S. 82-83) werden die Erlöse aus Gasverkauf und Regelleistungsvermarktung mit den jährlichen Investitions- und Betriebskosten bei ausschließlicher Betrachtung der Bereitstellung negativer Sekundärregelenergie mittels PEMEL verglichen. Hierzu werden historische Regelleistungspreise und Abrufgrade aus dem Jahr 2012 verwendet. Die Abrufgrade entsprechen einer Volllaststundenzahl von 1217 Stunden. Aus diesem Vergleich geht hervor, dass die Regelernergievermarktung bei spezifischen Investitionskosten von unter 1000 €/kW_{el} lukrativ sein können. Die Autorinnen und Autoren weisen darauf hin, dass die Investitionskosten damit im Verhältnis zum Status Quo deutlich sinken und weitere technische Parameter verbessert werden müssten. Ferner erwähnen die Autorinnen und Autoren die Konkurrenz zu bereits wirtschaftlichen Technologien, die negative Regelleistung erbringen können.

Bei Tichler et al. (2014, S. 42 ff.) wird die Bereitstellung von negativer Sekundärregelenergie mithilfe von Ex-Post-Daten aus den Jahren 2012 und 2013 für einen 5 MW Elektrolyseur analysiert. Hierbei werden ein konservatives Szenario mit 2000 Volllaststunden und ein optimistisches Szenario mit 3000 Volllaststunden betrachtet. Entsprechend der Szenarien betragen die Wasserstoffgestehungskosten 0,15 €/kWh bis 0,18 €/kWh im Jahr 2020, die Gestehungskosten für Methan 0,23 €/kWh bis 0,27 €/kWh. Die zusätzlichen Einnahmen durch eine Bereitstellung negativer Sekundärregelenergie senken die Gestehungskosten für beide Produkte je nach betrachtetem Szenario um 20 bis 30 Prozent.

Laut Michealis et al. (2013) verfügt der Regelenergiemarkt über ein wirtschaftliches Potenzial für PtG-Anlagenbetreiber. Genutzt wurde ein Optimierungsmodell mit perfekten Informationen und Voraussicht sowie ohne Berücksichtigung von Konkurrenzen zwischen PtG-Anlagen. Als Ergebnis der Modellierung mit historischen Daten aus den Jahren 2011 und 2012 wurden mit der Bereitstellung von positiver Sekundärregelenergie potenzielle Senkungen der Gestehungskosten von bis zu 81 Prozent für Wasserstoff und 74 Prozent gegenüber einer PtG-Anlage ohne Regelernergievermarktung berechnet. Voraussetzung ist aber, dass der Elektrolyseur durchgängig mit Nennleistung (100 % der Stromaufnahmeleistung) fährt. Hintergrund der Vermarktungsstrategie sind die vergleichsweise hohen Grenzarbeitspreise für positive Regelleistung im Betrachtungszeitraum.

Die drei Studien zeigen, dass die PtG-Gestehungskosten durch die Vermarktung der Anlage am Regelenergiemarkt durch die zusätzlichen Einnahmen gesenkt werden können. Für die Zukunft gelten fallende Regelernergiepreise aber als wahrscheinlich (siehe oben). Zudem stellt sich die Herausforderung, dass das Produktgas bei Aufnahme von negativer Regelernergie keine grüne Eigenschaft aufweist.

3.2 PtL-Geschäftsmodelle

Wie einleitend bei Kapitel 3 dargestellt, gibt es im Cluster Power-to-Liquid eine Vielzahl an möglichen Verfahren. Hier werden unter der Überschrift Power-to-Liquid im Folgenden Geschäftsmodelle für die FT-Synthese diskutiert. Im Gegensatz zum Cluster Power-to-Gas unterscheiden sich die Geschäftsmodelle hier weniger hinsichtlich der angebotenen Produkte bzw. dem Nutzen, sondern vielmehr hinsichtlich der Größenordnung bei der Produktionskapazität und dem Ort der Aufbereitung des produzierten FT-Syncrude. Die Bandbreite der identifizierten Pilotprojekte von PtL-Anlagen ist gegenüber PtG-Vorhaben deutlich geringer, auch konnten nur wenige (geplante) Vorhaben in Deutschland identifiziert werden. Aus diesem Grund wurden auch Pilotprojekte außerhalb Deutschlands ausgewertet. Grundsätzlich liegt der Fokus der nachfolgenden Betrachtung jedoch auf möglichen Geschäftsmodellen und deren Ausgestaltungsoptionen bei einer Umsetzung in Deutschland.

Die Frage, ob und in welchem Umfang PtL-Produkte zukünftig innerhalb Deutschlands produziert oder vielmehr importiert werden, steht in dieser Publikation nicht im Vordergrund, wird jedoch bei der Bewertung der prototypischen PtL-Geschäftsmodelle aufgegriffen (siehe Abschnitt 4.5). Ob ein Import von PtL-Produkten gegenüber einer Produktion im Inland Vorzüge aufweist, ist im Wesentlichen abhängig von den Investitionskosten der jeweiligen Energieerzeugungstechnologien, den Kosten für Strom, Wasser und Kohlenstoffdioxid sowie deren Verfügbarkeit, dem Flächenbedarf für die erforderliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie der Verfügbarkeit einer Infrastruktur für die Eigenerzeugung als auch den Import von synthetischen Energieträgern. Aber auch weitere Aspekte wie die Abhängigkeit von Importen und der strategische Aufbau von Produktionskapazitäten aus Gründen der Technologieentwicklung müssen Berücksichtigung finden. Vor dem Hintergrund einer nachhaltigen Prozesskette und dem Ziel, eine Emissionsminderung zu erreichen, muss v. a. in Bezug auf den Import von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen zusätzlich sichergestellt sein, dass dieser nicht unter Verursachung von fossilen Mehremissionen in anderen Ländern erfolgt (Ausfelder und Dura 2018).

3.2.1 Wertschöpfungsdimension

Bei der FT-Synthese werden Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff zu FT-Syncrude (Produktmix aus leichten Raffineriegasen, Rohblend von Kohlenwasserstoffen (Benzin- und Dieselfraktionen) und Wachsen) umgesetzt. In einem ersten Schritt wird dabei Synthesegas (ein Gemisch aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid) erzeugt, welches dann in der eigentlichen FT-Synthese unter Zusatz von Wasserstoff zu FT-Syncrude umgewandelt wird. Die Bereitstellung von Wasserstoff für das Synthesegas erfolgt mittels Wasserelektrolyse. Anschließend wird über die Reverse Wassergas-Shift-Reaktion (RWGS) Synthesegas erzeugt. Alternativ kann dieses auch direkt mittels Co-Elektrolyse hergestellt werden. Das FT-Syncrude als Produkt der FT-Synthese muss anschließend via Hydrocracking, Isomerisierung und Destillation aufbereitet werden (Zech et al. 2015; Bierkandt et al. 2018; Arnold et al. 2018; Zhang et al. 2019; Kreidelmeyer et al. 2020). Die nachfolgende Abbildung gibt eine Übersicht über die Prozesse der PtL-Route über die FT-Synthese inklusive der zwei Varianten der Synthesegaserzeugung.

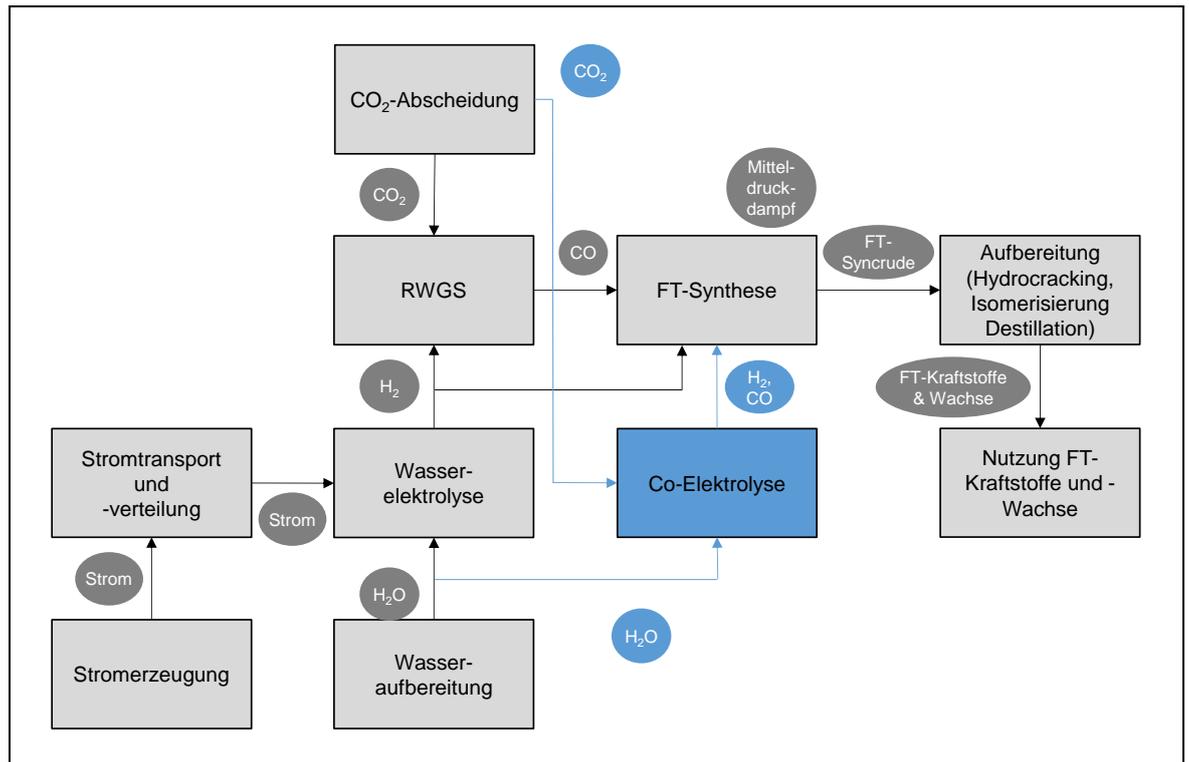


Abb. 3.3: Schematische Darstellung der FT-Synthese

Quelle: eigene Darstellung

Die Aktivitäten gemäß dem BMC können sich grundsätzlich auf die FT-Synthese konzentrieren. In diesem Fall müssen Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid als Input-Ressourcen von Vertragspartnern bezogen werden. Gleichzeitig wird FT-Syncrude für Kunden bereitgestellt. Je nach Integration über die Wertschöpfungskette kann das Geschäftsmodell auch vorgeschaltete Prozessschritte und/oder die nachfolgende Aufbereitung umfassen. Der FT-Synthese (inklusive Synthesegasbereitstellung) vorgeschaltet sind die Stromerzeugung, die Wasserstoffproduktion (Ausnahme Co-Elektrolyse) und die Kohlenstoffdioxidabscheidung. Auch die anschließende Aufbereitung des FT-Syncrude in Produkte wie synthetische Kraftstoffe (bspw. Diesel, Benzin, Kerosin) und Wachse als auch Anwendung der PtL-Endprodukte (bspw. für Mobilitätszwecke) kann eine Aktivität des PtL-Geschäftsmodells über die Route der FT-Synthese sein. Weitere mögliche Schlüsselaktivitäten der Unternehmung sind der Transport, die Verteilung und die Speicherung des jeweiligen Energieträgers oder der Koppelprodukte.

Neben den zentralen Prozessschritten sind unterstützende Aktivitäten relevant, um die Edukte und Produkte in der benötigten Qualität bereitzustellen (z. B. Verdichtung, Trocknung, Kühlung), für die Nutzung verfügbar zu machen (z. B. Abfüllung) oder um die Prozesse zu führen (Messung, Regelung, Kommunikation).

Tab. 3.7 zeigt die technischen Schlüsselaktivitäten vereinfacht in Bezug auf den Prozess, die notwendigen Ressourcen sowie Edukte und Produkte.

Tab. 3.7: Technische Schlüsselaktivitäten in PtL-Geschäftsmodellen basierend auf der FT-Synthese

Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis von Ehrenstein et al. (2021)

Schlüsselaktivität	Beschreibung	Ressource	Input / Edukt	Output / Produkt bzw. Dienstleistung
Stromerzeugung	Umwandlung von Primärenergie in Strom	Stromerzeugungsanlage (z. B. Windkraftanlage, PV-Anlage, Wasserkraft)	Primärenergieträger	Strom
Wasserbereitstellung	Bereitstellung von spaltbarem Wasser für die Elektrolyse	Wassernetzanschluss oder eigene Wasseraufbereitungsanlage	(Leitungs-)Wasser	Betriebswasser
Elektrolyse	Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff mithilfe von elektrischem Strom	Elektrolyseur (z. B. AEL, PEMEL, SOEC)	Wasser, Strom	Wasserstoff, Sauerstoff
Wasserstoffspeicherung	Zwischenspeicherung von Wasserstoff	Speicher (z. B. Druckgastanks oder Felskavernen)	Wasserstoff, Energie für Ein- und Ausspeicherung	Wasserstoff
CO ₂ -Bereitstellung	Abscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Luft (DAC), aus fossilen (z. B. Zementwerk) oder erneuerbaren Quellen (z. B. Biogasanlage)	CO ₂ -Abscheider	Energie zur Abscheidung, Luft oder Abgas	Kohlenstoffdioxid
RWGS	Umsetzung von Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff zu Kohlenstoffmonoxid und Wasser	RWGS-Reaktor	Strom, Wärme, Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid	Kohlenstoffmonoxid, Wasser
Co-Elektrolyse (alternativ zu Elektrolyse und RWGS)	Umsetzung von Wasserdampf und Kohlenstoffdioxid zu Synthesegas	Co-Elektrolyse	Wasser, Kohlenstoffdioxid, Strom	Synthesegas (Gemisch aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid)
FT-Synthese	Herstellung von FT-Syncrude durch Umset-	FT-Reaktor	Synthesegas (Gemisch aus Wasserstoff	FT-Syncrude, Mitteldruckdampf

Schlüsselaktivität	Beschreibung	Ressource	Input / Edukt	Output / Produkt bzw. Dienstleistung
	zung von Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff		und Kohlenstoffmonoxid)	
Speicherung FT-Syncrude	Zwischenlagerung des FT-Syncrude	Tanks	FT-Syncrude	FT-Syncrude
Aufbereitung	Aufbereitung des FT-Syncrude durch Hydrocracking, Isomerisierung und Destillation	Rektifikationskolonne, Hydrotreater, Hydrocraker, Katalytische Isomerisierung, Hydroisomerisierung, Katalytischer Reformier	FT-Syncrude, Wasserstoff, Strom, Wärme	Benzin, Kerosin, Diesel, Wachse
Energie-/Produkttransport und -verteilung	Transport und Verteilung von Energie / Edukten und Produkten	Energienetze (Stromübertragungs- und verteilnetz), Wasserstoffpipeline, Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC), Lkw, Bahn oder Schiffe, Tanks; Aufbereitungsanlagen (Kompressoren, Anlagen zur Hydrogenierung/Dehydrogenierung bzw. Verflüssigung/Regasifizierung etc.)	Strom, Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid, FT-Syncrude	Strom, Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid, FT-Syncrude
Mobilität	Einsatz von FT-Kraftstoffen als Drop-in-Kraftstoffe	Abfüllanlage/Tankstelle; Flugzeuge, Schiffe, Lkw, (Pkw)	FT-Diesel, FT-Benzin, FT-Kerosin	Kinetische Energie
Chemische Industrie	Stoffliche Verarbeitung von synthetischen Kohlenwasserstoffen zu Industrieprodukten	Industrieanlagen	synthetische Kohlenwasserstoffe (Naphtha, Wachs)	Industrieprodukte

Wie Tab. 3.7 zeigt, sind für die Erzeugung von FT-Produkten via FT-Synthese eine Vielzahl an Ressourcen und Aktivitäten erforderlich. Eine zentrale Frage mit Blick auf das Geschäftsmodell ist demnach auch, wie gebündelt die Aktivitäten an einem Standort stattfinden oder ob diese räumlich getrennt erfolgen und welche Infrastrukturen in diesem Fall für den Transport der Edukte und Zwischenprodukte notwendig sind. Da aus technischer Sicht sowohl dezentrale als auch zentrale Konzepte für PtL-Anlagen möglich sind (Schnülle et al. 2016), sind unterschiedliche Varianten denkbar. Zum einen werden dezentrale Produktionskapazitäten diskutiert, die an Standorten mit einer hohen EE-Erzeugung oder Netzengpässen aufgebaut werden. Im Vordergrund steht dabei der energiesystemdienliche Betrieb (Schnülle et al. 2016; Kasten und Kühnel 2019). Da die FT-Synthese aus

technischer Sicht jedoch nur geringe Spielräume für einen flexiblen Betrieb bieten sind, sind auch bei einer dezentralen Herstellung von FT-Syncrude Speicherkapazitäten für Wasserstoff notwendig (Schnülle et al. 2016; Drünert et al. 2019). Erfolgt die FT-Synthese dezentral, kann das erzeugte FT-Syncrude grundsätzlich direkt am Standort weiter aufbereitet werden oder zum Ort der Weiterverarbeitung transportiert werden. Da das FT-Syncrude eine hohe Energiedichte hat und die Aufbereitung in großen Skalen kostengünstiger realisiert werden kann, scheint die Weiterverarbeitung vor Ort keine Option zu sein (Zech et al. 2015). Insbesondere, da für die notwendigen Aufbereitungsschritte bestehende Raffineriekapazitäten genutzt werden können. In diesem Fall muss somit ein Transport des FT-Syncrude zum Ort der Aufbereitung stattfinden. Als zweite Variante werden großskalige PtL-Anlagenkonzepte diskutiert, die an bestehenden Raffineriestandorten oder in existierenden Chemieparcs aufgebaut werden. Im Fokus steht dabei eine möglichst hohe Auslastung der Anlagen (kontinuierliche Prozessführung und hohe Produktionsmenge) (Schnülle et al. 2016; Kasten und Kühnel 2019). In diesem Fall ist eine direkte Weiterverarbeitung des FT-Syncrude in den Raffinerien und/oder der Industrie möglich und im Idealfall auch eine größere Punktquelle für Kohlenstoffdioxid verfügbar. Wird das Kohlenstoffdioxid nicht aus der Luft abgeschieden (DAC), ist die Verfügbarkeit einer CO₂-Punktquelle eine weitere wichtige Randbedingung für die Standortwahl der PtL-Anlage. Standorte, an denen sowohl eine hohe EE-Erzeugung, eine geeignete CO₂-Quelle sowie bestehende Strukturen zur weiteren Aufbereitung und Nutzung zusammentreffen, gibt es in Deutschland kaum. Somit muss sorgfältig abgewogen werden, welche Schritte der Wertschöpfungskette räumlich zusammengedacht werden müssen (z. B. wenn der bei der FT-Synthese anfallende Dampf für die HTEL genutzt werden soll) und welche Speicher- und Transportstrukturen erforderlich sind, wenn die einzelnen Aktivitäten an unterschiedlichen Standorten angesiedelt sind.

Um die in Tab. 3.7 aufgezählten technischen Ressourcen nutzen zu können, müssen diese zunächst hergestellt, geplant, installiert und während der Betriebsphase gewartet und instandgesetzt werden. Auch muss die Verfügbarkeit von Fachpersonal sowie von Flächen und/oder Liegenschaften gegeben sein und die entsprechenden Genehmigungen und Versicherungen vorliegen. Eine weitere Schlüsselaktivität ist die Vermarktung der (Zwischen-)produkte aber auch der Anlagentechnik (vgl. Abschnitt 3.1.1). Insbesondere beim Einsatz von synthetischen Kraftstoffen im Mobilitätssektor gibt es eine große Bandbreite an Einsatzbereichen (wie z. B. Luft-, Schiffs-, Schwerlastverkehr aber auch motorisierter Individualverkehr) und damit auch eine Vielfalt an Marktsegmenten.

Ergänzend zur Literaturrecherche erfolgte eine **Auswertung bestehender und geplanter PtL-Pilotanlagen**. Dies schließt auch geplante Projekte mit ein, die von den Akteuren nicht weiterverfolgt werden. Der Fokus lag auf der FT-Route, es wurden aber auch Beispiele für die Methanol-Route mit einbezogen. Die Projekte zeigen mit Blick auf Eingangsleistung für die Elektrolyse und die Produktionskapazität für synthetische Kraftstoffe eine große Bandbreite. So reicht die Eingangsleistung von 1 MW_{el} bis hin zu 20 MW_{el}. In vielen Fällen ist diese Information jedoch nicht verfügbar. Projekte mit 1 MW_{el} Leistung antizipieren eine Produktionskapazität von 400.000 l/a (200.000 l E-Fuels und 200.000 kg Wachse) (Wasserkraftwerk Laufenburg) und rund ca. 500.000 l/a Dieseläquivalent („INNOVATION FLÜSSIGE ENERGIE“). Für eine mögliche Demonstrationsanlage am Flughafen Rotterdam Den Haag (Niederlande) werden 1.000 l/Tag angesetzt, was bei 8.000 Betriebsstunden pro Jahr knapp 330.000 l/a entspricht. Die in Planung befindliche Anlage in Norwegen (Norsk e-Fuel) mit 20 MW_{el} Eingangsleistung soll im ersten Schritt 10 Mio. l/a (8000 t/a) produzieren und später auf 100 Mio. l/a hochskaliert werden. Eine bestehende Methanolproduktionsanlage in Island hat eine Kapazität von 4.000 t/a.

Bei drei der insgesamt neun identifizierten Projekte ist explizit die Rede von Bezug von Strom aus EE-Anlagen am Standort oder in räumlicher Nähe (Wind und PV). Bei den CO₂-Quellen sind biogene und industrielle Punktquellen aber auch DAC vorgesehen. Für die Methanolanlage in Island

wird Kohlenstoffdioxid aus dem Rauchgas eines geothermischen Kraftwerks abgeschieden. Nur in einem Fall ist explizit ein Antransport von Kohlenstoffdioxid geplant (Wasserkraftwerk Laufenburg).

In der Regel sind Elektrolyse, Synthesegaserzeugung und FT-Synthese an einem Standort vorgesehen, in einigen Fällen sind die Angaben dazu jedoch nicht aussagekräftig genug. Die meisten Konzepte sehen eine Aufbereitung des FT-Syncrude in bestehenden Raffineriestrukturen vor. Bei der Kraftstoffherstellung via Methanol-Route im Projekt KEROSyN100 soll die PtL-Anlage direkt in eine Raffinerie integriert werden. In einem Fall, der geplanten Anlage am Flughafen Rotterdam, ist dagegen die weitere Aufbereitung direkt am Ort der Nutzung vorgesehen. Auch hier wird jedoch angemerkt, dass bei einem Upscaling möglichst eine Integration in bestehende Raffinerien erfolgen sollte.

Speicher und Transporte finden bei den ausgewerteten Pilotprojekten kaum Erwähnung. Mit Blick auf den Transport des FT-Syncrude und der FT-Kraftstoffe ist dies nicht überraschend, da hier im Wesentlichen bestehende Transportmittel und -infrastrukturen für konventionelle Kraftstoffe genutzt werden können.

Ähnlich wie bei den PtG-Pilotanlagen, werden auch hier nicht-technische Ressourcen kaum thematisiert. Bei drei Vorhaben wird der erforderliche Flächenbedarf für die Anlagen angesprochen.

3.2.2 Nutzendimension

Um mögliche Wertangebote von PtL-Geschäftsmodellen über die FT-Synthese zu identifizieren, wurde eine breite Recherche der wissenschaftlichen Literatur durchgeführt und (geplante) Projekte ausgewertet. Literatur, die explizit Geschäftsmodelle im Zusammenhang mit der FT-Synthese bzw. der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen diskutiert, konnte kaum identifiziert werden. Jedoch existieren bereits erste Pilot- und Demonstrationsanlagen zur PtL-Route über die FT-Synthese.

Die dena (2018) stellt als Einsatzgebiete von synthetischen Kraftstoffen neben dem Flug- und Schiffsverkehr den Schwerlaststraßenverkehr sowie ÖPNV und die öffentliche Flotte (Pkw und leichte Nutzfahrzeuge der öffentlichen Verwaltung) heraus. Als vorteilhaft werden die bereits vorhandene Infrastruktur für Betankung und Wartung als auch die Möglichkeit der Drop-in-Lösung bei synthetischen Kraftstoffen beschrieben. Wagemann und Ausfelder (2017) nennen als zentrales Wertangebot die Minderung der CO₂-Emissionen im Verkehrssektor. Die Autorinnen und Autoren sprechen dabei ebenso den Einsatz synthetischer Kraftstoffe bei schwer elektrifizierbaren Verbrauchern wie dem Flug-, Schwerlast- und Schiffsverkehr sowie auch von Teilen des Schiffsverkehrs und der Nutzung für Baumaschinen sowie den Vorteil der Drop-in-Lösung an. Auch Bierkandt et al. (2018) heben die Vorteile der Drop-in-Lösung hervor. Diese ermöglichen eine Beimischung zu herkömmlichen Kraftstoffen sowie eine Nutzung bestehender Fahrzeuge und Infrastrukturen für Lagerung, Transport und Bereitstellung. Gemäß den Autorinnen und Autoren kann der Einsatz von synthetischen Kraftstoffen nicht nur zur THG-Minderung im Verkehr beitragen, sondern darüber hinaus auch weitere Schadstoffemissionen wie Stickoxide und Rußpartikel reduzieren. Als weiteren Vorteil nennen die Autorinnen und Autoren, dass bei der Herstellung von strombasierten Kraftstoffen keine Konkurrenz um Rohstoffe für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion zu erwarten ist (Bierkandt et al. 2018). Zhang et al. (2019) sowie Kasten und Kühnel (2019) führen darüber hinaus die Möglichkeit der Speicherung von fluktuierender EE-Stromerzeugung an. Bergk et al. (2018) sehen zudem Exportchancen für PtL-Technologie im globalen Markt.

Bergk et al. (2018) thematisieren grundsätzlich die Möglichkeit, dass sich im Zusammenhang mit der Herstellung und Nutzung von synthetischen Kraftstoffen neue Geschäftsmodelle entlang der Wertschöpfungskette entwickeln. Die Autorinnen und Autoren sehen eine zentrale Motivation der etablierten Akteure in der Mineralölwirtschaft und Automobilindustrie darin, bestehende Produktionsanlagen, Infrastrukturen, Fahrzeuge aber auch Know-how angesichts ambitionierter Klimaschutzziele weiterhin nutzen zu können.

Der Verband der europäischen Mineralölwirtschaft (FuelsEurope) hat sich in seiner Vision für 2050 das Ziel gesetzt, die Einführung kohlenstoffarmer flüssiger Kraftstoffe voranzutreiben (FuelsEurope 2018). Raffinerien sollen sich dabei als Zentrum für die Produktion und Verteilung der nachhaltigen Kohlenwasserstoffe positionieren; hier handelt es sich somit um die Umstellung von vorhandenen Raffinerieanlagen auf die Produktion klimaneutraler Kraftstoffe. Das Wertangebot stellt die Defossilisierung der Marktsegmente Schiffs-, Schwerlaststraßen-, und Flugverkehr mittels CO₂-armer Antriebsstoffe als Produkte dar. Neben der Verarbeitung zu synthetischen Kraftstoffen wird auch die Energiespeicherung als Kompetenz der Raffinerien genannt. Für die Verteilung der Kraftstoffe soll auf die bestehenden Logistik-, Infrastruktur- und Tankstellennetze zurückgegriffen werden. Als weitere Schlüsselaktivitäten wird der Ausgleich von Angebot und Nachfrage nach kohlenstoffarmen Kraftstoffen und die Sicherstellung der Qualität der eingesetzten Kraftstoffe genannt. Dabei soll eine stärkere Einbindung der Petrochemie zur gemeinsamen Nutzung von Betriebsmitteln erfolgen. Auch Schnülle et al. (2016) nennen zentral ausgerichtete PtL-Konzepte an Raffineriestandorten unter der Voraussetzung einer hohen Auslastung der Anlagen als ein interessantes Geschäftsfeld.

Das Verkehrsministerium Baden-Württemberg hält dezentrale, kleinere PtL-Produktionsanlagen bei Industriestandorten in Baden-Württemberg oder Deutschland für vorstellbar. In einer Machbarkeitsstudie hat das Ministerium die Eignung von Kohlenstoffdioxid aus Zementwerk-Abgasen als Rohstoff für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen untersuchen lassen. Da die CO₂-Emissionen bei der Zementherstellung prozessbedingt sind und hier auch zukünftig kaum eine Vermeidung möglich ist, wird als Wertangebot hier die Minderung des direkten CO₂-Ausstoßes durch die Abscheidung und Nutzung angeführt (Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg und INERATEC 2020).

Zech et al. (2015) setzten sich explizit mit Optionen für die Herstellung und der Nutzung von synthetischem Kerosin auseinander. Die Autorinnen und Autoren benennen viele der oben bereits genannten Wertangebote wie einem umweltfreundlichen Luftverkehr, der Möglichkeit zur Nutzung bestehender Versorgungsinfrastrukturen, Flugzeuge sowie Importstrukturen und -akteure, der möglichen Beimischung zu herkömmlichen Kraftstoffen, der Reduktion von Schwefeldioxid- und Rußemissionen als auch dem Beitrag zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien in das Stromsystem und ein damit verbundener vermiedener Netzausbau. Spezifisch für synthetisches Kerosin führen Zech et al. (2015) noch weitere Nutzen an. Dies sind reduzierte Aerosolpartikelemissionen und damit eine geringere Bildungshäufigkeit von Kondensstreifen, wodurch ein Minderungspotenzial bei Klimawirkungen in höheren Luftschichten besteht. Zudem ist synthetisches Kerosin, welches über die FT-Synthese hergestellt wurde, bereits für eine bis zu 50 prozentige Beimischung zu konventionellem Kraftstoff zugelassen (Zertifizierung nach American Society for Testing and Materials (ASTM)).

Ähnlich wie bei PtG-Anlagen, kann auch für Power-to-Liquid festgehalten werden, dass diese eine Vielzahl an Wertangeboten bereitstellen können. Eine Übersicht über alle mittels der Literaturrecherche identifizierten potenziellen Nutzen zeigt Tab. 3.8. Der Nutzen mit Blick auf die Erzeugung wurde hier nicht erneut aufgeführt, da dieser bis auf Punkt 3 den Nutzentypen bei PtG-Geschäftsmodellen entspricht (siehe Tab. 3.2).

Die **Auswertung von bestehenden und geplanten Pilotanlagen** bestätigt im Wesentlichen die in Tab. 3.8 dargestellte Zusammenstellung. Bei den meisten Projekten liegt der Fokus auf der Bereitstellung von grünen, klimafreundlichen Kraftstoffen für schwer zu elektrifizierende Bereiche wie Flug- und Transportverkehr. Nur wenige Projekte sehen explizit den Einsatz im Pkw-Verkehr (PtL-Pilotanlage am Wasserkraftwerk Laufenburg) oder gar den Einsatz als Ersatz für Heizöl in bestehenden Heizungsanlagen vor („INNOVATION FLÜSSIGE ENERGIE“). Als weitere Wertangebote werden unter anderem die Minderung von THG-Emissionen und der damit verbundene Beitrag zu den Klimaschutzziele, die Speicherung von EE-Strom in chemischen Energieträgern und die Nutzung bestehender Produktionsanlagen, Transport- und Bereitstellungsinfrastrukturen sowie Fahrzeuge, die Speicherung von EE-Strom in chemischen Energieträgern angeführt. Ein zusätzlicher Nutzen gegenüber den über die Literatur identifizierten Wertangebote ist die Unabhängigkeit von internationalen Rohstoffmärkten bzw. von Ländern mit Erdöl- und Gasvorkommen. Auch wird bei einigen Projekten der Aufbau von innovativen, zukunftsweisenden wirtschaftlichen Aktivitäten thematisiert.

Tab. 3.8: Wertangebote von FT-Anlagen und -Produkten (Cluster PtL)

Quelle: eigene Zusammenstellung basierend auf dena (2018), Wagemann und Ausfelder (2017), Bierkandt et al. (2018), Kasten und Kühnel (2019), FuelsEurope (2018), Schnülle et al. (2016), Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg und INERATEC (2020), Zech et al. (2015)

Netze und Infrastruktur	Speicherung und Preisoptimierung	Endnutzung und Weiterverarbeitung	Nebenprodukte und sonstige betriebliche Effekte	Rechtliche und technische Vorgaben	Systemische und gesellschaftliche Effekte
1. Vermeidung Stromnetzausbau 2. Nutzung bereits vorhandener Infrastruktur (Import, Lagerung, Transport und Bereitstellung/Betankung)	3. Speicherung von (fluktuierendem) EE-Strom 4. Sektorkopplung	5. Bereitstellung grüner Produkte a. Bereitstellung grüner (synthetischer) Kraftstoffe (Benzin, Kerosin, Diesel) b. Bereitstellung von CO ₂ -armen Wachse für Kosmetik-/Lebensmittelindustrie 6. Mögliche Weiterverarbeitung des FT-Syncrude in bestehenden Raffinerien/Nutzung bestehender Fahrzeuge und Produktionsanlagen für Kraftstoffe 7. Nutzung vorhandenes Know-how bzgl. Herstellung/Nutzung konventioneller Kraftstoffe 8. Drop-in-Lösung (Beimischung zu herkömmlichen Kraftstoffen möglich)	9. Reduktion von notwendigen CO ₂ -Zertifikaten 10. Bereitstellung von Mitteldruckdampf (für Prozesse im Zusammenhang mit der FT-Synthese wie z. B. vorgeschaltete Elektrolyse, DAC oder weitere Aufbereitung des FT-Produktes, aber auch zur Einspeisung in Fernwärmenetze oder Bereitstellung für andere Industrie-prozesse)	11. Einhaltung rechtlicher Vorgaben 12. Erfüllung THG-Quoten Kraftstoffhersteller 13. Erreichung der Flottenquote (Zulassungsvorgaben bzgl. der CO ₂ -Regulierung) 14. FT-Kerosin: Erfüllung internationaler Standards (ASTM)	15. Beitrag zur Erreichung der Klimaziele 2050 16. Minderung der CO ₂ -Emissionen im Verkehrssektor 17. PtL-Kerosin: Verringerung Klimawirkung in höheren Luftschichten 18. Im Gegensatz zu Biokraftstoffen keine Konkurrenz um Rohstoffe für Nahrungs- und Futtermittelproduktion 19. Reduktion Schadstoffemissionen (NO _x , Ruß) 20. Exportchancen für PtL-Technologien im globalen Markt

3.2.3 Partnerdimension

Auf der Grundlage einer Stakeholderanalyse, einer Literaturrecherche zu möglichen PtL-Geschäftsmodellen, der Betrachtung von Pilot- und Demonstrationsvorhaben und Interviews mit Expertinnen und Experten wurden im Wesentlichen Akteure aus den nachfolgend aufgeführten Kategorien identifiziert. Diese können Rohstoffe oder Zwischenprodukte aber auch die Technologie liefern, als Abnehmer von Produkten auftreten oder selbst die Anlagen zur Produktion von FT-Syn-crude und zur Weiterverarbeitung zu synthetischen Kraftstoffen betreiben.

- **EE-Anlagenbetreiber:**
Den EE-Anlagenbetreibern kommt im Wesentlichen die Aufgabe zu, elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen bereitzustellen. Die Produktion von synthetischen Kraftstoffen bzw. die vorgeschaltete Elektrolyse stellt für EE-Anlagenbetreiber eine Möglichkeit dar, neue Absatzmärkte für die erzeugte Energie zu erschließen. Es ist aber auch denkbar, dass die Betreiber von EE-Anlagen ihre Tätigkeiten auf den Betrieb von PtL-Anlagen ausweiten (vgl. Zech et al. 2015).
- **Mineralölindustrie und etablierte Handelsunternehmen:** der Mineralölindustrie wird von vielen Autorinnen und Autoren eine zentrale Rolle bei PtL-Geschäftsmodellen zugesprochen. Denn sowohl die Klimaschutzziele als auch die Endlichkeit fossiler Rohstoffe machen es erforderlich, dass die Mineralölbranche synthetische Kraftstoffe und alternative Rohstoffe für die Chemie anbietet und damit auch ihr bisheriges Geschäftsmodell ändert (vgl. Schmid et al. 2019; Zech et al. 2015). Bei den Unternehmen der Mineralölindustrie sind sowohl Anlagentechnik, Infrastruktur und Know-how in Bezug auf die Herstellung und die Verteilung von Kraftstoffen vorhanden (Zech et al. 2015). Folglich kann die Mineralölindustrie sowohl die Weiterverarbeitung von FT-Syn-crude zu synthetischen Kraftstoffen übernehmen – wofür ggf. Umrüstungen der Anlagentechnik erforderlich sind – als auch die Distribution der synthetischen Kraftstoffe anbieten und sich damit neue Absatzmärkte erschließen (vgl. Zech et al. 2015; Kasten und Kühnel 2019). Zudem könnten die Unternehmen der Mineralölindustrie ihre Aktivitäten auf die Produktion von Wasserstoff und flüssigen Kohlenwasserstoffen als Ausgangsstoff für die weitere Aufbereitung zu Kraftstoffen ausweiten (vgl. Schmid et al. 2019; Zech et al. 2015). Neben etablierten Kraftstoffhändlern, die bisher herkömmliche Kraftstoffe im Portfolio hatten, sind auch neue Akteure Partner in PtL-Geschäftsmodellen, die sich auf den Vertrieb von nachhaltigen Kraftstoffen spezialisiert haben und auch an Pilotvorhaben beteiligt sind.
- **Chemische Industrie:** für die chemische Industrie ist Naphtha ein wichtiger Rohstoff (Geres et al. 2019). Demnach können Unternehmen der Chemiebranche in PtL-Geschäftsmodellen als Abnehmer des mittels FT-Synthese erzeugten Naphtha- und des Wachs-Schnittes auftreten.
- **Industriebetriebe** können grundsätzlich Kohlenstoffdioxid aus den Abgasen abtrennen und damit einen Inputfaktor für die FT-Synthese bereitstellen.
- **Gasindustrie:** neben der Mineralölbranche könnten zukünftig auch Unternehmen der Gasindustrie bei PtL-Geschäftsmodellen eine Rolle spielen. Einerseits als Anbieter von Wasserstoff als Input für die FT-Synthese, andererseits indem sie ihr Geschäftsfeld auf die Produktion von synthetischen Kraftstoffen ausweiten (vgl. Zech et al. 2015).
- **Automobil- und Automobilzuliefererindustrie:** die Bedeutung der deutschen Automobilindustrie fußt auf der Technologie des Verbrennungsmotors. Mit dem Einsatz synthetischer Kraftstoffe in Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor wird die Hoffnung verbunden, die erforderliche Minderung beim THG-Ausstoß auch ohne den Umstieg auf andere Technologien (z. B. Elektromobilität) zu erreichen (Bergk et al. 2018, 21). Als Hersteller von Kraftfahrzeugen, bei

denen potenziell synthetische Kraftstoffe zum Einsatz kommen sollen, sind einige Unternehmen der Automobilbranche als Partner an Pilotprojekten beteiligt.

- **Flughäfen und Fluggesellschaften:** der Einsatz von synthetischen Kraftstoffen wird insbesondere für den Flugverkehr diskutiert, da hier kaum Alternativen zu flüssigen Kraftstoffen zur Verfügung stehen. Flughäfen und Fluggesellschaften kommt bei PtL-Geschäftsmodellen somit die Rolle der Abnehmer von synthetischem Kerosin zu.
- **Industrieanlagenbau / Technologieentwickler:** etablierte Unternehmen des Industrieanlagenbaus im Bereich konventionelle Kraftstoffe können als Technologieanbieter von PtL-Anlagentechnik auftreten und sich damit neue Absatzmärkte erschließen (vgl. Zech et al. 2015). Gleichzeitig sind neue Unternehmen entstanden, welche die Technologie (Elektrolyse, FT-Synthese aber auch DAC) als Ressource für das Geschäftsmodell anbieten. Bei den Demonstrationsanlagen zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe stellen Anlagenbauer und Technologieentwickler nicht nur die Technologie bereit, sondern sind oftmals selbst an der Errichtung und dem Betrieb der Anlagen beteiligt.
- **Forschungsinstitute:** Demonstrationsanlagen zur Herstellung von FT-Syncrude bzw. synthetischen Kraftstoffen werden zum Teil auch von Forschungsinstituten betrieben oder wissenschaftlich begleitet.

Die Partnerbeziehungen werden in der Literatur und bei den Praxisbeispielen kaum thematisiert. Da es bei den unterschiedlichen Geschäftsmodellen Überschneidungen zwischen Partnern und Kunden gibt, kann auch ein Blick auf die Kundenbeziehungen und -kanäle Anhaltspunkte liefern (vgl. Abschnitt 3.2.4). Auch konnten Informationen aus Interviews mit Betreibern von Pilotanlagen gewonnen werden. Wie auch bei den PtG-Geschäftsmodellen, kann es sich zum einen um explizite Partner handeln, zwischen denen individuell ausgehandelte Verträge abgeschlossen werden. Dies können beispielsweise langfristige PPA über den Kauf von Strom aus EE-Anlagen oder langfristige Verträge zwischen Anbietern und Abnehmern von Kraftstoffen sein. Gemäß Zech et al. (2015) schaffen bilaterale Handelsverträge jedoch kaum Anreize für Herstellungsverfahren von synthetischen Kraftstoffen, die bisher wenig erforscht sind. Auch ist bei PtL-Projekten ein Zusammenschluss der Partner in speziell dafür gegründeten Betreibergesellschaften ein weit verbreitetes Modell. Beim Strombezug sind auch implizite Partnerbeziehungen möglich, wenn anonyme Märkte – in diesem Fall die Strombörse – zum Bezug von Edukten oder den Verkauf von Produkten genutzt werden. Mit Blick auf kleinskalige PtL-Anlagen ist festzuhalten, dass die Komplexität der Lieferkette und damit in der Regel auch die Zahl der Partner durch den in diesem Fall notwendigen Transport des FT-Syncrude zu einer Aufbereitungsanlage erhöht wird (Zech et al. 2015). Die Aufbereitung des FT-Syncrude in bestehenden und am Markt etablierten Raffinerien bietet gegenüber der Produktion des Kraftstoffs durch neue Marktakteure den Vorteil, dass Abnehmer des produzierten Kraftstoffs in diesem Fall eine höhere Sicherheit haben, dass es sich um einen zertifizierten und sicheren Kraftstoff handelt, was insbesondere bei Kerosin von hoher Bedeutung ist.

Die Integration über die Wertschöpfungskette gestaltet sich bei den **ausgewerteten Pilotanlagen** (inklusive geplanter und nicht weiterverfolgter Vorhaben) unterschiedlich, oftmals bleibt jedoch auch die Rolle und die Beziehungen der einzelnen Partner unklar. Die EE-Stromerzeugung fällt nur in einem Fall mit dem Betreiber der PtL-Anlage zusammen (Wasserkraft Laufenburg). Bei den anderen Vorhaben sind keine Informationen zur genauen Bezugsquelle des Stroms und zur vertraglichen Ausgestaltung verfügbar. Bei zwei Projekten soll EE-Strom aus regionalen Quellen (Wind, PV) bezogen werden (Flughafen Rotterdam Den Haag, KEROSyN100), welcher Akteur diesen bereitstellt, wird jedoch auch hier nicht näher spezifiziert. Während insbesondere bei den FT-Synthe-

seprojekten klar ersichtlich ist, welche Unternehmen die Technologien (Elektrolyse, DAC, FT-Synthese) herstellen, bleibt oft unscharf, wer als Anlagenbetreiber fungieren soll. Technologieanbieter sind unter anderem Sunfire, Ineratec, EDL Anlagenbau und Climeworks. In zwei Fällen haben sich die beteiligten Unternehmen in einem Industriekonsortium zusammengeschlossen (Norsk e-Fuel und Flughafen Rotterdam Den Haag). Sofern näher spezifiziert, soll die Aufbereitung der flüssigen Kohlenwasserstoffe in bestehenden, in das Vorhaben eingebundenen Raffinerien (GP2J, reFuels) stattfinden. Ausnahme ist das geplante Projekt am Flughafen Rotterdam Den Haag, bei dem die Aufbereitung der synthetischen Kraftstoffe direkt am Standort erfolgen soll. Bei diesem Projekt gibt es auch einen Partner, der explizit für die Vermarktungsstrategie zuständig ist. Bei dem Vorhaben Norsk e-Fuel ist zudem eine grüne Investmentgesellschaft eingebunden.

Tab. 3.9: Partnerkonstellationen in PtL-Pilotprojekten (FT-Synthese)

Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis der Quellen im Anhang (Abschnitt 7.1). Erläuterungen: EE = Erneuerbare Energie allgemein; A = jeweiliger PtL-Anlagenbetreiber; B,C... = jeweilige Partner; * = eigene abgeleitete Annahme; x = Wertschöpfungsstufe, erwähnt aber Akteur anonym oder unklar; □ Stufen der Wertschöpfungskette, in denen der PtL-Anlagenbetreiber ebenfalls vertreten ist

Name*	Schlüsselpartner/ Akteure	Strom- quelle	Stromproduktion	Anlagenbau Elektrolyse	Betrieb Elektrolyse	Wasserstoff- speicherung	CO ₂ -Quelle	Anlagenbau CO ₂ -Abscheidung	Anlagenbau FT-Synthese	Betrieb FT-Synthese	EPC	Finanzierung	Abwärmennutzung	Speicherung FT-Syncrude	Aufbereitung FT-Syncrude	Vermarktung FT-Kraftstoff	Mobilität
PtL Laufen- burg	Energiedienst Holding AG (A), Interatec GmbH (B), Audi (C)	Wasser (direkter Bezug)	A	B*	A	A	Biogas		B	A				A		C	
Flug- hafen Rotter- damm	Rotterdam The Hague Innovation Airport (RHIA) (A), Sunfire (B), Climeworks (C), Ineratec (E), SkyNRG (F), Transavia (G), EDL Anlagenbau (H)	EE, v. a. PV	A*	B	A*		DAC	C	E	A					H	F	G
Innovation flüssige Energie	IWO, AVL List GmbH (B)	EE		B	x		Industrie- abgas / Biogas-/ Biomasse			x							
Reallabor Green- Power2 Jet (GP2J)	Technische Universität Hamburg (TUHH); BP Lingen (B); Air BP, Airbus, Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Dow (A), Unternehmensgruppe Hoyer	„grüne“ elektrische Energie								A					B		

Name*	Schlüsselpartner/ Akteure	Strom- quelle	Stromproduktion	Anlagenbau Elektrolyse	Betrieb Elektrolyse	Wasserstoff- speicherung	CO ₂ -Quelle	Anlagenbau CO ₂ -Abscheidung	Anlagenbau FT-Synthese	Betrieb FT-Synthese	EPC	Finanzierung	Abwärmenutzung	Speicherung FT-Syncrude	Aufbereitung FT-Syncrude	Vermarktung FT-Kraftstoff	Mobilität
reFuels – Kraftstoffe neu denken	KIT (A); AUDI AG, Borg-Warner Inc., Caterpillar Energy Solutions GmbH (MWM), Daimler AG, Eberspächer GmbH & Co. KG, EnBW AG, Freudenberg Sealing Technologies GmbH & Co. KG, Ineratec GmbH, KS Kolbenschmidt GmbH, Mahle GmbH, Mann + Hummel GmbH, Mineralölraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG (MiRO) (C), Dr. Ing. h.c. F. Porsche AG, Robert Bosch GmbH, Rolls-Royce Powersystems AG (MTU).	k. A.			A		Zementwerk, DAC			A					C		
Norsk e-Fuel	Norsk e-Fuel AS (A), Sunfire (B), Climeworks (C), Paul Wurth SA (SMS Group) (D), Valinor AS (E)	Wind/ Wasser (Netzbezug)	x	B	A		DAC	C	B	A	D	E	A				

3.2.4 Kundendimension

Entsprechend dem Vorgehen bei PtG-Geschäftsmodellen, wurden auch für die FT-Synthese generische Kundengruppen abgeleitet. Grundlage waren auch hier eine Literaturrecherche, die Auswertung von Pilot- und Demonstrationsprojekten und der Abgleich mit den Wertangeboten. Weiterhin ist von Interesse, über welche Kanäle die Interaktion mit den Kunden erfolgt und welcher Art die Beziehung zu den unterschiedlichen Kundengruppen ist. Diese mussten weitestgehend abgeleitet werden, da eine explizite Nennung von Kundenkanäle und Beziehungen in der Fachliteratur und den verfügbaren Quellen zu Pilot- und Demonstrationsanlagen kaum stattfindet. Tab. 3.10 gibt einen Überblick über die genannten Aspekte und zudem die primären Einnahmequellen. Der Fokus liegt dabei auf der FT-Synthese, da die Kundendimension für die Elektrolyse bereits in Tab. 3.6 dargestellt wurde.

Tab. 3.10: Kundensegmente, Kundenkanäle und Einnahmequellen von PtL-Geschäftsmodellen basierend auf der FT-Synthese

Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis von Löbbe und Hackbarth (2017), Aumüllner (2016), Bundeskartellamt (2009), Heuel (2021) und Wurster et al. (2014)

PtL-Kunden-segment (Beispiel in Klammern)	Kanäle	Beziehungen	Primäre Einnahmen
Raffinerien	institutionalisierte, direkte und indirekte Kontakte, persönliche Kontakte und Key Accounting	Langfristige Beziehungen über bilaterale Verträge	Anlegbarer Preis im Verhältnis zum Konkurrenzprodukt
Kraftstoff-handel und -logistik	institutionalisierte, direkte und indirekte Kontakte, persönliche Kontakte und Key Accounting	Kurz-, mittel- und langfristige Beziehungen über Belieferungsverträge	Kraftstoffpreis
Flughäfen und Fluggesellschaften	institutionalisierte, direkte und indirekte Kontakte, persönliche Kontakte und Key Accounting	Langfristige Beziehung über Belieferungsverträge	Kraftstoffpreis
Schifffahrt	institutionalisierte, direkte und indirekte Kontakte, persönliche Kontakte und Key Accounting	Langfristige Beziehung über Belieferungsverträge	Kraftstoffpreis
Chemische Industrie	institutionalisierte, direkte und indirekte Kontakte, persönliche Kontakte und Key Accounting	Langfristige Beziehung über bilaterale Verträge	Anlegbarer Preis im Verhältnis zum Konkurrenzprodukt

PtL-Kunden-segment (Beispiel in Klammern)	Kanäle	Beziehungen	Primäre Einnahmen
KfZ-Führer	Tankstellen	Kurzfristige bis langfristige Beziehungen (z. B. über Firmenkundenkarten)	Verkauf von Treibstoff (sowie Lebensmittel, Tabak, Lotto, Zeitschriften und Autozubehör)
PtL-Anlagenbetreiber bzw. -Investor (Eigennutzung der Produkte)	-	-	Indirekte Einnahmen über vermiedene Kosten

3.2.5 Finanzdimension

Analog den Ausführungen in Abschnitt 3.1.5 werden für die betrachteten PtL-Technologien folgende Kostenarten unterschieden:

- kapitalgebundene Kosten (Investitionskosten von PtX-Anlagen und Speichern, Investitionsnebenkosten und Ersatzinvestitionen),
- verbrauchsgebundene Kosten (Kosten für Energie, Roh- und Betriebsstoffe),
- betriebsgebundene Kosten (Wartung und Instandsetzung, Personalkosten),
- sonstige Kosten (z. B. Versicherungen).

Kapitalgebundene Kosten

Die kapitalgebundenen Kosten der FT-Synthese umfassen mehrere Kostenpositionen. Die Integration über die Wertschöpfungskette ist entscheidend dafür, ob das Geschäftsmodell nur den Schritt der FT-Synthese umfasst oder auch die EE-Erzeugung, die Elektrolyse und die Aufbereitung der bei der Synthese erzeugten Kohlenwasserstoffe. Von Relevanz sind mit Blick auf die FT-Synthese somit v. a. Investitionskosten für folgende Anlagen und -komponenten:

- Elektrolyseur,
- Wasserstoffspeicher,
- CO₂-Abscheider,
- RWGS-Reaktor (Ausnahme: Co-Elektrolyse),
- FT-Reaktor,
- Anlagen zur Aufbereitung der mittels FT-Synthese erzeugten Kohlenwasserstoffe.

Die Investitionskosten für den Elektrolyseur wurden in Abschnitt 3.1.5 diskutiert und sollen hier nicht erneut dargestellt werden. Mit den heutigen und zukünftigen Investitionskosten für die FT-Synthese beschäftigen sich mehrere Studien. Nicht immer geht aus den Quellen klar hervor, ob die Kosten ausschließlich die Synthese oder auch die darauffolgende Aufbereitung umfassen. Die Bandbreite der aktuellen Kosten liegt in der wissenschaftlichen Literatur zwischen 670 €/kW_{Produkt} (Drünert et al. 2019), 840 €/kW_{Produkt} (Matthes et al. 2020), 1.000 €/kW_{Produkt} (Arnold et al. 2018)

und 1.043 €/kW_{Produkt} (Kreidelmeyer et al. 2020). Einige Studien differenzieren zudem bei den Investitionskosten unterschiedliche Produktionskapazitäten: 889 €/kW_{Produkt} bei 9 MW_{PtL} bzw. 769 €/kW_{Produkt} bei 13 MW_{PtL} (Schmidt et al. 2016) sowie 1300 €/kW_{Produkt} bei 5 MW_{PtL}, 700 bei 50 MW_{PtL} und 400 bei 200 MW_{PtL} (Brynolf et al. 2018). Die erwartete Kostendegression bis 2030 liegt in einem Korridor von etwa 15 bis 30 Prozent (Matthes et al. 2020; Kreidelmeyer et al. 2020).

Als Option für die Zwischenspeicherung von Wasserstoff, die insbesondere bei einer flexiblen Fahrweise der Elektrolyse von Bedeutung ist, werden in der Literatur Gasdruckbehälter und Kavernenspeicher genannt. Letztere kommen zum Einsatz, wenn große Mengen Wasserstoff gespeichert werden. Geringere Volumina können mittels Druckgastanks zwischengespeichert werden. Hier zeigt sich eine hohe Spannweite der Investitionskosten in der Literatur. Drünert et al. (2019) geben Kosten von 586,6 €/kg Wasserstoff an, ähnlich hoch liegen die Kosten mit 667 €/kg bei van Leeuwen und Mulder (2018) im „base case“. Die untere Kostengrenze geben die Autorin und der Autor mit 222 €/kg an. Dies entspricht auch der Größenordnung anderer Studien, die mit 250 bis 350 €/kg angegeben wird (Görner und Lindenberger 2018; Reuß 2019; Schimek et al. 2021). Da es sich bei Gasdruckbehältern, im Gegensatz zu der Speicherung von Wasserstoff in Kavernen, um eine vergleichsweise etablierte Technologie handelt, sind zukünftig nur geringe Kostensenkungspotenziale zu erwarten.

Die Kosten für die CO₂-Abscheidung bzw. -Bereitstellung werden nachfolgend im Abschnitt zu den verbrauchsgebundenen Kosten dargestellt.

Verbrauchsgebundene Kosten

Bei den verbrauchsgebundenen Kosten der FT-Synthese sind insbesondere die Kosten für die CO₂-Bereitstellung und für den Wasserstoffbezug von Relevanz. Schließt das Geschäftsmodell auch die Elektrolyse mit ein, sind anstelle der Bezugskosten für Wasserstoff die Kosten für den Bezug von Strom und Wasser zentrale Kostenpositionen. Weiterhin entstehen Kosten durch den Energiebedarf der FT-Synthese und ggf. des Wasserstoffspeichers.

Die Kosten für die Bereitstellung des eingesetzten Kohlenstoffdioxids variieren stark je nach CO₂-Quelle. Die Kosten für die Bereitstellung mittels der DAC-Technologie zeigen dabei die größte Spannweite mit Werten zwischen 9 und 950 €/t Kohlenstoffdioxid (Brynolf et al. 2018; Wietschel et al. 2019; Viebahn et al. 2018). Die Höhe der Kosten wird im Wesentlichen von der Investition in die DAC-Anlage und den Energiekosten im Betrieb beeinflusst (Wietschel et al. 2019). Die Kosten für die CO₂-Abscheidung bei industriellen Punktquellen werden mit einer Größenordnung von 50 bis 150 €/t Kohlenstoffdioxid angegeben (Brynolf et al. 2018; Wietschel et al. 2019). Unabhängig von der Herkunft des Kohlenstoffdioxids ist zukünftig mit einer Degression der Kosten zu rechnen, insbesondere bei DAC besteht jedoch noch Unklarheit bzgl. des genauen Kostensenkungspotenzials.

Der erforderliche Wasserstoff kann zum einen am Standort der FT-Synthese selbst mittels Elektrolyse erzeugt werden. Die relevanten Kostenpositionen der Wasserstofferzeugung sind in Abschnitt 3.1.5 dargestellt. Zum anderen ist ein Bezug von Wasserstoff, bspw. über eine Pipeline möglich, was jedoch die Verfügbarkeit entsprechender Infrastrukturen voraussetzt. Der Preis für den Wasserstoffbezug ist in diesem Fall von den Kosten für Erzeugung, Transport, Lagerung und Verteilung abhängig. Maßgeblich für die Kosten der Wasserstofferzeugung sind die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien und damit v. a. die EE-Technologie und der Standort der Stromproduktion. Liegt dieser außerhalb Deutschlands, müssen Kosten für den Wasserstofftransport vom Ort der Erzeugung bis nach Deutschland angesetzt werden. Dieser kann per Schiff oder mittels Pipeline erfolgen. Matthes et al. (2020) veranschlagen für den Pipelinetransport 0,75 €/kg Wasserstoff und

für den Antransport per Schiff 1,5 €/kg Wasserstoff. Kreidelmeyer et al.(2020) geben für den Pipeline-Transport von Wasserstoff aus der MENA⁸-Region nach Deutschland Kosten von 0,70 €/kg Wasserstoff an. Weitere Kosten entstehen durch die Verteilung innerhalb Deutschlands. Gemäß Kreidelmeyer et al.(2020) können hierfür rund 0,50 €/kg Wasserstoff veranschlagt werden.

Betriebsgebundene Kosten

Zentrale Positionen bei den betriebsgebundenen Kosten sind die Ausgaben für Wartungs- und Instandsetzungsmaßnahmen sowie das Personal für den Anlagenbetrieb. In der Literatur werden oftmals auch Versicherungskosten unter den Betriebskosten erfasst und nicht separat ausgewiesen. Die Bandbreite der betriebsgebundenen Kosten für die FT-Synthesanlage, angegeben als Prozentsatz der Investitionskosten, reicht von 3 bis 5 Prozent (Agora Verkehrswende und Agora Energiewende 2018; Kreidelmeyer et al. 2020; Geres et al. 2019). Für den Wasserstoffspeicher können 2 Prozent der Investitionskosten angesetzt werden (Görner und Lindenberger 2018).

Erlöse und Einnahmen

Erlöse werden im Wesentlichen durch den Verkauf der Haupt- und Nebenprodukte generiert; im konkreten Einzelfall können Einnahmen auch aus Fördermitteln stammen. Hauptprodukte der FT-Route sind – je nach Geschäftsmodell – das FT-Syncrude, Naphtha und Wachse als Ausgangsprodukte für die chemische Industrie sowie die FT-Kraftstoffe (Benzin, Diesel, Kerosin). Bei den Nebenprodukten sind insbesondere Mitteldruckdampf bei der FT-Synthese sowie Sauerstoff bei der Elektrolyse zu nennen. Für Mitteldruckdampf (25 bar) wird in der Literatur ein möglicher Preis von 26,3 €/t genannt (Albrecht et al. 2017). Zu beachten ist dabei, dass der Verkauf in hohem Maße standortabhängig ist. Geres et al. (2019) nehmen Sauerstoff Erlöse in der Chemieindustrie von 20 €/t an; Goritschnig et al. (2017) nennen ein Preisniveau von 31 €/t. Für FT-Syncrude geben Tremel et al. (2015) einen Marktpreis von 605 €/t an und Zhang et al. (2019) von 140 \$/bbl. Die mittels FT-Synthese und unter Einsatz von grünem Wasserstoff hergestellten Produkte stehen aktuell in Konkurrenz mit den konventionellen und fossil basierten Produkten. Die Wettbewerbsfähigkeit ist deswegen in hohem Maße abhängig von der Entwicklung der Gestehungskosten für FT-Produkte und der Preisentwicklung fossiler Energieträger.

Gestehungskosten

Ein zentraler Einflussfaktor für die Höhe der Gestehungskosten bei FT-Kraftstoffen sind die Kosten der Stromerzeugung, was auch auf einen hohen Strombedarf aufgrund der Umwandlungsverluste von Elektrolyse und FT-Synthese zurückzuführen ist (Agora Verkehrswende und Agora Energiewende 2018). Weitere Faktoren sind die Investitionskosten für die einzelnen Anlagen (u. a. Elektrolyse und FT-Synthese) und die Anlagenauslastung (Agora Verkehrswende und Agora Energiewende 2018; Kreidelmeyer et al. 2020; Matthes et al. 2020). Weitere relevante Parameter sind die CO₂-Bereitstellungskosten sowie die Betriebskosten der PtL-Anlagen (Matthes et al. 2020). Die Kosten für die CO₂-Bereitstellung können nach Ausfelder und Dura (2019 S. 124) im Fall von DAC sogar höher liegen als die Kosten für die Elektrolyse. Zusätzlich sind Kosten für Transport und Ver-

teilung der synthetischen Kraftstoffe zu berücksichtigen. Da hierfür bestehende Infrastrukturen genutzt werden können, sind diese nicht maßgeblich für die Höhe der Bereitstellungskosten insgesamt (Wietschel et al. 2019; Matthes et al. 2020).

Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (2018) führen für 2020 Erzeugungs- und Transportkosten von ca. 11 ct/kWh für FT-Kraftstoffe auf Basis von Geothermie und Wasserkraft aus Island bis hin zu 26 ct/kWh auf Basis von Wind offshore aus der Nord- und Ostsee an. Hombach et al. (2019) nennen für das Referenzszenario 2030 Bereitstellungskosten von 9,16 ct/MJ bei einem Bezug von Windstrom und 8,18 ct/MJ bei einem Bezug aus dem Netz (deutscher Strommix). Die vergleichsweise hohen Kosten sind in diesem Fall auf hohe Stromerzeugungs- und CO₂-Bereitstellungskosten zurückzuführen. Brynolf et al. (2018) schätzen die Gestehungskosten für FT-Kraftstoffe im Jahr 2030 auf 110 bis 340 €/MWh. Matthes et al. (2020 S. 68) kalkulieren für den Zeithorizont 2030 für FT-Kraftstoffe aus offshore-Windstandorten in Deutschland bzw. Europa Herstellungskosten von 100 bis 160 €/MWh je nach Höhe der CO₂-Bereitstellungskosten. Kreidelmeyer et al. (2020 S. 50) berechnen Gestehungskosten von 22 bis 40 ct/kWh für FT-Kraftstoffe auf Basis von Windkraft und PV aus der MENA-Region im Jahr 2030.

4 Beschreibung und Bewertung prototypischer PtG- und PtL-Geschäftsmodelle

Ausgehend von dem Überblick über die Ausgestaltungsoptionen bei den PtL- und PtG-Geschäftsmodellen in der Literatur und Praxis (Kapitel 3) werden im Folgenden prototypische Geschäftsmodelle für ausgewählte PtG- und PtL-Technologien sowie -Anwendungsbereiche abgeleitet und detaillierter beschrieben. Wie in Kapitel 1 beschrieben, stellen prototypische Geschäftsmodelle sinnvolle Kombinationen der Optionen für Geschäftsmodell-Elemente dar und berücksichtigen industriespezifische Aspekte wie die Wertschöpfungskette oder die Akteurslandschaft des betroffenen Wirtschaftszweigs (Schallmo 2018, S. 97 ff.). Mit Blick auf Power-to-Gas erfolgt dies für die drei Geschäftsmodellbereiche ÖPNV, Regionalversorgung und Industrierversorgung. Bei Power-to-Liquid liegt der Fokus auf der Gegenüberstellung einer kleinskaligen und einer großskaligen Erzeugung von FT-Produkten.

4.1 Vorgehensweise und zentrale Annahmen

4.1.1 Vorgehensweise

Auf Basis der beschriebenen Geschäftsmodelle in der Literatur, der Pilotprojekte und weiterführender Interviews sowie auf Grundlage signifikanter Differenzierungsmerkmale werden zunächst für ausgewählte PtG- und PtL-Technologien sowie -Anwendungsbereiche eine Reihe von prototypischen Geschäftsmodellen abgeleitet. Pro Bereich wird ein prototypisches Geschäftsmodell näher beschrieben. Grundlage für die Auswahl ist eine beobachtbare Praxisrelevanz des Modells unter den Pilotprojekten bzw. die Möglichkeit bestimmte Nutzen bzw. Dienstleistungen isoliert analysieren zu können. Aufgrund des noch ausstehenden Markthochlaufs ist unklar, ob und in welcher Breite die formulierten Geschäftsmodelle in Zukunft realisiert werden. Darüber hinaus sind die Anlagen und Geschäftsmodelle in der Praxis individuell ausgestaltet. Weiterhin bedienen bestimmte Modelle mehrere Versorgungsbereiche. Die beschriebenen prototypischen Geschäftsmodelle erheben daher weder Anspruch auf Vollständigkeit noch auf Überschneidungsfreiheit, sondern stellen den aktuellen Stand an Beobachtungen dar.

Die Beschreibung und Bewertung der prototypischen Geschäftsmodelle erfolgt in den fünf Dimensionen Wertschöpfung, Nutzen, Partner, Kunden und Finanzen, wobei die einzelnen Elemente des BMC aufgegriffen werden (siehe Kapitel 2). Wie von Schallmo (2018, S. 99) vorgeschlagen, erfolgt eine Bewertung der Modelle durch Expertinnen und Experten aus der Industrie auf Basis von Interviews und Workshops. Im Rahmen des Vorhabens ProPower wurden hierzu sieben Interviews mit Betreibern von laufenden oder geplanten PtG- und PtL-Pilotprojekten sowie zwei Workshops mit je sechs Praxisakteuren durchgeführt. Bei der Finanzdimension erfolgt auch eine Betrachtung der Gestehungskosten für die einzelnen Geschäftsmodelle inklusive einer Sensitivitätsanalyse. Die Berechnung der Gestehungskosten wird für die Betrachtungsjahre 2018 und 2030 vorgenommen und dem Preisniveau für konventionelle Referenzenergieträger gegenübergestellt. Die Vorgehensweise orientiert sich an der Annuitätenmethode nach VDI-Richtlinie 6025 (VDI 2012). Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse erfolgt eine Variation ausgewählter Input-Parameter für die Berechnung der Gestehungskosten im Betrachtungsjahr 2030. Einzelne technische und ökonomische Parameter haben einen hohen Einfluss auf das ökonomische Ergebnis; ihre Entwicklung ist gleichzeitig mit hohen Unsicherheiten behaftet. Mit der Sensitivitätsanalyse kann somit der Einfluss ausgewählter Parameter auf das Ergebnis aufgezeigt und erste Aussagen dazu getroffen werden, ob veränderte

technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen die Kostendifferenz zur (fossilen) Referenz reduzieren können.

Anschließend werden die Modelle qualitativ in Bezug auf ihre Stärken (Strengths), Schwächen (Weaknesses), Chancen (Opportunities) und Risiken (Threats) bewertet (SWOT-Analyse). Zudem werden Handlungsempfehlungen an Entscheidungsträger aus Politik und Praxis aus zentralen Hemmnissen abgeleitet, die eine Umsetzung von entsprechenden Projekten unterstützen können. Die Empfehlungen sind nach Möglichkeit geschäftsmodell- bzw. bereichsspezifisch aufbereitet und fokussieren zentrale Hemmnisse für die Einführung und Umsetzung der Geschäftsmodelle aus ökonomischer Sicht. Handlungsempfehlung bezüglich der technologischen Weiterentwicklung der Verfahren sind in Ehrenstein et al. (2021) zu finden. Die Handlungsempfehlungen aus der ökologischen Bewertung der Technologien sind in Katner und Bluhm (2022) dargestellt. Die Zusammenstellung der Empfehlungen erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Vielmehr stellt sie eine Auswahl von notwendigen Maßnahmen dar, die sich aus der Befassung mit dem Themenkomplex und den Gesprächen mit Praxisakteuren ableiten lassen.

4.1.2 Zentrale Annahmen

Für die weitere Betrachtung der prototypischen Geschäftsmodelle werden einige übergreifende Annahmen zu technischen und ökonomischen Parametern sowie der CO₂-Bepreisung getroffen, die nachfolgend kurz erläutert und dargestellt werden.

Die technischen Annahmen zu spezifischen Verbräuchen und zur Lebensdauer für die untersuchte PEMEL basieren auf Bareiß et al. (2019) und Smolinka et al. (2018, S. 41). Die Annahme zu den geplanten Volllaststunden von 3.000 h stellt einen Startwert dar. Mitunter wird in der Literatur angegeben, dass mit einer Speisung aus „Überschussstrom“, der die systemdienlichste Fahrweise einer PtX-Anlage darstellen würde, lediglich 1.000 Volllaststunden in 2030 erzielbar sind (Ausfelder und Dura 2019). Für einen wirtschaftlichen Betrieb seien aber mindestens 3.000 bis 4.000 Stunden notwendig (Agora Verkehrswende und Agora Energiewende 2018). Mit zunehmendem EE-Anteil im Stromsystem erhöht sich aber die Zahl der PtX-Volllaststunden, die als systemdienlich angenommen werden können. Ausfelder und Dura (2019) beziffern die Zahl auf 1.000 Stunden bei einem 55 Prozent Klimaschutzszenario in 2030 und auf 3.000 Stunden bzw. 6.500 Stunden bei einem 80 bzw. 95 Prozent Klimaschutzszenario in 2050. Smolinka et al. (2018, S.174) geben an, dass auch bei einer direkten Knüpfung der Fahrweise an (kombinierten) Wind- und PV-Anlagen Industrieexperten nicht erwarten, dass ein Volllaststundenbereich von 3.000 Stunden in Deutschland überschritten wird. Der angenommene Startwert von 3.000 Volllaststunden wird in den Berechnungen der Gestehungskosten in Kapitel 4 um ± 50 Prozent variiert, um einen breiten Bereich möglicher Auslastungen abzudecken.

Bei der Berechnung der Gestehungskosten wird außerdem die Stacklebensdauer der Elektrolyseure berücksichtigt. Wird die Lebensdauer des Stacks vor Ende der 20-jährigen Projektlebensdauer erreicht, wird eine anteilige Ersatzinvestition zu den dann geltenden Investitionskosten notwendig.

Tab. 4.1: Übergreifende technische Annahmen für die weitere Betrachtung von PtG-Geschäftsmodellen

Quellen: eigene Zusammenstellung

Größe	Wert	Einheit	Quelle
Geplante Volllaststunden	3.000	h	Eigene Annahme
Umwandlungseffizienz Elektrolyseur	55	kWh/kg Wasserstoff	Bareiß et al. (2019)
Frischwasserbedarf	0,009	m ³ /kg Wasserstoff	Bareiß et al. (2019)
Lebensdauer Elektrolyseur	20	a	Basierend auf Smolinka et al. (2018, S.174)
Lebensdauer Elektrolysestack 2018/2030	40.000 / 60.000	h	Basierend auf Smolinka et al. (2018, S. 41)

Die übergreifenden ökonomischen Parameter für die prototypischen PtG-Geschäftsmodelle sind in Tab. 4.2 zusammengestellt. Die Investitionskosten sowie allgemeine Entwicklungen bei den Stromkosten wurden bereits in Abschnitt 3.1.5 diskutiert. Für den Mischkalkulationszinssatz, mit dem die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital bewertet wird, werden 5 Prozent angenommen. Ähnliche Werte werden z. B. von Matthes et al. (2020), Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (2018), Gorre et al. (2019) und Drünert et al. (2019) bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen von PtG- und PtL-Projekten verwendet.

Tab. 4.2: Übergreifende ökonomische Annahmen für die weitere Betrachtung von PtG-Geschäftsmodellen

Quellen: eigene Zusammenstellung

Kostenposition	Kosten 2018	Kosten 2030	Einheit	Quelle
Kapitalgebundene Kosten				
Investition Protonen-Austausch-Membran-(PEM-)Elektrolyseur	1400	810	€/kW _{el}	Basierend auf Smolinka et al. (2018, S. 48)
Stack-Austauschkosten	50	50	% der Investitionskosten	Basierend auf Smolinka et al. (2018, S. 45)
Betriebsgebundene Kosten				
O&M PEM-Elektrolyseur	1,5	1,5	%/a der Investitionssumme	Basierend auf Smolinka et al. (2018, S. 44, 48)
Verbrauchsgebundene Kosten				
Wasser	1,20	1,20	€/m ³	Drünert et al. (2019)

Die übergreifenden technischen Parameter für die prototypischen PtL-Geschäftsmodelle zeigt die nachfolgende Tabelle. Für den Mischkalkulationszinssatz werden nach Brynolf et al. (2018) 5 Prozent angenommen. Die Bandbreite in der Literatur reicht von 4 bis 7 Prozent (vgl. Drünert et al. 2019; Agora Verkehrswende und Agora Energiewende 2018; Schmidt et al. 2018).

Tab. 4.3: Übergreifende technische Annahmen für die weitere Betrachtung von PtL-Geschäftsmodellen (FT-Route)

Quellen: eigene Zusammenstellung

Größe	Wert	Einheit	Quelle
Volllaststunden RWGS und FT-Synthese	8.000	h	Zech et al. (2015) und Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (2018)
Strombedarf FT-Synthese	1,16	kWh/kg Kohlenmonoxid	van der Giesen et al. (2014)
Lebensdauer RWGS und FT-Reaktor	30	a	
Wasserstoffbedarf FT-Synthese	0,43	kg/kg FT-Syncrude	van der Giesen et al. (2014)
CO ₂ -Bedarf FT-Synthese	3,16	kg/kg FT-Syncrude	van der Giesen et al. (2014)
Unterer Heizwert FT-Syncrude	43,2	MJ/kg	Tremel et al. (2015)

Neben dem derzeitigen und zukünftigen Preisniveau fossiler Energieträger bzw. weiterer Referenzprodukte spielt auch die aktuelle und in Zukunft zu erwartende Bepreisung des Kohlenstoffdioxids eine zentrale Rolle bei der Wettbewerbsfähigkeit synthetischer Brenn- und Kraftstoffe. Für das Basisjahr 2018 ist nur der Europäische Emissionshandel (European Union Emission Trading System (EU-ETS)) relevant, für das Betrachtungsjahr 2030 wurde auch das nationale Emissionshandelsystem (nEHS) mit einbezogen. Grundlage für die Herleitung der CO₂-Preise im Jahr 2030 war eine Veröffentlichung von Matthes et al (2020). Tab. 4.4 fasst die angenommenen CO₂-Preise für die unterschiedlichen Geschäftsmodelle und die Jahre 2018 und 2030 zusammen.

Tab. 4.4: CO₂-Bepreisung in den Geschäftsmodellen 2018 und 2030

Quellen: eigene Zusammenstellung auf Basis von BMU (BMU 2019) und Matthes et al. (2020)

Geschäftsmodell	Referenzprodukt	Sektor	Emissionshandelssystem	CO ₂ -Preis 2018 [€/t]	CO ₂ -Preis 2030 [€/t]
„ÖPNV“	Diesel	Verkehr	nEHS	0	150
„Regionalversorgung“	Erdgas	Wärme	nEHS	0	150
„Industrie“	Erdgas	Industrie	EU-ETS	15	50
„Dezentrale FT-Synthese“	Rohöl	Industrie/ Verkehr	EU-ETS	15	50
„Großskalige FT-Synthese“	Diesel	Verkehr	nEHS	0	150
	Kerosin	Verkehr	EU-ETS	15	50

4.2 ÖPNV: „Urbane Flottenversorgung“

4.2.1 Ableitung von prototypischen Geschäftsmodellen

Für die Ableitung prototypischer Geschäftsmodelle im Bereich **ÖPNV** bietet sich aus Sicht der Autorin und des Autors die Unterscheidung nach den Merkmalen des Elektrolyseurstandorts und dessen Größenordnung an. Darauf aufbauend werden drei prototypische Geschäftsmodelle vorgeschlagen:

- „Ländliche Clusterversorgung“: hierbei kommen mehrere kleine, dezentrale Elektrolyseure (<1 MW) in einem zusammenhängenden Verbund zum Einsatz, die im ländlichen Raum verortet sind. Sie gewährleisten die Versorgung der Wasserstoffbusse an den Elektrolyseurstandorten und ggf. weiterer Tankstellenstandorte, die über Trailer zu beliefern sind.
- „Urbane Flottenversorgung“: der Standort des Elektrolyseurs befindet sich hierbei im urbanen oder suburbanen Raum. Die Leistungsaufnahme orientiert sich an der erwarteten Auslastung und der Größe der ÖPNV-Flotte und liegt bei unter 10 MW. Die Tankstelle befindet sich am gleichen Standort oder an anderer Stelle und ist dann über Trailer zu beliefern. Ggf. findet eine Wasserstoffbereitstellung für andere Mobilitätsbedarfe statt (z. B. Entsorgung, Logistik, Individualverkehr).
- „Regionaler Energiehub“: hierbei handelt es sich um großskalige Elektrolyseure (>10 MW), mit denen neben der Wasserstoffversorgung für Mobilitätszwecke verschiedene weitere Wertangebote realisiert werden. Die Mobilität nimmt dabei im Verhältnis kleine Produktionsmengen in Anspruch. Die Belieferung der Tankstellen erfolgt in der Regel über Trailer. Der Standort des Elektrolyseurs befindet sich in der Nähe zu großen Industrieverbrauchern und/oder größeren Energieanlagen. Aufgrund der hohen Produktionsleistung wird Wasserstoff ggf. an mehrere regionale Betreiber von ÖPNV-Flotten geliefert oder auch für andere Mobilitätsbedarfe zur Verfügung gestellt (siehe oben).

Eine schematische Darstellung der Geschäftsmodelle ist in Abb. 4.1 zu finden.

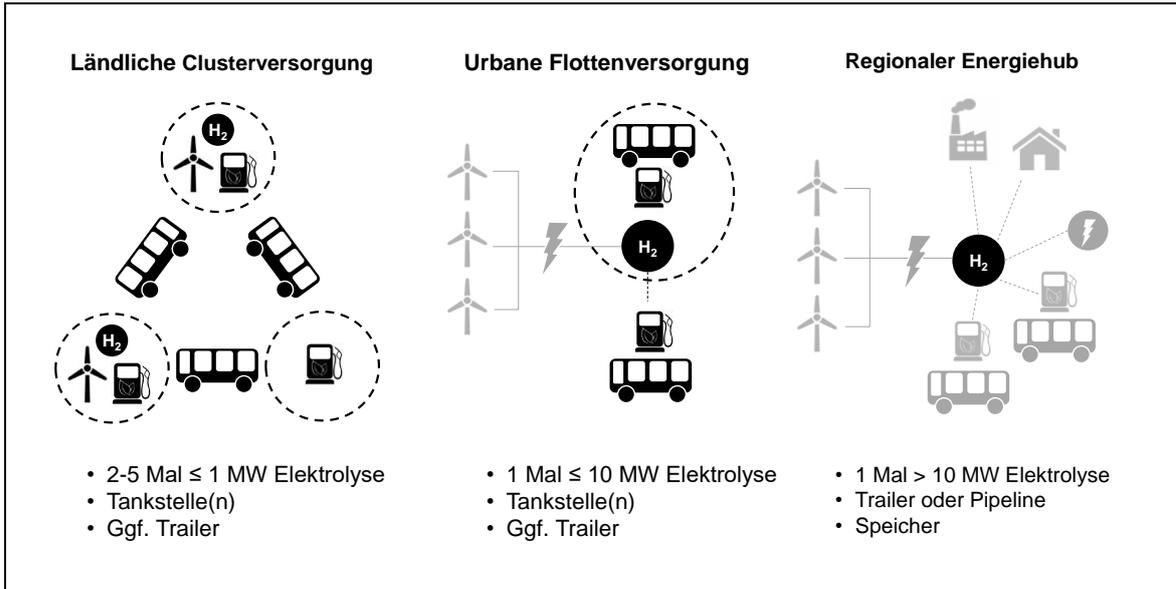


Abb. 4.1: Prototypische Geschäftsmodelle im Bereich ÖPNV

Quelle: eigene Darstellung unter Verwendung von Bildern mit Lizenz von Shutterstock.com

Den prototypischen Geschäftsmodellen im ÖPNV werden in Tab. 4.5 in Deutschland ansässige Pilotprojekte zugeordnet. Die Zuordnung unterstützt einerseits die Abgrenzung der abgeleiteten Geschäftsmodelle und gibt andererseits einen Hinweis auf die Fokussierung der PtG-Projekte im ÖPNV-Bereich. Aktuell konzentrieren sich die Projekte auf die Modelle „Urbane Flottenversorgung“ und „Regionaler Energiehub“.

Tab. 4.5: Projektbeispiele für prototypische Geschäftsmodelle im Bereich ÖPNV

Quelle: eigene Zusammenstellung

„Ländliche Clusterversorgung“	„Urbane Flottenversorgung“	„Regionaler Energiehub“
<ul style="list-style-type: none"> – eFarm 	<ul style="list-style-type: none"> – Wasserstofftankstelle Hamburg HafenCity, – SW Mainz, – H2-Wuppertal 	<ul style="list-style-type: none"> – RefLau, – HydroHubFenne, – Hyways for Future in Verbindung mit HyBit bzw. Metropolregion Nordwesten

Systemische Einordnung

Der Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor wird mitunter kritisch diskutiert. Hintergründe sind einerseits die Verfügbarkeit von direktelektrischen und damit verlustärmeren Alternativen (Elektromobilität) und andererseits die abzusehenden Wasserstoffbedarfe schwer zu defossilisierender Bereiche wie im Industriesektor. Mitunter wird aber auch der Schwerlastverkehr und der ÖPNV als ein solcher Bereich genannt. Auch das Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU) empfiehlt den Einsatz von Wasserstoff insbesondere im Industrie sowie im Luft- und Seeverkehr (BMU 2020), aber nicht für den Straßenverkehr. Die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) der Bundesregierung hält wiederum zur Wasserstoffanwendung mittels Fuel

Cell Vehicle (FCV) im ÖPNV fest, dass diese „die batterieelektrische Mobilität ergänzen und den Ausstoß von Luftschadstoffen sowie CO₂-Emissionen erheblich senken“ (BMW 2020) kann. U. a. sollen Förderungen für entsprechende Tankinfrastrukturen bereitgestellt und Investitionen in Busse getätigt werden.

Die mögliche Rolle von Wasserstoff im Verkehr spiegelt sich auch in zentralen Energieszenarien wieder. Weil der Busverkehr in der Regel nicht explizit adressiert wird, werden hier beispielhaft die Ergebnisse der „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ herangezogen, die eine entsprechende Abschätzung vornehmen. Im Szenario „TN-Strom“ mit direktem Elektrifizierungsfokus wird der Busverkehr zu 100 Prozent elektrisch dargestellt. Im wasserstofffokussierten Szenario „TN-H₂“ nur zu 50 Prozent (für Kurzstrecken oder im Stadtverkehr), die übrigen 50 Prozent über Brennstoffzellenbusse. Im dritten Szenario „TN-PtG/PtL“ ergänzen wiederum flüssige, synthetische Energieträger die Elektromobilität. Nicht-elektrische Busse fungieren in den zuletzt genannten Szenarien v. a. als Langstrecken- oder Überlandbusse (Krail et al. 2021). Die Rolle von Elektromobilität ist also klarer als die von Wasserstoff oder synthetischem Diesel. Nichtsdestotrotz bestehen Chancen für einen nicht unerheblichen Teil des öffentlichen Mobilitätsangebotes.

Vor dem Hintergrund des Einsatzgebietes ist die Perspektive von PtG-Geschäftsmodellen im urbanen Kontext fraglich. Für die folgende vertiefte Betrachtung wird das prototypische Geschäftsmodell trotzdem ausgewählt, weil die derzeitigen Pilotprojekte mitunter auf den urbanen Einsatz fokussieren und weil in dem Konzept die Rolle der Beförderungsdienstleistung auf Basis von PtG-Technologien isoliert betrachtet werden kann. Gleichzeitig verhalten sich Ausgestaltungsoptionen für die übrigen Geschäftsmodellelemente in den übrigen Modellvarianten ähnlich. Trotzdem kann an dieser Stelle bereits der Bedarf für weitere, explizite Untersuchungen zu PtG-Geschäftsmodellen mit ÖPNV-Bezug in suburbanen und ländlichen Räumen festgestellt werden.

4.2.2 Geschäftsmodellbeschreibung

Das Geschäftsmodell „Urbane Flottenversorgung“ umfasst die Produktion von Wasserstoff und die anschließende Abfüllung und Nutzung in Brennstoffzellenbussen durch einen ÖPNV-Flottenbetreiber.

Die Informationen zur folgenden Beschreibung und Bewertung des Geschäftsmodells stammen aus drei Interviews mit Pilotanlagenbetreibern. Weiterhin wurde Fachliteratur herangezogen und eigene Einschätzungen angestellt.

4.2.2.1 Wertschöpfungsdimension

Der Bedarf an technischen Ressourcen ist in erster Linie aus der Flottengröße und der Auslastung des Elektrolyseurs abzuleiten. Für den Geschäftsmodell-Prototypen wird in Anlehnung an NOW (2018) von einer mittelgroßen Busflotte von 35 Solobussen und 15 Gelenkbussen mit einer mittleren Umlauflänge von 250 km/d ausgegangen. Daraus ergibt sich für den Verkehrsbetrieb ein täglicher Wasserstoffbedarf von 1.330 kg_{H₂}/d und ein jährlicher Bedarf von 465.500 kg_{H₂}/a bei 350 angenommenen Betriebstagen.

Aus den zentralen Annahmen zu Volllaststunden und Umwandlungseffizienz des Elektrolyseurs (siehe Abschnitt 4.1) in Verbindung mit dem jährlichen Wasserstoffbedarf ergibt sich daraus eine notwendige Elektrolyseurleistung von 8,5 MW. Für den Elektrolyseur müssen weiterhin Anschlüsse

für Reinwasser und ans Hochspannungsnetz vorhanden sein sowie die notwendige Peripherie (u. a. Mess- und Regeltechnik, Transformatoren etc.). Eine andere Variante ist die offsite Elektrolyse durch Dritte und die Anlieferung des Wasserstoffs per Trailer. Die Option wird an dieser Stelle aber nicht weiter diskutiert.

Eine weitere technische Infrastruktur stellt die Tankstelle zum Abfüllen des Wasserstoffs dar. Hierfür werden zwei Kompressoren zur Verdichtung auf 500 bar, ein Speicher und zwei Dispenser vorausgesetzt. Die Speichergröße entspricht mit 2.660 kg Wasserstoff dem doppelten Tagesbedarf an Wasserstoff (NOW et al. 2018, S. 16). Für die Verdichtung und Speicherung sind weitere Energieverbräuche einzuplanen.

In Summe werden über den Elektrolyseur 25,6 GWh Strom in 465,5 t Wasserstoff umgewandelt. Zusätzlich verbraucht die Tankstelleninfrastruktur weitere 1,4 GWh Strom für Speicherung, Verdichtung und Abfüllung.

Die zentralen Auslegungsdaten für den Geschäftsmodell-Prototypen sind in Tab. 4.6 aufgeführt.

Tab. 4.6: Technische Dimensionierung für das ÖPNV-Geschäftsmodell „Urbane Flottenversorgung“

Quellen: eigene Zusammenstellung

Größe	Wert	Einheit	Quelle
Eingangsleistung PEM-Elektrolyseur	8.534	kW _{el}	Eigene Annahme
Wasserstoffdruckspeichervolumen	2.660	kg _{H2}	NOW GmbH (2018, S. 23)
Anzahl Dispenser	2	Stück	NOW GmbH (2018, S. 23)
Anzahl Verdichter	2	Stück	NOW GmbH (2018, S. 23)
Stromverbrauch Tankstellenbetrieb	3	kWh/kg _{H2}	NOW GmbH (2018, S. 28)

Zusätzlich zu den technischen Infrastrukturen wird Personal für den Betrieb sowie Wartung und Instandhaltung des Elektrolyseurs und der Busse benötigt. Des Weiteren müssen Marktzugänge für die jeweilige Form der Strombeschaffung und ggf. zum Regelenergiemarkt geschaffen werden. (siehe auch Abschnitt 4.2.2.3 zur Einbindung von Partnern)

4.2.2.2 Nutzendimension

Das zentrale Wertangebot des Verkehrsbetriebs ist die Beförderung von Personen im Nahverkehr, die durch die Installation und Nutzung von Elektrolyseur und Wasserstoffbussen von Diesel auf grünen Kraftstoff umgestellt werden kann. Dies senkt die Emission von Treibhausgasen und andere Emissionen (u. a. NO_x, Feinstaub) im urbanen und suburbanen Raum. Der Verkehrsbetrieb kann damit auch rechtliche Auflagen für maximale Flottenemissionen erfüllen.

Der Umstieg auf Wasserstoffmobilität trägt auch zur Erreichung von Umweltzielen im gesamten Verkehrssektor und zur Erhöhung des EE-Anteils im Energiesystem bei.

Durch die vergleichsweise niedrige Auslastung des Elektrolyseurs könnte außerdem Regelenergie für die ÜNB angeboten werden.

Nach Aussagen eines Interviewpartners und nach Tschersich (2019) liegt ein Nutzen von Wasserstoffbussen für den Verkehrsbetrieb in der hohen Leistungsdichte von Brennstoffzellen im Vergleich zur Elektromobilität. So können besser hohe Reichweiten und hügelige Landschaften bewältigt werden sowie benötigte Innentemperaturen in den Bussen im Winter einfacher bereitgestellt werden. Ein weiterer Vorteil liegt in der größeren Ähnlichkeit von Wasserstoffbussen zu Dieseln, was v. a. für die Wartung und Instandhaltung relevant ist.

4.2.2.3 Partnerdimension

Es ist davon auszugehen, dass der Verkehrsbetrieb Partnerschaften zur Beschaffung des erneuerbaren Stroms eingeht und diesen nicht selbst produziert. Der Strom wird über das öffentliche Stromnetz bezogen, sodass grundsätzlich alle EE-Stromquellen in Frage kommen. Organisiert werden kann der Bezug über Grünstromzertifikate sowie bilaterale Verträge (PPAs) mit EE-Anlagenbetreibern. Um den regionalen Bezug zum Wertangebot zu stärken, sind Projektgesellschaften des örtlichen Stadtwerks oder andere lokale EE-Anlagenbetreiber denkbar, wozu auch Bürgerwindparks zählen können.

Für den Bau und die Wartung des Elektrolyseurs sind Projektierer sowie Technologiehersteller als Partner einzubinden. Für das Bilanzkreismanagement und die Marktzugänge sind Partnerschaften zu Aggregatoren, virtuellen Kraftwerken oder den örtlichen Stadtwerken möglich. Ggf. ist der Verkehrsbetrieb auch Teil des örtlichen Stadtwerkekonzerns, sodass der Betrieb in das Portfoliomanagement integriert wird.

Ein weiterer Partner ist der Wasserstoffbushersteller. Die Wartung der Busse erfolgt hingegen über eigenes Fachpersonal und/oder externe Dienstleister.

Ein weiterer wichtiger Partner sind die Kommunen, die je nach Konstellation als Co-Finanzierer und Entscheidungsträger (u. a. in der Rolle als Konzessionsgeber und Nahverkehrsplaner) auftreten.

4.2.2.4 Kundendimension

Die zu bedienenden Kundensegmente sind identisch zu den bestehenden Kunden des ÖPNV. Darunter fallen Personen die kurz-, mittel- und langfristig auf öffentliche urbane und suburbane Mobilitätsangebote angewiesen sind. Hierzu zählt der Schüler- und Pendelverkehr sowie der Tourismusverkehr. Im Sinne der Daseinsvorsorge der Kommunen könnte der ÖPNV im Zuge der Verkehrsplanung attraktiver gegenüber dem Individualverkehr gemacht werden und so der Kundenstamm für grünen ÖPNV erweitert werden. Außerdem kann das neue Wertangebot des emissionsreduzierten ÖPNV zur einer stärkeren Kundenbindung und Identifikation mit dem Verkehrsbetrieb führen. Der Effekt lässt sich womöglich über eine regionale Verortung der genutzten Energiequellen erhöhen.

Die Kundenkanäle sind ebenfalls identisch zu den Kanälen des herkömmlichen Wertangebots des Flottenbetreibers. Es wird angenommen, dass sie in wesentlichen Teilen den Kanälen zum Zugang von Strom- und Gaskleinverbraucherinnen und -verbrauchern entsprechen (siehe Abschnitt 3.1.4). Hinzu kommen Ticketautomaten und Applikationen für Smartphones zum Kauf von Fahrscheinen und zur Organisation der Kundenbeziehung.

Gemessen an der Ticketgültigkeit ist die Kundenbeziehung kurzfristig (Minuten bis Stunden) bis mittelfristig (ein Jahr im Ticketabonnement). Im Sinne der Wahl des Wohnorts und des ÖPNVs als Teil der Daseinsvorsorge ist die Kundenbeziehung zu Einwohnerinnen und Einwohnern langfristig (mehrere Jahre).

4.2.2.5 Finanzdimension

Kostenannahmen

Neben dem PEM-Elektrolyseur inkl. BoP stellen der Druckspeicher, die Kompressoren und die Dispenser die wesentlichen Investitionskosten dar (siehe Tab. 4.7).

Tab. 4.7: Kapitalgebundene Kosten für das ÖPNV-Geschäftsmodell „Urbane Flottenversorgung“

Kostenposition	Spez. Kosten 2018	Spez. Kosten 2030	Einheit	Quelle
Wasserstoffdruckspeicher	1.250	723	€/kg _{H2}	Basierend auf Reuter et al. (2017, S. 76), eigene Annahme ⁹
Kompressor	1.250	723	€/kg _{H2}	Basierend auf Reuter et al. (2017, S. 76), eigene Annahme ¹⁰
Dispenser	200.000	100.000	€/Stück	Basierend auf Reuter et al. (2017, S. 78), eigene Annahme

In Verbindung mit den allgemeinen und geschäftsmodell-spezifischen Investitionskosten ergibt sich für 2018 eine Gesamtinvestition für den Bau der Anlage von 22,3 Mio. €. Der Elektrolyseur macht hiervon 53 Prozent aus, der übrige Anteil entfällt auf den Speicher, die Kompressoren und die Dispenser. Die Gesamtinvestitionen in 2030 betragen 12,9 Mio. €. Der Anteil des Elektrolyseurs an den Investitionen verbleibt auf einem ähnlichen Niveau.

Weiterhin entstehen Kosten für Reinvestitionen in den Elektrolyseur, die über die Stacklebensdauer und die Stackaustauschkosten berücksichtigt sind.¹¹ Hinzu kommen weitere Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung für den Elektrolyseur und andere Komponenten sowie verbrauchsgebundene Kosten für Elektrizität, Wasser und sonstige Kosten (siehe Tab. 4.8). Weitere Kosten für Dienstleistungsverträge (z. B. mit Aggregatoren o. Ä.) werden aufgrund fehlender Datenbasis nicht berücksichtigt.

⁹ Annahme zur Kostenreduktion auf Basis der Entwicklung der Investitionskosten für den Elektrolyseur.

¹⁰ Annahme zur Kostenreduktion auf Basis der Entwicklung der Investitionskosten für den Elektrolyseur.

¹¹ Für die Stack-Austauschkosten werden die Investitionskosten berücksichtigt, die zum Zeitpunkt des Austauschs gelten.

Tab. 4.8: Betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten für das ÖPNV-Geschäftsmodell „Urbane Flottenversorgung“

Kostenposition	Kosten 2018, 2030	Einheit	Quelle
Betriebsgebundene Kosten			
O&M Wasserstoff-druckspeicher & Kompressor	1,5	%/a der Investitionssumme	Gorre et al. (2019)
O&M Dispenser	1,0	% der Investitionssumme	NOW (2018)
Verbrauchsgebundene Kosten			
Elektrizität	0,145	€/kWh	Wilms et al. (2018)

In Anlehnung an den Deutsche Energie-Agentur (dena) Marktmonitor 2030 für Corporate PPAs (Fischer et al. 2020) wird für den Direktbezug von EE-Strom (Wind onshore) ein Preis von 5,4 ct/kWh bei einer auf 12 Jahre festgelegten Vertragslaufzeit angesetzt. Der Preis setzt sich zusammen aus dem PPA-Festpreis und einem zum PPA-Vertrag komplementären Kostenbestandteil aus einem zusätzlichen Vertrag. Dies ist erforderlich, wenn die Lieferung des volatil erzeugten Stroms entsprechend dem PPA-Vertrag „wie erzeugt“ erfolgt und somit Differenzen zwischen dem Erzeugungs- und dem Nachfrageprofil auftreten können. Bei der angegebenen Laufzeit von 12 Jahren muss für den Zeitraum ab 2030 ein neuer Festpreis vereinbart werden. Die weitergehende Annahme ist, dass der Preis über die 12 Jahre hinaus für die gesamte Lebensdauer gilt.

In einem weiteren Beispiel der dena aus dem Jahr 2018 (Wilms et al. 2018) wurden zur Bestimmung der Stromkosten für einen Elektrolyseur mit 100 Prozent EE-Strombezug zusätzlich die folgenden Preisbestandteile angesetzt: 6,9 ct/kWh EEG-Umlage, 1,5 ct/kWh Stromsteuer und 0,7 ct/kWh netzentgeltgekoppelte Abgaben. Damit ergibt sich ein Strompreis von 14,5 ct/kWh für das Jahr 2018, der ebenfalls als Startwert für die Kostenberechnung 2030 dient.

Weiterhin wird vereinfacht angenommen, dass der Strompreis sowohl für den Elektrolyse-Betrieb als auch für die Tankstelleninfrastruktur gilt. Tatsächlich sind für den Stromverbrauch der Komponenten ggf. höhere Abgaben und Umlagen zu entrichten. Aufgrund des geringen Anteils am Gesamtstromverbrauch der Anlage (5,2 %) wird der Unterschied beim Startwert des Strompreises vernachlässigt und ist implizit in der Sensitivitätsberechnung berücksichtigt. In Verbindung mit dem Stromverbrauch der Anlage ergeben sich mit dem Startwert jährliche Stromkosten von 3,9 Mio. €.

Bis 2030 erwartet Agora Energiewende (Graichen et al. 2019), dass sich der Großhandelsstrompreis im Vergleich zu 2018 um 1,41 ct/kWh erhöht. Mit der Annahme, dass sich PPA-Festpreise am Großhandelspreis orientieren, würde der Festpreis von 2018 bis 2030 auf 6,81 ct/kWh steigen. Weiterhin gehen Graichen et al. (2019) in einer Projektion bis zum Jahr 2035 davon aus, dass das Maximum der EEG-Umlage zu Beginn der 20er-Jahre mit einem Wert von 7 ct/kWh erreicht ist und in der Folge deutlich abnimmt. Für das Jahr 2030 wird eine EEG-Umlage von 4,4 ct/kWh angegeben. Passt man das oben genannte Beispiel mit den veränderten Werten (Festpreis, EEG-Umlage) an, ergeben sich in dem ÖPNV-Geschäftsmodell Stromkosten von 13,41 ct/kWh für das Jahr 2030.

Aufgrund der unsicheren Entwicklung der Strompreisbestandteile bis 2030 und zum Zweck der besseren Vergleichbarkeit sind die Annahmen zur Strompreishöhe für 2018 und 2030 identisch. Gleichwohl wird der Strompreis in der Sensitivitätsbetrachtung um ± 50 Prozent variiert, um den möglichen Einfluss sich ändernder Strompreise und einzelner Bestandteile auf die Wasserstoffgestehungskosten abzubilden. Auch die übrigen Betriebskostenpositionen werden konstant gehalten.

Gestehungskosten

Diesel ist nach wie vor der dominierende Energieträger im ÖPNV. Elektro- und Erdgasantriebe machten 2019 lediglich einen Anteil von ca. 3 Prozent am Busbestand aus (VDV 2020, S. 41). Die Gestehungskosten für den PtG-Wasserstoff werden daher ins Verhältnis zu handelsüblichem Dieselmotorkraftstoff gesetzt. Der Dieselpreis ohne Mehrwertsteuer lag 2018 bei 1,11 €/l (BMW 2021a). Für den ÖPNV-Bereich gilt weiterhin eine Vergünstigung der Energiesteuer (EnergieStG § 56), sodass der Preis bei 1,06 €/l liegt. Für 2030 orientiert sich die angenommene Preisentwicklung an der Preisentwicklung von Rohöl nach Hecking et al. (2018) und steigt demnach auf 1,34 €/l. Weiterhin wird bereits heute grauer Wasserstoff zu einem festen Preis von 9,50 €/kg (brutto, bzw. 7,98 €/kg netto) (Schenuit et al. 2016, S. 54 f.) an Tankstellen angeboten. Der Referenzwert wird ebenfalls herangezogen und für 2030 fix gehalten. In 2030 kommt für die Referenzen ein angenommener CO₂-Preis (nEHS) von 150 €/t Kohlendioxid hinzu.

Mit dem Vorgehen findet der Kostenvergleich auf Energieträgerbasis statt und nicht auf Basis zurückgelegter Personenkilometer (siehe hierzu Abschnitt 3.1.5), sodass der direkte Vergleich weitere Unterschiede in den Kosten (Investitionen, verbrauchsgebundene Kosten) vernachlässigt. In der Bewertung des Geschäftsmodells (Abschnitt 4.2.3) wird auf etwaige Kostenunterschiede qualitativ eingegangen.

Unter den gegebenen Annahmen des diskutierten ÖPNV-Geschäftsmodells belaufen sich die Gestehungskosten für PtG-Wasserstoff auf 397 €/MWh in 2018 bzw. 13,22 €/kg. Im Vergleich dazu beträgt der Preis für Dieselmotorkraftstoff lediglich 108 €/MWh und für grauen Wasserstoff 239 €/MWh.

Die kapitalgebundenen Kosten, die sich aus den Investitionskosten und Ersatzinvestitionen zusammensetzen, machen 31 Prozent der Gestehungskosten aus. Der PEM-Elektrolyseur hat den größten Anteil an den kapitalgebundenen Kosten. Die verbrauchsgebundenen Kosten haben einen Anteil von 64 Prozent an den Gestehungskosten. Der Strombezug ist hier maßgeblich. Die betriebsgebundenen Kosten machen 5 Prozent der Gestehungskosten aus.

Durch Verringerung der Investitionskosten und eine längere Stacklebensdauer fallen die Gestehungskosten bis 2030 auf 332 €/MWh bzw. 11,06 €/kg (-16 %) für PtG-Wasserstoff. Im Vergleich zum angenommenen Dieselpreis von 176 €/MWh und zum Preis von grauem Wasserstoff von 281 €/MWh bleiben die Kosten trotz eingeführter CO₂-Bepreisung höher.

Aufgrund der fallenden Investitionskosten und den konstanten Strombezugskosten verschieben sich die Anteile an der Kostenstruktur. Die verbrauchsgebundenen Kosten steigen auf einen Anteil von 76 Prozent und die kapitalgebundenen Kosten sinken auf 20 Prozent.

Abb. 4.2 stellt die Ergebnisse der Wasserstoffgestehungskosten auf Energiebasis im Vergleich zum Dieselpreis für die Betrachtungsjahre 2018 und 2030 dar.

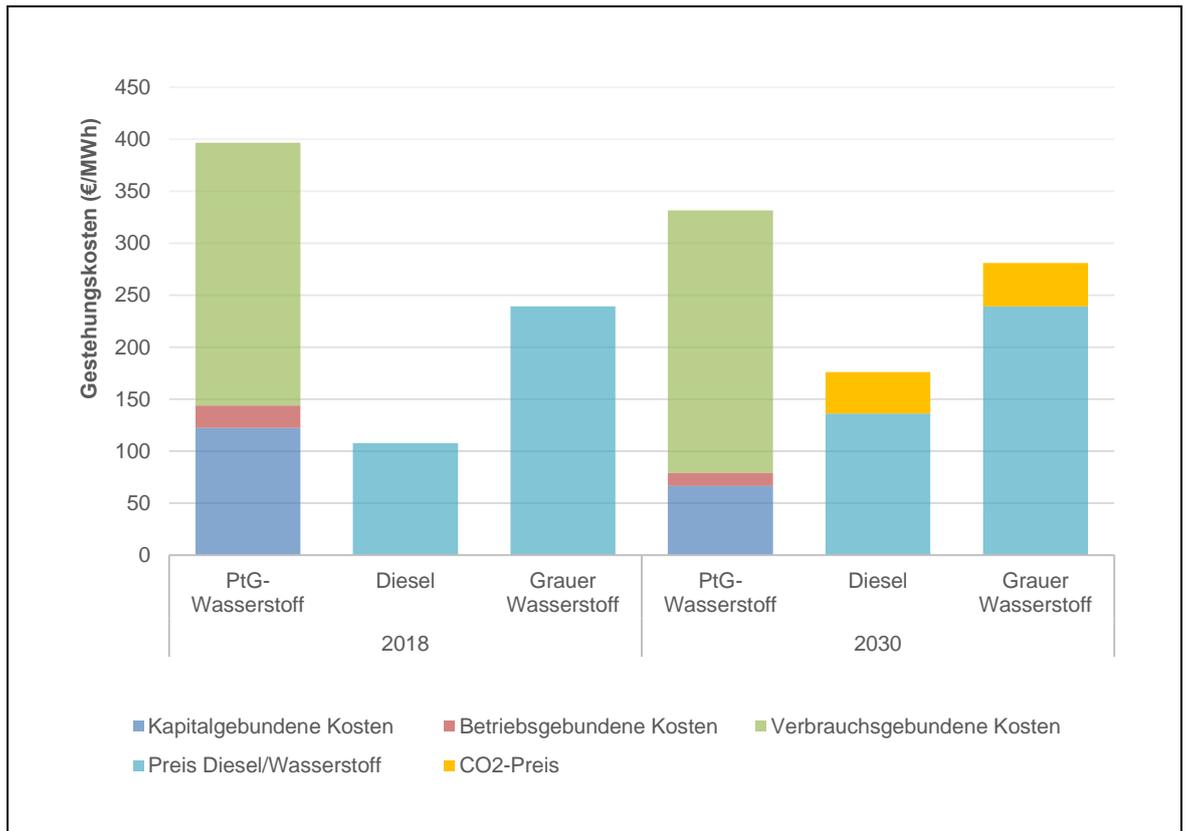


Abb. 4.2: Gesteuerungskosten für PtG-Wasserstoff im Geschäftsmodell ÖPNV: „Urbane Flottenversorgung“

Quelle: eigene Darstellung

Sensitivitätsanalyse 2030

Die Parameter Strompreis, Mischkalkulationszinssatz, Investitionskosten des Elektrolyseurs und Volllaststunden werden um ± 50 Prozent variiert. Der Stromverbrauch des Elektrolyseurs wird um ± 20 Prozent variiert, wobei die Variation Unsicherheiten in Bezug auf technische Entwicklungen berücksichtigen soll.

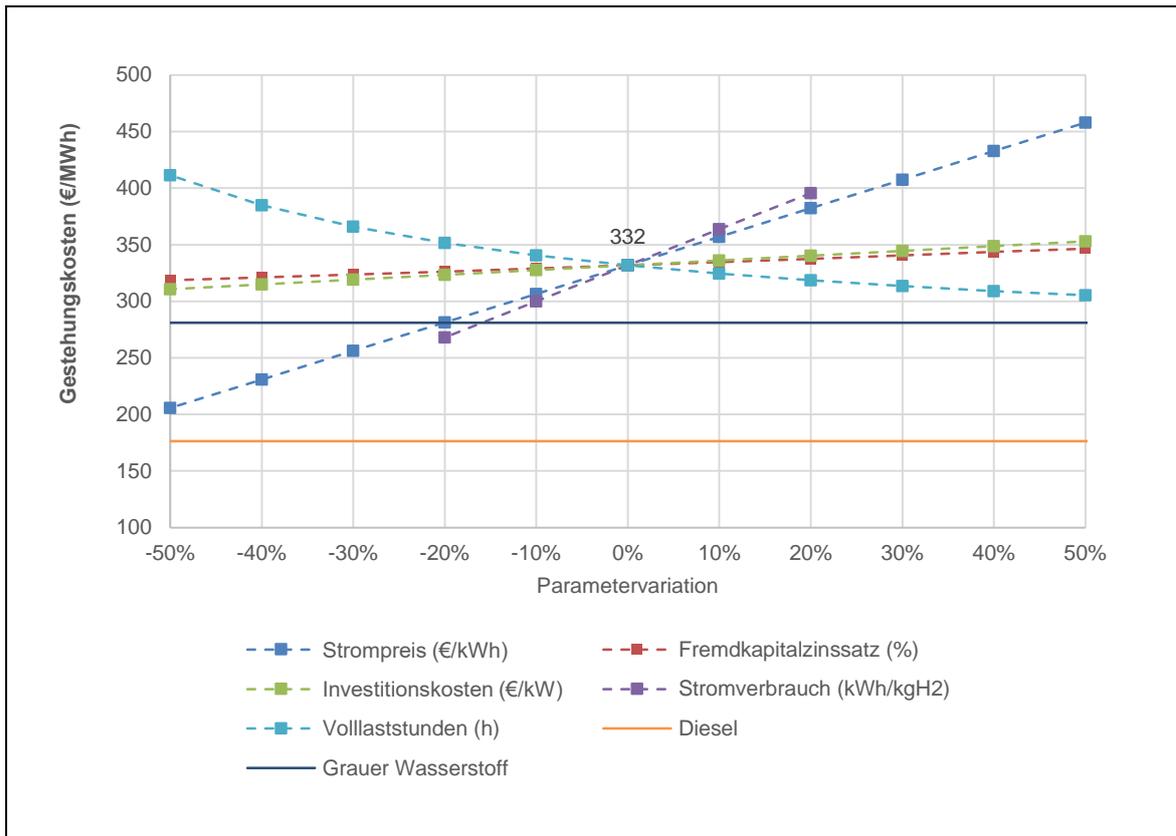


Abb. 4.3: Sensitivitätsanalyse der Gestehungskosten 2030 im Geschäftsmodell ÖPNV: „Urbane Flottenversorgung“

Quelle: eigene Darstellung

Gemessen am Anstieg der Kurven haben Stromverbrauch, Strompreis und Volllaststunden den stärksten Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten in dem Geschäftsmodell (siehe Abb. 4.3). Der Einfluss wird im Folgenden verdeutlicht:

- Eine Verringerung des Stromverbrauchs der Elektrolyse um 20 Prozent senkt die Gestehungskosten auf 268 €/MWh,
- Eine Verringerung des Strompreises um 50 Prozent senkt die Gestehungskosten auf 206 €/MWh,
- Eine Erhöhung der Volllaststunden um 50 Prozent senkt die Gestehungskosten auf 305 €/MWh.

Eine Halbierung des Strompreises hat demnach das größte Potenzial die Kostendifferenz zu beseitigen. Aus der Analyse ist aber auch ersichtlich, dass die Kostenlücke zum Dieselpreis durch keine Einzelmaßnahmen vollständig geschlossen werden kann. Vielmehr braucht es neben einer Strompreissenkung eine parallele Erhöhung der Volllaststunden und/oder einen höheren Diesel- und CO₂-Preis. Der Preis für grauen Wasserstoff wird mitunter unterschritten. Hier besteht neben der fehlenden Nachhaltigkeit des Produkts aber zusätzlich die Frage, ob der Preis zukünftig wie angenommen angeboten wird.

Einnahmen

Die Einnahmen ergeben sich im Wesentlichen aus den typischen Einnahmemöglichkeiten im ÖPNV (Fahrkartenverkäufen, siehe Abschnitt 3.1.5). Die Kosten des Linienbetriebs können damit, wie für den ÖPNV üblich, nicht gedeckt werden, sodass Förderungen und Subventionen notwendig sind.

Im Fall eines unabhängigen Elektrolyse-Betriebs und Verkauf des Energieträgers an einen ÖPNV-Flottenbetreiber ist festzuhalten, dass im Verkehrssektor eine vergleichsweise hohe Zahlungsbereitschaft besteht bzw. hohe Preise für Wasserstoff erzielt werden können (siehe z.B. Schenuit et al. 2016, S. 55).

4.2.2.6 Zusammenfassung

Abb. 4.4 fasst die wesentlichen Aspekte des PtG-Geschäftsmodelles ÖPNV: „Urbane Flottenversorgung“ in Form des BMC zusammen. Die Kostenstruktur bezieht sich auf das Jahr 2030.

Partner	Aktivitäten	Nutzenversprechen	Kundenbeziehungen	Kundensegmente
<ul style="list-style-type: none"> - Grünstromversorger (über öffentliches Netz) - Technologiehersteller (Bau und Wartung) - Kommune 	<ul style="list-style-type: none"> - Elektrolyse (3000 Volllaststunden) - Speicherung und Abfüllung Wasserstoff - Betrieb Wasserstoffbusflotte 	<ul style="list-style-type: none"> - Bereitstellung grüner Kraftstoff (466 t Wasserstoff pro Jahr) - Senkung ÖPNV-Flottenemissionen - Personenbeförderung 	<ul style="list-style-type: none"> - Kurz (Einzeltickets) bis mittelfristig (Abos) - Langfristig durch Wohnsitz 	<ul style="list-style-type: none"> - ÖPNV-Fahrgäste
	Ressourcen		Kanäle	
	<ul style="list-style-type: none"> - 8,5 MW PEM-Elektrolyseur - Anschlüsse (Strom, Wasser) - Tankstelle (2.660 kg Speicher, 2 Verdichter, 2 Dispenser) - 50 Wasserstoffbusse - Fachpersonal für Elektrolysebetrieb und Buswartung (vorhanden, ggf. Weiterbildung notwendig) 		<ul style="list-style-type: none"> - Werbung und Sponsoring, Kampagnen - Ticketautomaten, Schalter, Kundenzentren - Webseite und App - Call-center 	
Kostenstruktur (2030)		Einnahmequellen		
<ul style="list-style-type: none"> - CAPEX (in Mio. €): Elektrolyseur (6,9), Speicher (1,9), Verdichter (3,8), Dispenser (0,2) - OPEX (in Mio. €/a): Strom (3,9), Wasser (0,005), O & M (0,2 T€) - Gestehungskosten: 332 €/MWh 		<ul style="list-style-type: none"> - Ticketverkauf 		

Abb. 4.4: BMC zum Geschäftsmodell ÖPNV: „Urbane Flottenversorgung“

Quelle: eigene Darstellung

4.2.3 Bewertung und Handlungsempfehlungen

Maßgebliche Stärken und Schwächen des Geschäftsmodells beziehen sich auf den Vergleich der Wasserstoffmobilität mit Brennstoffzellenbussen und den übrigen Mobilitätsoptionen. Bei der Bewertung des Status Quo ist der Vergleich zu Dieselfahrzeugen zu ziehen. Hier zeigen sich die Vorteile von FCV insbesondere bei der Verminderung von Emissionen (Treibhausgase, Lärm, weitere Schadstoffe). Nachteile ergeben sich v. a. aus der fehlenden Wirtschaftlichkeit. Zunehmend gewinnt aber der Vergleich zu Elektrobussen an Bedeutung, auch weil entsprechende Projektplanungen und -umsetzungen der ÖPNV-Flottenbetreiber mit Elektromobilität bereits vorangeschritten sind. Die Kostenunterschiede zu Power-to-Gas sind hier geringer. Teilweise wird sogar von möglichen Kostenvorteilen von Power-to-Gas gegenüber der Elektromobilität berichtet (siehe auch Abschnitt 3.1.5). Vorteile von Wasserstoffbussen gegenüber Elektrobussen zeigen sich in der Integrierbarkeit in den Flottenbetrieb (Lade- bzw. Tankzeiten, Anschlussfähigkeit zu Infrastrukturen etc.) sowie im Betrieb der Busse (Reichweite, Innentemperatur). Bei den Flottenbetreibern herrscht aber mitunter Unsicherheit über die mögliche Rolle von Power-to-Gas und Brennstoffzellenbussen, so dass die Nachfrage nach Wasserstofflösungen aktuell gering ist.

Zentrale externe Entwicklungen, die sich auf den Erfolg des Geschäftsmodells auswirken sind der CO₂-Preis, der Strompreis und die Bereitstellung von Förderungen sowie die Verfügbarkeit und Kostensenkung bei Anlagen und Bussen. Ein weiterer Aspekt ist die Entwicklung der Technik im Verhältnis zur Elektromobilität. Ferner beeinträchtigen Lieferengpässe bei Brennstoffzellenbussen und deren technische Anfälligkeit die Anschaffung.

Tab. 4.9: SWOT-Analyse zum Geschäftsmodell ÖPNV: „Urbane Flottenversorgung“

Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis von Interviews mit Expertinnen und Experten sowie Schenuit et al. (2016), Reuter et al. (2017), Steinmüller et al. (2014), NOW (2018), Tichler et al. (2014), Breyer et al. (2015), Henneka et al. (2019), Jülch et al. (2016)

Stärken	Schwächen
<p style="text-align: center;"><u>Kunden</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Kunden können auf das Mobilitätsangebot mit Wasserstoffbussen aufmerksam gemacht werden <p style="text-align: center;"><u>Wertschöpfung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Betreiber von kommunalen Fahrzeugflotten als First Mover aufgrund von zentralisierten Infrastrukturen (Reparatur, Wartung und Betankung) und Möglichkeit der Umsetzung vor dem Bestehen einer flächendeckenden Infrastruktur – Zentralität der Tankstellenstruktur ermöglicht eine hohe Auslastung der Anlagen – Nutzen von Lastspitzen und Überschussmengen aufgrund eines flexiblen Elektrolyse-Betriebes – Wasserstoffproduktion ist aufgrund des modularen Aufbaus der Elektrolyseure gut plan- und skalierbar 	<p style="text-align: center;"><u>Kunden</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Wasserstoffbus ist im größeren Verkehrsverbund mit anderen Antriebskonzepten für Kunden nicht wählbar <p style="text-align: center;"><u>Wertschöpfung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Schulungen des Personals zur Wartung und Bedienung der Wasserstoffinfrastruktur und der Flotte notwendig – Starke Abhängigkeit der FCV-Busse von der Ausgestaltung der Wasserstoffinfrastruktur – Aufwändige und teure Wasserstofftankstelleninfrastruktur – Platzbedarf des Elektrolyseurs, des Wasserstofftanks und des Verdichters relativ groß – Bei Strombezug aus dem Netz handelt es sich um Graustrom; ein Bezug von Grünstrom ist mittels Direktleitung und bei

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> – Keine stark ausgeprägte Flächennutzungskonkurrenz wie bei biogenen Kraftstoffen <p style="text-align: center;"><u>Finanzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Vergleichbare bis hin zu geringeren Infrastrukturkosten gegenüber Elektromobilität – Zusätzliche Einnahmen durch Vermarktung von Nebenprodukten möglich <p style="text-align: center;"><u>Nutzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Well-to-Wheel sehr geringe THG-Emissionen bei Verwendung von EE-Strom – Keine lokalen Schadstoffemissionen und geringe Lärmemissionen beim Betrieb von FCV – Elektrischer Antriebsstrang ist wartungsärmer als der von konventionellen Diesel- und Ottofahrzeugen – Höhere Anschlussfähigkeit zu bestehenden Infrastrukturen und Know-how des ÖPNV als bei Elektromobilität – Direkte Nutzung der in den Brennstoffzellen produzierten Wärme zur Heizung der Fahrzeuge bei niedrigeren Außentemperaturen; einfacheres Heizen als bei Elektrofahrzeugen – Reichweitenvorteile und relativ geringe Betankungszeiten gegenüber der Elektromobilität – Wasserstoffnachfrage ist bei ÖPNV gut planbar; der Elektrolyse-Betrieb kann dahingehend angepasst werden – Brennstoffzellen verfügen über einen höheren Wirkungsgrad als Otto- und Dieselmotoren – Optionale Bereitstellung von Sauerstoff und Abwärme wobei eine starke Abhängigkeit der Standortgegebenheiten vorliegt; weitere Integrationsmöglichkeiten z. B. in Verbindung mit Kläranlagen – Optionale Bereitstellung von Regelenergie <p style="text-align: center;"><u>Partner</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Wertschöpfungsabschnitte (Investition und Betrieb von Elektrolyseur und Tankstelle) können ausgelagert werden z. B. bei zu komplexen Strukturen oder zu niedrigen Nachfragemengen 	<p>Netzbezug über Herkunftsnachweise möglich</p> <ul style="list-style-type: none"> – Hohe Effizienzverluste in der gesamten Prozesskette von Wasserstoff, v. a. durch die Umwandlung von elektrischer Energie zu Wasserstoff und durch die Nutzung in der Brennstoffzelle – Optimierung des dynamischen Elektrolyseur-Betriebs bzgl. des fluktuierenden Stromangebots EE stellt im Unterschied zu einem konstanten Netzbezug eine technische Herausforderung dar – Insgesamt hoher Aufwand bei gleichzeitigem Betrieb von Elektrolyseur und Tankstelle von einem einzelnen Akteur <p style="text-align: center;"><u>Finanzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Zurzeit noch deutlich höhere Gestehungskosten als bei biogenen und fossilen Kraftstoffen – Hohe Strombezugskosten dominieren die Operating Expenses (OPEX) und beeinflussen die Wirtschaftlichkeit des gesamten Geschäftsmodells stark – Sowohl hohe Capital Expenditures (CAPEX) für die Neubeschaffung von FCV als auch für die Elektrolyseure <p style="text-align: center;"><u>Nutzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Wasserstoff verfügt über eine geringe volumetrische Energiedichte, weswegen hohe Druckniveaus bei Speicherung und Transport notwendig sind – Wasserstoff ist nur bei einer Erzeugung aus EE ökologisch vorteilhaft gegenüber alternativen Antriebsstoffen – Komplexere Wartungsarbeiten notwendig als bei konventionellen Tankstellen – Fahrzeugtechnologie und Infrastruktur weniger etabliert als bei CNG – Beschränkte Offenheit und geringe Flexibilität der Flottenbeauftragten gegenüber einer Einführung von Wasserstoffbusussen <p style="text-align: center;"><u>Partner</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Vermeidung von Stromnetzbezug schwierig umsetzbar im urbanen Kontext

Chancen/Treiber	Risiken/Hemmnisse
<p style="text-align: center;"><u>Technik und Forschung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Zukünftig sinkender Bedarf an Strom pro Einheit Wasserstoff der Elektrolyseure erhöht die Wirtschaftlichkeit – Mögliche Reduzierung der Investitionskosten durch Skalierungspotenziale der Anlagengrößen bzw. Serienfertigung <p style="text-align: center;"><u>Marktentwicklung und Wettbewerb</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Zunehmender EE-Ausbau und steigende Zeiten des Stromüberschusses bieten Potenziale für höhere Volllaststunden und deutlich geringere Gestehungskosten von Wasserstoff aufgrund zunehmender Stunden mit negativen Strompreisen – Zunehmende Bedeutung des Umweltverbundes in der Mobilität <p style="text-align: center;"><u>Regulatorik</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Stärkere CO₂-Bepreisung vergünstigt Wasserstoff im Verhältnis zu fossilen Energieträgern – Möglichkeit eines Entfallens der Netzentgelte durch einen direkten Anschluss des Elektrolyseurs an ein lokales Kraftwerk – Schaffen von Anreizen durch eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen, v. a. durch eine Senkung verschiedener Bestandteile der Strombezugskosten (Umlagen, Steuern, Abgaben); Bei einer Befreiung von der EEG-Umlage wäre Wasserstoff bei geringen Strombezugskosten konkurrenzfähig gegenüber anderen Kraftstoffen – Anrechenbarkeit von grünem Wasserstoff auf die Biokraftstoffquote würde die Wirtschaftlichkeit steigern – Zukünftig zu erwartende Förderung der Wasserstoffmobilität <p style="text-align: center;"><u>Akzeptanz</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Relativ hohe gesellschaftliche Akzeptanz von Power-to-Gas bzw. der Wasserstoffmobilität – Unsicherheiten bzgl. Explosivität und Brennbarkeit konnten weitestgehend relativiert werden 	<p style="text-align: center;"><u>Technik und Forschung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Gesamte Umsetzung von Planung bis zur Fahrbereitschaft ist zeitaufwändig (ca. 2 Jahre) – Momentan noch häufiger Ausfälle von FCV, sodass Fahrzeuge teilweise redundant vorgehalten werden müssen <p style="text-align: center;"><u>Marktentwicklung und Wettbewerb</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Zurzeit zwei- bis dreifache Preise für Brennstoffzellenbusse im Vergleich zu konventionellen Bussen – Nicht ausreichende Lieferfähigkeit von FCV – Niedriger CO₂-Preis hemmt die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas – Zurzeit gibt es keine attraktiven FCV-Förderungen <p style="text-align: center;"><u>Regulatorik</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Bedarf einer Förderung zur Senkung der Wasserstoffgestehungskosten

Handlungsempfehlungen

Aus Interviews mit aktuellen und zukünftigen Anlagenbetreibern im ÖPNV-Kontext sowie auf Basis der SWOT-Analyse und eigenen Einschätzungen wurden zentrale Hemmnisse des Geschäftsmodells identifiziert und Handlungsempfehlungen an Politik und Praxis formuliert. Dabei war die Leitfrage, wie das Geschäftsmodell in die breitere Umsetzung gebracht werden kann. Die systemische Frage, ob und inwieweit Wasserstoff in dem Anwendungsbereich überhaupt eingesetzt werden sollte, wurde hierbei ausgeblendet (siehe hierzu Abschnitt 4.2.1). Darüber hinaus ist zu beobachten, dass die Umsetzung bestimmter Handlungsempfehlungen in der öffentlichen Debatte bereits diskutiert wird.

Tab. 4.10: Handlungsempfehlungen zum Geschäftsmodell ÖPNV: „Urbane Flottenversorgung“

Quelle: eigene Zusammenstellung

Hemmnis/ Handlungsempfehlung	Akteure (Wer muss handeln?)					Angestrebte Wirkung (Was wird verbessert?)				
	International	EU	Bund	Länder/Regionen	Wirtschaft	Technologie/ Wirksamkeit	Erhöhung Nachfrage	Kostensenkung	Angebot, Investitionsbereitschaft	Abläufe, Verständnis
Fehlende Wirtschaftlichkeit der Produktion durch niedrige Volllaststunden, hohe Investitionskosten und hohe Strompreise										
Strompreisbestandteile (Entgelte, Steuern, Abgaben, Umlagen) für relevante Anlagenbestandteile reformieren (u. a. dynamisieren und progressive Befreiung von Strompreisbestandteilen für Power-to-Gas abschaffen, um Auslastungsdruck zu reduzieren)			x					x	x	
Bezugskosten für fossile Energieträger erhöhen, v. a. über CO ₂ -Preis		x	x					x	x	
Outsourcing von Tankstellenbau und Elektrolyse-Betrieb bei kleinen Nachfragemengen					x			x		
Zusammenschluss zu Nachfragegemeinschaften, um Kosten und Risiken für Infrastrukturen zu verteilen					x		x	x		

Hemmnis/ Handlungsempfehlung	Akteure (Wer muss handeln?)					Angestrebte Wirkung (Was wird verbessert?)				
	International	EU	Bund	Länder/Regionen	Wirtschaft	Technologie/ Wirksamkeit	Erhöhung Nachfrage	Kostensenkung	Angebot, Investi- tionsbereitschaft	Abläufe, Verständnis
FCV-Förderung für ÖPNV aufsetzen; Systemische Vor- und Nachteile von Wasserstoff und Elektromobilität bei ÖPNV-Förderung und -Ausschreibung im Zusammenhang mit dem Einsatzbereich berücksichtigen (z. B. Reichweite)		x	x			x		x	x	
Unsicherheiten in der Projektplanung und geringer Umsetzungsgrad										
Förderung und Umsetzung von Machbarkeitsstudien für potenzielle Projekte; Bereitstellung transparenter Informationen für vielversprechende Einsatzbereiche; Kampagnen			x	x	x		x			x
Professionalisierung der Planungsdienstleistung; realistische Annahmen zu Entwicklungen von Wasserstoff- und Elektromobilität treffen; Planungszeiten verkürzen; Abgleich von Verkehrs- und Stadtplanung vornehmen				x	x				x	x
Umweltbezogene Verschärfung des Vergaberahmens für die Anschaffung neuer Fahrzeuge		x	x	x			x			
Fehlendes Know-how bei Anwendern										
Ausbildungsprogramme zum Umgang mit Wasserstoff und FCV im ÖPNV aufsetzen			x	x	x				x	x
Ausbildungs Kooperationen mit Exportländern, Universitäten und außeruniversitären Forschungseinrichtungen etablieren			x	x	x	x			x	x

Hemmnis/ Handlungsempfehlung	Akteure (Wer muss handeln?)					Angestrebte Wirkung (Was wird verbessert?)				
	International	EU	Bund	Länder/Regionen	Wirtschaft	Technologie/ Wirksamkeit	Erhöhung Nachfrage	Kostensenkung	Angebot, Investi- tionsbereitschaft	Abläufe, Verständnis
FCV nicht umfangreich verfügbar und noch technisch anfällig										
Lieferengpässe bei Bussen beseitigen und Angebot von FCV erhöhen (z. B. über Ausbau von Produktionsstätten oder strategischen Kooperationen)			(x)	(x)	x		x		x	
Technische Verfügbarkeit von FCV erhöhen (F&E); Unterstützung durch Forschungsförderungen					x	x		x	x	

4.3 Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“

4.3.1 Ableitung von prototypischen Geschäftsmodellen

Im Bereich **Regionalversorgung** bietet sich zur Beschreibung von prototypischen Geschäftsmodellen die Unterscheidung nach den Merkmalen des Elektrolyseurstandorts und der Versorgungsaufgabe an. In diesem Sinne werden folgende Modelle vorgeschlagen:

- „Versorgung von Einzelobjekten und Quartieren“: Ziel ist die Versorgung von einzelnen Gebäuden oder ganzen Quartieren mit erneuerbaren Energien. Die EE-Anlagen sind i.d.R. auf den Gebäuden oder in unmittelbarer räumlicher Nähe zu den Gebäuden verortet. Die PtG-Anlage übernimmt in den Konzepten v. a. die Funktion der Energiespeicherung. Eine Methanisierung und die Gasnetzeinspeisung sind optional.
- „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“: der Elektrolyseurstandort richtet sich v. a. nach der erneuerbaren Energiequelle, was häufig Wind onshore Windparks sind. Der Wasserstoff wird optional methanisiert und anschließend ins Erdgasnetz eingespeist, sodass er für vielfältige Versorgungsaufgaben genutzt werden kann. Mit Blick auf der heute dominierenden Verwendung von Erdgas im Wärmesektor ist von einer analogen Verwendung des eingespeisten Wasserstoffs bzw. Methans auszugehen.
- „Regionaler Energiehub“: siehe Abschnitt 4.2.1.

Die Geschäftsmodelle sind in Abb. 4.5 schematisch dargestellt.

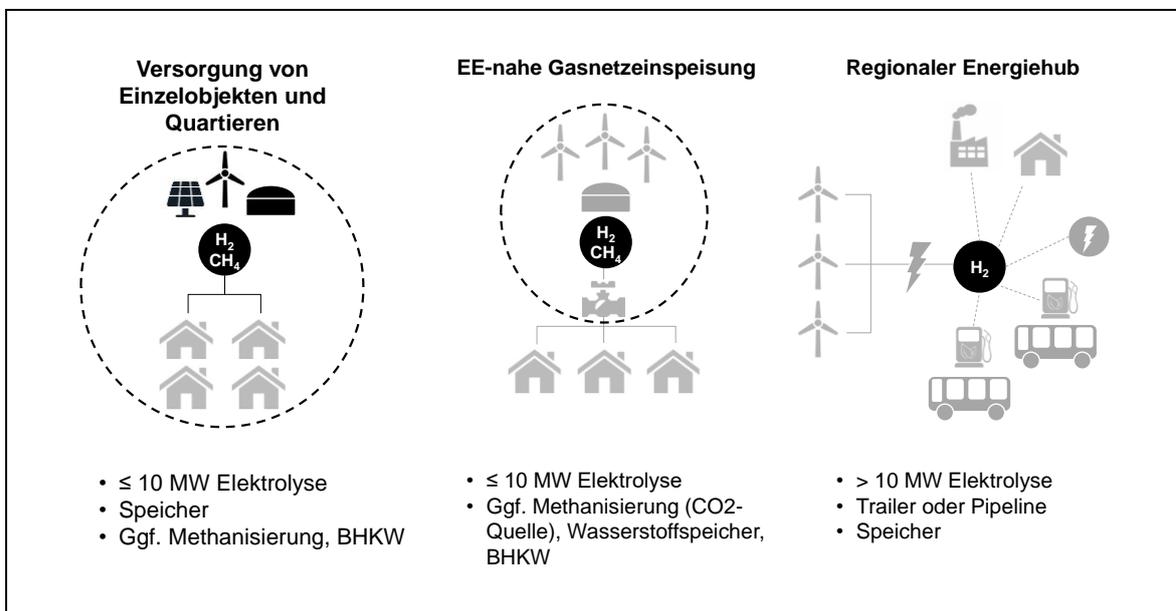


Abb. 4.5: Prototypische Geschäftsmodelle im Bereich Regionalversorgung

Quelle: eigene Darstellung unter Verwendung von Bildern mit Lizenz von Shutterstock.com

Den prototypischen Geschäftsmodellen im Bereich Regionalversorgung werden in Tab. 4.11 Pilotprojekte zugeordnet. Die Zuordnung unterstützt einerseits die Abgrenzung der abgeleiteten Geschäftsmodelle und gibt andererseits einen Hinweis auf die Fokussierung der PtG-Projekte im Bereich der Regionalversorgung. Demnach werden v. a. Projekte geplant oder sind bereits in Betrieb, die dem prototypischen Geschäftsmodell „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“ zuzuordnen sind. Es lassen sich aber auch Projekte zu den übrigen Modellen identifizieren.

Tab. 4.11: Projektbeispiele für prototypische Geschäftsmodelle im Bereich Regionalversorgung

Quelle: eigene Zusammenstellung

„Versorgung von Einzelobjekten und Quartieren“	„EE-nahe Gasnetzeinspeisung“	„Regionaler Energiehub“
<ul style="list-style-type: none"> – Exytron Zero-Emission-Wohnpark – Lok.West – Klimafreundliches Wohnen in Augsburg – BernsteinSee – Energiedorf Lübesse 	<ul style="list-style-type: none"> – Windgas Haßfurt – HPEM2GAS – PtG Falkenhagen – Windgas Haurup – PtG Brunsbüttel – Hybridkraftwerk Prenzlau – Energiepark Mainz 	<ul style="list-style-type: none"> – RefLau, – HydroHubFenne, – Hyways for Future in Verbindung mit HyBit bzw. Metropolregion Nordwesten

Systemische Einordnung

Die Nutzung von synthetischem Wasserstoff und Methan im Wärmesektor wird u. a. aufgrund der hohen Effizienzverluste von der Strombereitstellung bis zur Endenergienutzung, aufgrund der Kosten und wegen vorhandener technischer Alternativen (insbesondere Wärmepumpen) kontrovers diskutiert (siehe z. B. Hornberg et al. 2021). Von der befürwortenden Seite wird eine vergleichsweise einfache Umsetzung von PtG-Projekten in dem Sektor angeführt. Die Energieträger könnten in die bestehenden Gasnetze eingespeist (bei Wasserstoff zumindest teilweise) und mit den vorhandenen Anwendungstechnologien genutzt werden. Zudem sei der Einsatz anderer Technologien nicht überall umsetzbar und volkswirtschaftlich mit höheren Kosten verbunden. Mitunter wird Power-to-Gas im Wärmesektor auch als Alternative zur Sanierung dargestellt (siehe z. B. DVGW 2020).

Die NWS skizziert den Einsatz von Wasserstoff und seinen Folgeprodukten im Wärmebereich in der ferneren Zukunft (nach 2030), nachdem schwer zu defossilisierende Bereiche in der Industrie und im Schwerlastverkehr versorgt werden können. Beschrieben wird aber auch eine grundsätzliche Notwendigkeit für den Einsatz im Wärmesektor: „Auch langfristig wird nach Ausschöpfen der Effizienz- und Elektrifizierungspotenziale bei der Prozesswärmeerstellung oder im Gebäudesektor ein Bedarf an gasförmigen Energieträgern bestehen bleiben. Wasserstoff und seine Folgeprodukte können langfristig auf verschiedene Weise einen Beitrag zur Defossilisierung von Teilen des Wärmemarkts leisten.“ (BMW 2020)

Die Bandbreite von synthetischen Energieträgern im Gebäudebereich bis 2050 unterscheidet sich auch in zentralen Energieszenarien. In den „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ werden in einem Szenario mit direktem Elektrifizierungsfokus keine syn-

thetischen Energieträger in dezentralen Heizungen verbrannt. Stattdessen übernehmen Wärmepumpen die Versorgungsaufgabe. Andere Wärmeerzeuger müssen zum Teil stillgelegt werden. In einem wasserstofffokussierten Szenario werden ca. 190 TWh des Endenergiebedarfs Wärme (ca. 550 TWh) durch PtG-Wasserstoff gedeckt. In einem dritten Szenario kommt stattdessen zu gleichen Mengen PtG-Methan zum Einsatz. Der Markthochlauf von Power-to-Gas müsse in den Szenarien bereits früh starten. In allen Szenarien spielen Wärmepumpen eine zentrale Rolle (Brugger und Mellwig 2021). Der Szenariorahmen 2022 zum Netzentwicklungsplan Gas geht hingegen von einem klaren Bedarf an synthetischen Gasen im Gebäudebereich aus: im Szenario I sind es 138 TWh Methan und 22 TWh Wasserstoff, im Szenario II 101 TWh Methan und 0 TWh Wasserstoff (Mellahn 2021). Die genannten Mengen reihen sich auch in die Bandbreite einer größeren Auswahl von Energieszenarien ein (Wietschel et al. 2021, S. 28).

Die Zahlen und Positionen zeigen, dass die zukünftige Rolle von Power-to-Gas im Wärmebereich noch unklar ist. Andererseits werden bereits heute Projekte zur Versorgung von Privat- und Gewerbekunden umgesetzt. Der häufigste Projekttyp nach dem Modell „EE-nahe Gasnetzversorgung“ wird im Folgenden näher beschrieben.

4.3.2 Geschäftsmodellbeschreibung

Das Geschäftsmodell „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“ umfasst die Produktion und Gasnetzeinspeisung von Wasserstoff oder Methan aus EE-Strom am Standort der Stromerzeugungsanlage sowie den Produktverkauf an Haushalts- und Gewerbekunden für Heizzwecke. Die Vermarktung der Anlage am Regelenergiemarkt ist optional.

Die Informationen zur folgenden Beschreibung und Bewertung des Geschäftsmodells stammen aus drei Interviews mit Pilotanlagenbetreibern und einem Workshop mit sechs Praxisakteuren. Weiterhin wurde Fachliteratur herangezogen und eigene Einschätzungen angestellt.

4.3.2.1 Wertschöpfungsdimension

Die benötigten Ressourcen des Geschäftsmodells umfassen im Wesentlichen den PEM-Elektrolyseur und die chemische Methanisierungseinheit sowie den Zugang zu der dafür benötigten CO₂-Quelle. Die angenommene Umwandlungseffizienz beträgt 72,1 Prozent (heizwertbezogen) für den Folgeprozess (Schmidt et al. 2018, S. 8). Der Schritt der Methanisierung ist dabei optional. Trotz weiterer Effizienzverluste in der Prozesskette können Mengenrestriktion und technische Restriktionen Gründe für die Methanisierung sein (Haumaier et al. 2020).

Für die Dimensionierung des Elektrolyseurs wird eine pauschale Größe von 10 MW_e angenommen, wobei die Größe skalierbar ist und sich grundsätzlich an der Größe und dem Erzeugungsprofil der EE-Quelle orientiert. Die Dimensionierung der Methanisierung ist an den Elektrolyseur gekoppelt und sieht entsprechend der Umwandlungseffizienz eine Anlage mit 5,2 MW Methan-Output vor. Bei den zugrunde gelegten 3.000 Volllaststunden des Elektrolyseurs und der für Deutschland durchschnittlichen Leistungsabgabe von Wind onshore Anlagen in 2018 ist von einem Anschluss

an einen Windpark mit einer Leistung von mind. 48,5 MW auszugehen¹². Eine entsprechende Auslastung ist mit PV-Anlagen aufgrund niedriger Volllaststunden nicht darstellbar. Denkbar ist aber eine kombinierte Versorgung aus Wind- und PV-Anlagen, wobei solche Kombikraftwerke in Deutschland aktuell kaum vorhanden sind (Gerdes et al. 2017).

Aufgrund der eher ländlichen Verortung von erneuerbaren Energiequellen wird für das Geschäftsmodell von einer biogenen CO₂-Quelle (Biogasanlage) ausgegangen, wobei industrielle Punktquellen und die Direktabscheidung aus der Luft (DAC) technisch ebenfalls darstellbar sind. Mit dem spezifischen CO₂-Bedarf aus Tab. 4.12 und der geplanten Anlagenleistung mit 3.000 Volllaststunden werden insgesamt 2.861 t Kohlendioxid pro Jahr für die Methanisierung benötigt.

Mithilfe der Anlagentechnik können insgesamt 30 GWh Strom in 18,2 GWh Wasserstoff oder in 15,5 GWh Methan pro Jahr umgewandelt und ins Erdgasnetz eingespeist werden.

Neben dem stromtechnischen Anschluss an die EE-Quelle ist v. a. der Anschluss an das Gasnetz und die Verfügbarkeit von Wasser sowie ggf. ein Abwasseranschluss wichtig. Für eine Fernsteuerbarkeit z. B. durch externe Partner wird entsprechende Mess-, Steuer- und Regelungstechnik benötigt.

Die zentralen Auslegungsdaten für den Geschäftsmodell-Prototypen sind in Tab. 4.12 aufgeführt.

Tab. 4.12: Technische Dimensionierung und Kennzahlen zum Geschäftsmodell Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“

Quellen: eigene Zusammenstellung

Größe	Wert	Einheit	Quelle
Eingangleistung PEM-Elektrolyseur	10.000	kW _{el}	Eigene Annahme
Ausgangsleistung Methanisierung	5.165	kW _{CH4}	Eigene Berechnung
Umwandlungseffizienz Methanisierung	72,1	%	Schmidt et al. (2018, S. 8)
Lebensdauer Methanisierungsanlage	30	a	Schmidt et al. (2018, S. 8)
CO ₂ -Bedarf	1,84	kg/Nm ³ _{CH4}	Zhang et al. (2017)
Abwasser	1,5	kg/Nm ³ _{CH4}	Zhang et al. (2017)

Über die technischen Infrastrukturen hinaus werden Personal für den Betrieb sowie Wartung und Instandhaltung der Anlagen benötigt. Weiterhin braucht es Marktzugänge für den Absatz der Produkte und ggf. zum Regelenergiemarkt.

¹² In Deutschland waren in 2018 53,3 GW Wind onshore Leistung installiert (Berkhout et al. 2019, S. 7). In 3.000 h lag die Leistungsabgabe oberhalb von 11 GW (Berkhout et al. 2019, S. 26) was 20,6 Prozent der installierten Leistung entspricht. Unter der Annahme, dass die Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs von 10 MW vor der Einspeisung ins öffentliche Netz gedeckt wird, ergibt sich eine notwendige Windparkgröße von mind. 48,5 MW (10 MW / 21 % = 48,5 MW).

4.3.2.2 Nutzendimension

Die Anlage liefert die oben genannten Mengen an grünem Wasserstoff oder grünem Methan. Befinden sich Anlage und Kunden nah beieinander, könnte das Produkt als regionales, grünes Gas vermarktet werden.

Die Gestaltung des final vermarkteten Produkts könnte ein Gasgemisch sein, ähnlich wie es aktuell von Versorgern angeboten wird. Die Haushalts- und Gewerbekunden von Greenpeace Energy erhalten z. B. ein Gasgemisch mit einem PtG-Anteil von 1 %, 10 % Biogas und 89 % Erdgas. Der PtG-Anteil soll mit weiterem Ausbau der Technologie über die Zeit steigen (vgl. Greenpeace Energy eG 2020). Die Privat- und Gewerbekunden nutzen das Gas vorrangig zur Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und für Prozesswärme (Kochen) (AGEB 2020). Die Energiedienstleistungen können dem Anteil an erneuerbarem Gas entsprechend CO₂-neutral erbracht werden.

Optional kann durch den Anlagenbetreiber auch Regelenergie erbracht werden. Um die Grüngaseigenschaften beizubehalten, bietet sich positive Regelenergie an (Lastabwurf). Die Bereitstellung von negativer Regelenergie (Lastzunahme) ist technisch ebenfalls darstellbar (Michaelis et al. 2013). Allerdings bezieht die PtG-Anlage hierbei sowie bei der Bereitstellung von Primärregelenergie Graustrom (Kalis 2019, S. 16), sodass ggf. kein Grüngas produziert wird.

Für den EE-Anlagenbetreiber ergibt sich ggf. der Nutzen, auch über die EEG-Vergütung hinaus seine Anlagen betreiben und vermarkten zu können (siehe Abschnitt 4.3.2.3).

4.3.2.3 Partnerdimension

Zentraler Partner in dem Geschäftsmodell ist der Betreiber der EE-Anlagen, sofern dieser nicht auch der Betreiber der PtG-Anlage ist. Ein Potenzial zur Implementierung von PtG-Prozessen ergibt sich v. a. für solche EE-Anlagen, die nach 20-jähriger Vergütung aus der EEG-Förderung fallen und neue Erlösoptionen finden müssen. PPAs könnten hierbei geeignete Vertragsformate sein, um längerfristige Stromabsätze zu sichern (Fischer et al. 2019 S. 3-8; Hilpert 2018 S. 7).

Die Hersteller des Elektrolyseurs und der Methanisierungseinheit übernehmen neben dem Bau auch die Wartung der PtG-Anlage. Ein weiterer Akteur ist der Betreiber der nahegelegenen Biogasanlage für die CO₂-Belieferung und – im Falle der Einbindung in ein virtuelles Kraftwerk – ein Aggregator, der die PtG-Anlage fernsteuert. Für die Vermarktung des Produktgases an die Privat- und Gewerbekunden bieten sich regionale Versorgungsunternehmen wie Stadtwerke oder überregionale Grüngasvermarkter an.

4.3.2.4 Kundendimension

Die Kundensegmente umfassen kleinere Gasverbraucher wie Privat- und Geschäftskunden, die ans öffentliche Gasnetz angeschlossen sind und das Produkt zum Heizen, zur Warmwasserbereitstellung und als Kochgas verwenden. Aufgrund der Qualität des Produktes (grün und regional) und des höher anzusetzenden Preises (siehe unten) werden analog zu Ökostrom primär Kunden mit einem erhöhten ökologischen Bewusstsein angesprochen (**vgl. Hauser et al. 2019 S. 232-233**). Die Kundenkanäle und -beziehungen entsprechend denen von Gaskleinverbrauchern (siehe Tab. 3.6).

Wird die PtG-Anlage genutzt, um Regelenergie bereitzustellen, ist eine Vermarktung an die ÜNB notwendig. Wenn sich die Anlage in ein Portfolio des Betreibers integriert, bietet sich die direkte

Vermarktung an die ÜNB an. Bei fehlenden Marktzugängen kann die Anlage auch indirekt über einen Aggregator oder ein virtuelles Kraftwerk erfolgen.

4.3.2.5 Finanzdimension

Kostenannahmen

Der Betrachtungszeitraum der Kostenberechnung beträgt 20 Jahre. Kosten für die Wiederbeschaffung von Komponenten werden dabei berücksichtigt. Die Annahmen zu den Investitionskosten und den operativen Kosten des Elektrolyseurs basieren auf den zentralen Annahmen (siehe Abschnitt 4.1). Zusätzliche Investitionskosten des Geschäftsmodells entstehen durch den optionalen Methanisierungsreaktor. Die Kostenannahmen sind in Tab. 4.13 dargestellt.

Tab. 4.13: Kapitalgebundene Kosten für das Geschäftsmodell Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“

Kostenposition	Spez. Kosten 2018	Spez. Kosten 2030	Einheit	Quelle
Methanisierungsreaktor	666	488	€/kW _{CH4}	Böhm et al. (2018)

Die gesamten Investitionskosten des Elektrolyseurs belaufen sich 2018 auf 14 Mio. €. Die Methanisierungseinheit verursacht weitere Investitionsbedarfe von 10,5 Mio. €. Für die Ersatzinvestitionen kommen annuitätische Kosten von 0,1 Mio. €/a hinzu. Der Investitionsbedarf in 2030 reduziert sich auf 8,1 Mio. € (Elektrolyseur) bzw. 7,7 Mio. € (Methanisierung). Die spezifischen Betriebskosten des Geschäftsmodells sind in Tab. 4.14 aufgeführt. Weitere Kosten für Dienstleistungsverträge (z. B. mit Aggregatoren o. Ä.) werden aufgrund fehlender Datenbasis nicht berücksichtigt.

Tab. 4.14: Betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten für das Geschäftsmodell Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“

Kostenposition	Kosten 2018, 2030	Einheit	Quelle
Betriebsgebundene Kosten			
O&M Methanisierung	3,0	%/a der Investitionssumme	Drünert et al. (2019)
Verbrauchsgebundene Kosten			
Elektrizität (Eigenverbrauch)	0,0816	€/kWh	Eigene Annahme auf Basis von Wilms et al. (2018)
Abwasserbehandlung	0,53	€/m ³	Drünert et al. (2019)
Kohlenstoffdioxid aus Biogasaufbereitung (2018/2030)	50/30	€/t	Basierend auf Böhm et al. (2018, S. 10)

Wie für das Geschäftsmodell „Urbane Flottenversorgung“ wird hier ein Bezugspreis von 5,4 ct/kWh bei einer auf 12 Jahre festgelegten Vertragslaufzeit über einen PPA angesetzt. Der Wert für die EEG-Umlage wird auch hier mit 6,9 ct/kWh für 2018 angenommen. Im Eigenverbrauchsfall reduziert sich die Umlage auf 40 Prozent (§61b EEG). Tritt §69b des novellierten EEG 2021 in Kraft, entfällt die EEG-Umlage komplett. Ebenso entfallen wegen der Direktleitung die Konzessionsabgabe von 0,11 ct/kWh sowie die netzentgeltgekoppelten Abgaben (Wilms et al. 2018). Liegt kein Eigenverbrauch vor, beträgt die Stromsteuer 1,5 ct/kWh. Bei Eigenverbrauch entfällt die Steuer (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG).

Daraus ergeben sich Strompreise von 8,16 ct/kWh (Eigenverbrauch) bzw. 13,8 ct/kWh (kein Eigenverbrauch) für 2018. Für die Berechnung der Gestehungskosten wird vom Eigenverbrauchsfall ausgegangen. Mit den Sensitivitätsrechnungen ($\pm 50\%$ des Ausgangsstrompreises) ist ebenfalls rechnerisch der Fall abgedeckt, dass die EEG-Umlage komplett entfiel. Der Startwert gilt ebenfalls für die Kostenberechnung 2030. In Verbindung mit dem Stromverbrauch der Anlage ergeben sich jährliche Stromkosten von 2,5 Mio. €.

Mit dem erwarteten Rückgang der EEG-Umlage auf 4,4 ct/kWh und einem erhöhten Festpreis von 6,81 ct/kWh bis 2030 (siehe Abschnitt 4.2.2.5) können Preise von 6,81 ct/kWh (Eigenverbrauch mit vollständiger Umlagenbefreiung nach §69b EEG) bzw. 8,31 ct/kWh (kein Eigenverbrauch) perspektivisch abgeschätzt werden. Aufgrund der unsicheren Entwicklung der Strompreisbestandteile und für eine bessere Vergleichbarkeit der Gestehungskosten werden die Betriebskosten für 2018 und 2030 aber konstant gehalten (siehe Abschnitt 4.2.2.5).

Gestehungskosten¹³

Die Gestehungskosten werden ins Verhältnis zu den heute verfügbaren, gasförmigen Benchmarks gestellt: Erdgas und Biomethan. Für den Erdgaspreis werden Angaben zum Großhandelspreis aus BNetzA und BKartA (2021) übernommen sowie aus Preisprognosen nach Hecking et al. (2018). Die Annahme zum zusätzlich zu entrichtenden CO₂-Preis (nEHS) beläuft sich auf 150 €/t Kohlendioxid (siehe Tab. 4.4). Die Preisangabe zum Biomethan stammt aus Reinholz und Völler (2019). Die Bandbreite deckt die langfristigen Einkaufspreise für abfall-, gülle- und NawaRo-basiertes Biomethan in 2018/19 ab. Synthetisches Methan, Erdgas und Biomethan sind aufgrund ihrer chemischen Ähnlichkeiten am ehesten vergleichbar. Ein energiebezogener Vergleich zu Wasserstoff bietet sich aber dennoch an. Einerseits, weil Wasserstoff in bestimmten Mengen ins Netz beigemischt werden kann und andererseits werden die Mehrkosten von PtG-Methan gegenüber der reinen Wasserstoffherstellung deutlich.

Unter den gegebenen Annahmen belaufen sich die Gestehungskosten für PtG-Wasserstoff auf 216 €/MWh und für PtG-Methan auf 343 €/MWh in 2018. Im Vergleich dazu beträgt der Großhandelspreis für Erdgas, der als Referenz dient, lediglich 24 €/MWh. Der Preis von Biomethan liegt in einer Bandbreite von 65 bis 86 €/MWh (siehe Abschnitt 3.1.5).

¹³ Für ein einheitliches Vorgehen und für die bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse über die Geschäftsmodelle hinweg werden die Kostenangaben bezogen auf den unteren Heizwert dargestellt. Üblicher ist im Wärmebereich die Kostendarstellung bezogen auf den oberen Heizwert bzw. Brennwert.

Die größten Kostenfaktoren sind die kapitalgebundenen Kosten (32 % Wasserstoff, 37 % Methan), die sich aus den Investitionskosten und Ersatzinvestitionen zusammensetzen, sowie die verbrauchsgebundenen Kosten (63 % Wasserstoff bzw. 49 % Methan), die überwiegend durch die Strombezugskosten bestimmt werden. Die betriebsgebundenen Kosten machen 5 bzw. 14 Prozent der Gesteungskosten aus.

Durch Verringerung der Investitionskosten und eine längere Stacklebensdauer fallen die Gesteungskosten bis 2030 auf 177 €/MWh (-18 %) für PtG-Wasserstoff und auf 273 €/MWh (-20 %) für PtG-Methan. Im Vergleich zum angenommenen Erdgaspreis von 61 €/MWh bleiben die Kosten trotz eingeführter CO₂-Bepreisung um ein Vielfaches höher. Auch im Verhältnis zum Biomethan sind die Kosten mindestens doppelt so hoch.

Aufgrund der fallenden Investitionskosten und den konstanten Strombezugskosten verschieben sich die Anteile an der Kostenstruktur. Die betriebsgebundenen Kosten sind mit 76 Prozent Wasserstoff bzw. 60 Prozent Methan die größten Kostenpunkte nach den kapitalgebundenen Kosten (20 % Wasserstoff bzw. 28 % Methan, siehe Abb. 4.6).

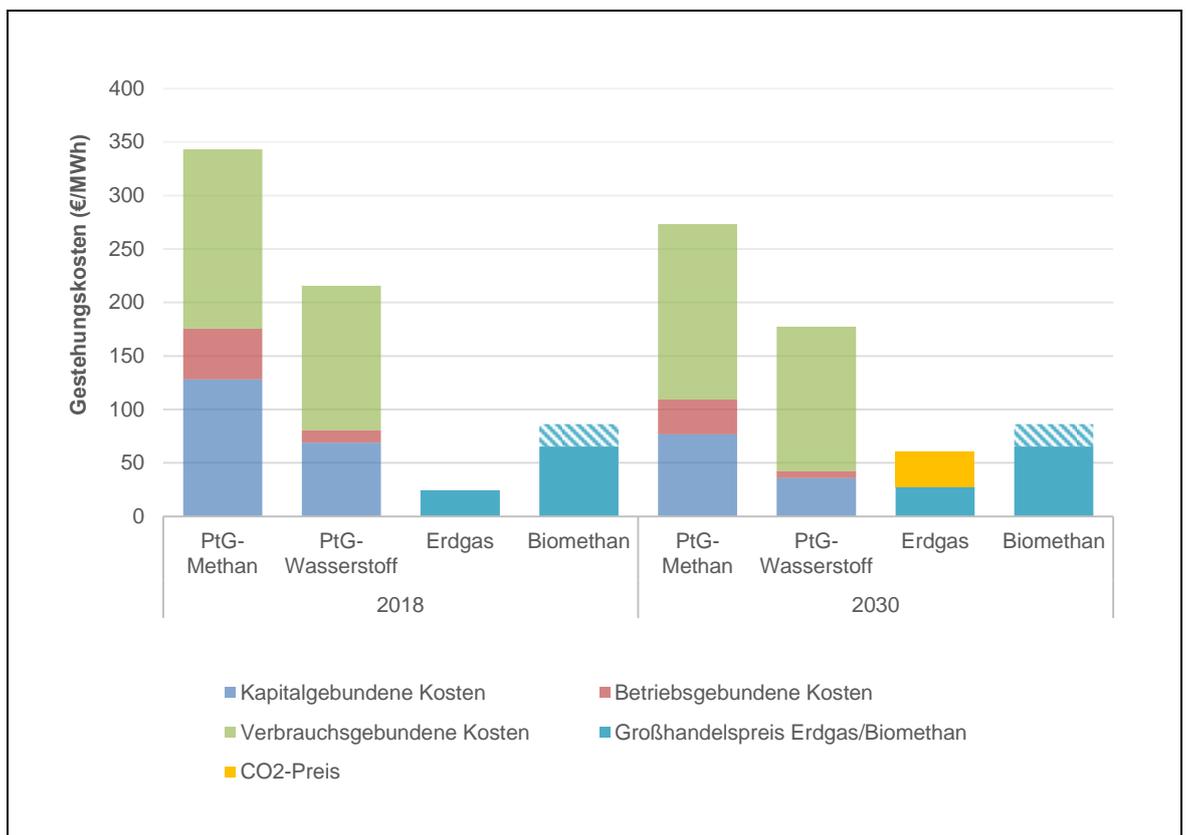


Abb. 4.6: Gesteungskosten für PtG-Wasserstoff und PtG-Methan im Geschäftsmodell Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“

Quelle: eigene Darstellung

Sensitivitätsanalyse der Gestehungskosten (2030)

Die Parameter Strompreis, Mischkalkulationszinssatz, Investitionskosten des Elektrolyseurs und Volllaststunden wurden um ± 50 Prozent variiert. Der Stromverbrauch des Elektrolyseurs wird um ± 20 Prozent variiert, wobei die Variation v. a. Unsicherheiten in Bezug auf technische Entwicklungen berücksichtigen soll.

Gemessen am Anstieg der Kurven haben Stromverbrauch, Strompreis und Volllaststunden den stärksten Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten in dem Geschäftsmodell (siehe Abb. 4.7). Der Einfluss wird im Folgenden nochmals verdeutlicht:

- Eine Verringerung des Stromverbrauchs der Elektrolyse um 20 Prozent senkt die Gestehungskosten auf 142 €/MWh,
- Eine Verringerung des Strompreises um 50 Prozent senkt die Gestehungskosten auf 110 €/MWh,
- Eine Erhöhung der Volllaststunden um 50 Prozent senkt die Gestehungskosten auf 163 €/MWh.

Der Strompreis hat demnach das größte Kostensenkungspotenzial. Aus der Analyse ist aber auch ersichtlich, dass die Kostenlücke zu Erdgas und Biomethan durch keine Einzelmaßnahmen geschlossen werden kann. Vielmehr braucht es neben einer Strompreissenkung eine parallele Erhöhung der Volllaststunden und/oder einen höheren Erdgaspreis. Gleichzeitig besteht das Risiko, dass sich die Kostenparameter ungünstiger als angenommen entwickeln.

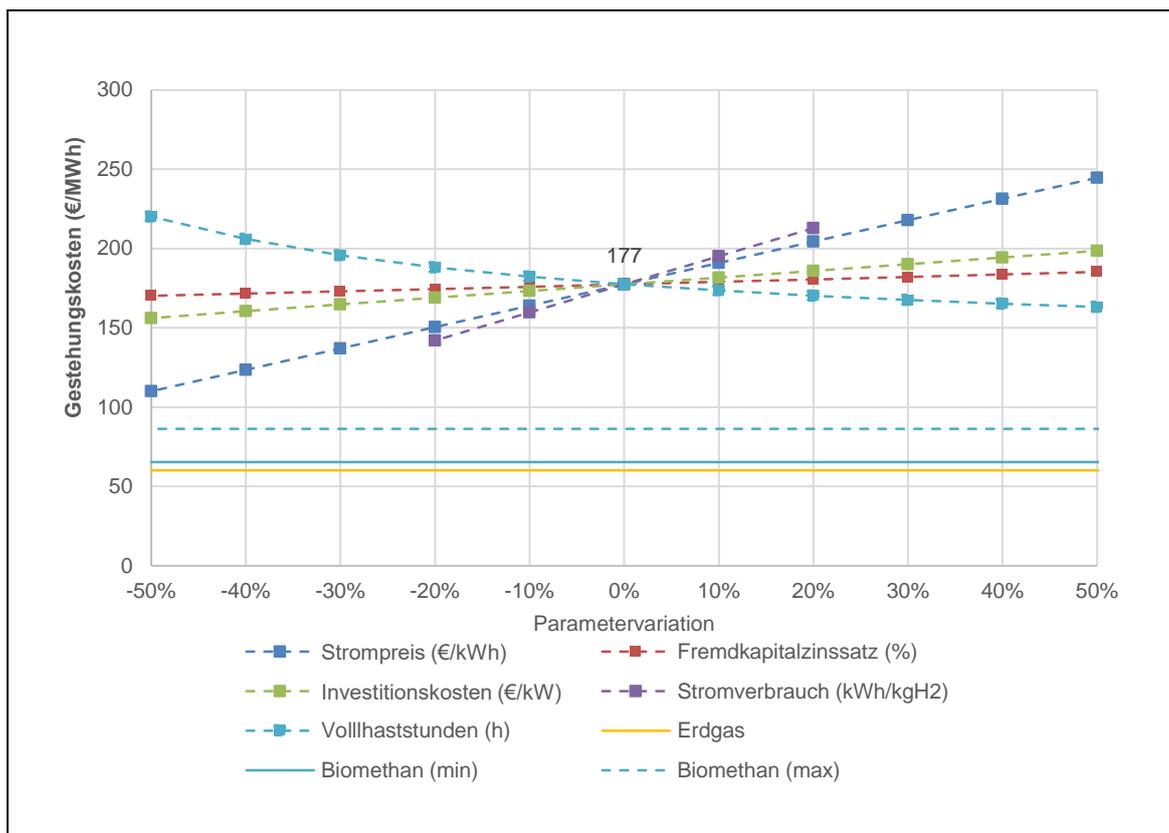


Abb. 4.7: Sensitivitätsanalyse der Gesteungskosten (2030) für das Geschäftsmodell Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“

Quelle: eigene Darstellung

Einnahmen

Beim Kundensegment der Gaskleinverbraucher stellen standardisierte Tarife die primären Einnahmequellen für die Versorger dar (siehe Tab. 3.6). Aufgrund der vergleichsweise hohen Gesteungskosten und ggf. weiterer enthaltener Förderbeiträge sind die Tarife höher als typische Erdgasstarife (Premiumprodukt).

Weitere Einnahmen können sich aus der Vermarktung von Regelenergie ergeben (siehe Abschnitt 3.1.5).

4.3.2.6 Zusammenfassung

Abb. 4.8 fasst die wesentlichen Aspekte des PtG-Geschäftsmodelles Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“ in Form des BMC zusammen. Die Kostenstruktur bezieht sich auf das Jahr 2030.

Partner	Aktivitäten	Nutzenversprechen	Kundenbeziehungen	Kundensegmente
<ul style="list-style-type: none"> - Grünstromversorger vor Ort - Technologiehersteller (Bau und Wartung) - Biogasanlagenbetreiber (Kohlenstoffdioxidversorgung) - Vermarkter an Endkunden - (BKM, ggf. Stadtwerk oder Aggregator) 	<ul style="list-style-type: none"> - Elektrolyse (3000 Volllaststunden) - Methanisierung - Gasnetzeinspeisung - (Flexibles Fahren der Anlage) 	<ul style="list-style-type: none"> - (Regionales) Grünes Gas (21,5 GWh Wasserstoff oder 17,2 GWh Methan) - Gasgemisch - EE-Anlagenauslastung über EEG-Phase hinaus - (Regelenergie) 	<ul style="list-style-type: none"> - Mittel- bis langfristig 	<ul style="list-style-type: none"> - Privat- und Geschäftskunden - (ÜNB)
	<p style="text-align: center;">Ressourcen</p> <ul style="list-style-type: none"> - 10 MW PEM-Elektrolyseur - 5,7 MW chem. Methanisierungsanlage - Anschlüsse (Strom, Wasser, Erdgasnetz) - Fachpersonal für Elektrolysebetrieb und -wartung 		<p style="text-align: center;">Kanäle</p> <ul style="list-style-type: none"> - Werbung und Sponsoring, Kampagnen - Vergleichsportale - Webseite, Kundenportal und App - Call-center 	
Kostenstruktur (2030)		Einnahmequellen		
<ul style="list-style-type: none"> - CAPEX (in Mio. €): Elektrolyseur (8,1), Methanisierung (7,7) - OPEX (in Mio. €/a): Reine Elektrolyse – Strom (2,5), Wasser (0,01), Wartung und Instandhaltung (0,1); mit Methanisierung – Kohlenstoffdioxid (0,09), Abwasser (0,001), Wartung und Instandhaltung (0,4) - Gestehungskosten: 177 €/MWh Wasserstoff bzw. 273 €/MWh Methan 		<ul style="list-style-type: none"> - Gasverkauf - (Regelenergie) 		

Abb. 4.8: BMC zum Geschäftsmodell Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“

Quelle: eigene Darstellung

4.3.3 Bewertung und Handlungsempfehlungen

Die Bewertung des Geschäftsmodells erfolgt in Form einer SWOT-Analyse in Tab. 4.15. Maßgeblicher Input für die Analyse sind Expertinnen- und Experten-Interviews, ein Workshop mit Industrieakteuren sowie ergänzende Angaben aus der Literatur und eigene Einschätzungen.

Während eine wesentliche Stärke des Geschäftsmodells in der einfachen Umsetzbarkeit (ähnlich zu Biomethananlagen) im Vergleich zu anderen Geschäftsmodellbereichen liegt, liegen Schwächen und Risiken in der kontroversen Diskussion über Power-to-Gas im Wärmesektor und der Rolle von womöglich besseren technischen Alternativen, insbesondere in Form von Wärmepumpen. Damit verbunden ist auch die Frage nach den notwendigen PtG-Mengen, die in Zukunft im Wärmesektor benötigt werden. Infrastrukturbetreiber stellen außerdem die Unsicherheit bei der Entwicklung der technischen Rahmenbedingungen als zentrales Hemmnis dar. Dennoch können sich mit den zunehmend aus der EEG-Vergütung fallenden EE-Anlagen sowie durch die perspektivische Zunahme an Stunden mit einem EE-Überangebot angebotsseitig Chancen für einen Betrieb im Rahmen der Regionalversorgung ergeben. Weiteres Hemmnis sind die Gestehungskosten. Die Volllaststunden bleiben zu niedrig und die Stromkosten zu hoch, um eine Kostenparität mit Erdgas und Biomethan zu erreichen (siehe oben). Einsatzmöglichkeiten für die Methanisierung könnten sich durch die mitunter schnell ausgereizten Wasserstofftoleranzen in den Gasnetzen ergeben.

Tab. 4.15: SWOT-Analyse zum Geschäftsmodell Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“

Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis von Interviews mit Expertinnen und Experten sowie Reuter et al. (2017), Schenuit et al. (2016), Breyer et al. (2015), Steinmüller et al. (2014), Tichler et al. (2014), Fischer et al. (2019), Hilpert (2018), NOW (2018)

Stärken	Schwächen
<p style="text-align: center;"><u>Kunden</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Potenziell höhere Zahlungsbereitschaft der Kunden für erneuerbare Gasprodukte <p style="text-align: center;"><u>Wertschöpfung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Einfache technische Umsetzung von PtG-Projekten bei Einspeisung ins Gasnetz <p style="text-align: center;"><u>Finanzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Potenzielle Vermeidung von CO₂-Kosten durch Nutzung vorhandener Quellen wie bspw. Biomasse- oder Kläranlagen – Zusätzliche Einnahmen durch Vermarktung von Nebenprodukten möglich <p style="text-align: center;"><u>Nutzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Entlastung der Stromnetze durch eine erzeugungsnahe Standorterfassung – Vernetzung der Akteure durch bereits vorhandene Gasnetzinfrastruktur – Keine Mengenbegrenzung bei Einspeisung von Methan in das Gasnetz – Nutzung des Gasnetzes als (saisonale) Speicheroption sowie Potenziale zur Refinanzierung in Zeiten sinkender Gasnachfrage – Optionale Bereitstellung von Regelenergie – Klimaneutrale Wärmeversorgung für Bereiche ohne Einsatzmöglichkeit von Wärmepumpen (z. B. denkmalgeschützte Gebäude) <p style="text-align: center;"><u>Partner</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Ggf. Know-how über Technik und Abläufe der Netzinfrastruktur bei Partnern vorhanden (bspw. Stadtwerken) 	<p style="text-align: center;"><u>Kunden</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Abwesenheit eines Wasserstoffmarktes bedingt langfristige bilaterale Beziehungen <p style="text-align: center;"><u>Wertschöpfung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Erhebliche Wirkungsgradverluste bei Methanisierung und Rückverstromung – falls vorgesehen – führen zu geringer Wirtschaftlichkeit – Optimierung des dynamischen Elektrolyse-Betriebs bzgl. des fluktuierenden Stromangebotes EE stellt im Unterschied zu einem konstanten Netzbezug eine technische Herausforderung dar <p style="text-align: center;"><u>Finanzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Hohe Gestehungskosten für Wasserstoff und Methan gegenüber etablierten Gasprodukten – Ggf. notwendige Wasserstoffnachreinigung bei Netzentnahme ist kostenintensiv – Fehlende Wirtschaftlichkeit aufgrund von geringer Zahlungsbereitschaft und hohen Gestehungskosten für Wasserstoff und Methan, woraus der Bedarf einer Förderung resultiert <p style="text-align: center;"><u>Nutzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Bestehen von festen Obergrenzen für die direkte Einspeisung von Wasserstoff, die auch z. T. erreicht werden – Problematiken bei Endgeräten, die eine geringere Wasserstofftoleranz als das Gasnetz aufweisen (bspw. Glashütten) – Fehlende Wertschätzung der Reinheit bei Wasserstoff als Erdgassubstitut <p style="text-align: center;"><u>Partner</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Höhere Standort- und Partnerabhängigkeit im Fall der Methanisierung aufgrund notwendiger CO₂-Quelle

Chancen/Treiber	Risiken / Hemmnisse
<p style="text-align: center;"><u>Technik und Forschung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Mögliche Reduzierung der Investitionskosten durch Skalierungspotenziale der Anlagengrößen bzw. Serienfertigung – Steigende Wasserstofftoleranzen im Erdgasnetz – Realisierung von Optimierungspotenzialen bei Einspeiseanlagen und evtl. notwendigen Zwischenspeichern <p style="text-align: center;"><u>Marktentwicklungen und Wettbewerb</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Zunehmender EE-Ausbau und steigende Zeiten des Stromüberschusses bieten Potenziale für höhere Volllaststunden und deutlich geringere Gestehungskosten von Wasserstoff aufgrund zunehmender Stunden mit negativen Strompreisen – Mögliche Anschlusskonzepte für steigende Zahl an Post-EEG-Anlagen, bspw. mithilfe von PPAs <p style="text-align: center;"><u>Regulatorik</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Schaffen von Anreizen durch eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen, v. a. durch eine Senkung verschiedener Bestandteile der Strombezugskosten (Umlagen, Steuern, Abgaben) ermöglicht eine Senkung der OPEX – Stärkere Bepreisung von Externalitäten, hauptsächlich von Kohlenstoffdioxid – Möglichkeit eines Entfallens der Netzentgelte durch einen direkten Anschluss des Elektrolyseurs an ein lokales Kraftwerk <p style="text-align: center;"><u>Akzeptanz</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Verlagerung des Energietransportes vom Stromnetz auf das Gasnetz und damit einhergehende Reduzierung des Stromnetzausbaubedarfs – Günstige Voraussetzungen aufgrund hoher Bereitschaft für Förderungen und Investitionen sowie eines bestehenden politischen Gestaltungswillens – Speichermöglichkeit von Überschussstrom aus fluktuierenden EE 	<p style="text-align: center;"><u>Technik und Forschung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Verfügbarkeit von CO₂-Quellen stellt in entlegenen Gebieten eine Herausforderung dar <p style="text-align: center;"><u>Marktentwicklungen und Wettbewerb</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Niedriger CO₂-Preis hemmt die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas – Konkurrenzsituation zu anderen PtG-Abnehmern, bspw. höhere Zahlungsbereitschaft bei Mobilitätsanbieter – Fehlende Anreize zum Bau von Elektrolyseuren aufgrund voraussichtlich fallender Technologiekosten in der Zukunft – Priorisierung von Industrie und Verkehr bei Förderungen <p style="text-align: center;"><u>Regulatorik</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Insgesamt kritische Rahmenbedingungen, unter denen zurzeit keine Wirtschaftlichkeit gegeben ist <p style="text-align: center;"><u>Akzeptanz</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Produktion, Beimischung und Einsatz von Wasserstoff für Niedertemperaturwärme wird kontrovers diskutiert – Unsicherheiten bzgl. zukünftiger Entwicklungen des Wasserstoffsektors, des Strompreises und der Verfügbarkeit von CO₂-Quellen hemmen die Investitionsbereitschaft – Ungewissheit bzgl. langfristiger Etablierung eines eigenen flächendeckenden Wasserstoffnetzes

Handlungsempfehlungen

Die Identifizierung von zentralen Hemmnissen und die Ableitung von Handlungsempfehlungen basieren auf direkten Aussagen von Praxisakteuren (Interviews mit Pilotanlagenbetreibern und einem Workshop mit Vertreterinnen und Vertretern von Unternehmen und Verbänden), der SWOT-Analyse und eigenen Einschätzungen. Die Empfehlungen richten sich an Akteure aus Politik und Praxis. Leitfrage für die Empfehlungen war, wie das Geschäftsmodell in die breitere Umsetzung gebracht werden kann. Die systemische Relevanz des Einsatzbereiches wurde hierbei nicht berücksichtigt (siehe hierzu Abschnitt 4.3.1). Bestimmte Handlungsempfehlungen werden mitunter bereits umgesetzt oder öffentlich diskutiert.

Tab. 4.16: Handlungsempfehlungen zum Geschäftsmodell Regionalversorgung: „EE-nahe Gasnetzeinspeisung“

Quelle: eigene Zusammenstellung

Hemmnis/ Handlungsempfehlung	Akteure (Wer muss handeln?)					Angestrebte Wirkung (Was wird verbessert?)				
	International	EU	Bund	Länder/Regionen	Wirtschaft	Technologie/ Wirksamkeit	Erhöhung Nachfrage	Kostensenkung	Angebot, Investitionsbereitschaft	Abläufe, Verständnis
Fehlende Wirtschaftlichkeit der Produktion durch niedrige Volllaststunden, hohe Investitionskosten und hohe Strompreise										
Strompreisbestandteile (Entgelte, Steuern, Abgaben, Umlagen) für relevante Anlagenbestandteile reformieren (u. a. dynamisieren und progressive Befreiung von Strompreisbestandteilen für Power-to-Gas abschaffen, um auslastungsdruck zu reduzieren)			x					x	x	
Bezugskosten für fossile Energieträger erhöhen, v. a. über CO ₂ -Preis		x	x					x	x	
Hürden für kleine Anlagen bei BImSchG ¹⁴ -Genehmigung niedriger legen, wie bei anderen Anlagentypen auch			x					x	x	

¹⁴ Bundes-Immissionsschutzgesetz

Hemmnis/ Handlungsempfehlung	Akteure (Wer muss handeln?)					Angestrebte Wirkung (Was wird verbessert?)				
	International	EU	Bund	Länder/Regionen	Wirtschaft	Technologie/ Wirksamkeit	Erhöhung Nachfrage	Kostensenkung	Angebot, Investi- tionsbereitschaft	Abläufe, Verständnis
Synergien und Kooperationsmöglichkeiten mit anderen kommunalen Akteuren ausloten (Abwasseraufbereitung, Abfallbehandlung, Abfallsammlung, Nah- und Fernwärmeversorgung)				x	x	x	x	x	x	
Bau von Hybridkraftwerken (PV und Wind) zur Erhöhung der Volllaststunden; Abbau der entsprechenden Hemmnisse			x		x			x	x	
Ungewissheit über die technischen Rahmenbedingungen										
Umlegbarkeit der Wasserstoffkosten für Netzbetreiber klären			x			x				
Regeln für geordnete Umstellung von kompletten Netzen auf Wasserstoff erarbeiten			x			x				
Richtlinien für Fahrzeugtanks als kritische Infrastruktur für die Wasserstoffbeimischung klären			x			x				
Kompensation von OPEX-Mehrkosten bei sensiblen Verbrauchern, falls Anpassung der Gasqualität in Folge von Wasserstoffbeimischungen notwendig werden			x			x				
Forschung zur Wasserstoffverträglichkeit sensibler Verbraucher						x				
Unklare Rolle von Wasserstoff/Methan in der Wärmeversorgung und damit verbundener Infrastrukturen										
Bereitstellung von unabhängigen und leicht zugänglichen Studien und Strategien zur Relevanz von synthetischem Wasserstoff und Methan in der Wärmeversorgung			x			x			x	

Hemmnis/ Handlungsempfehlung	Akteure (Wer muss handeln?)					Angestrebte Wirkung (Was wird verbessert?)				
	International	EU	Bund	Länder/Regionen	Wirtschaft	Technologie/ Wirksamkeit	Erhöhung Nachfrage	Kostensenkung	Angebot, Investi- tionssbereitschaft	Abläufe, Verständnis
Unabhängige Ermittlung des Gas- netzausbaubedarfes			x			x				
Analyse von geeigneten Standor- ten von Elektrolyseuren			x		x	x				
Rolle von Wasserstoff/syntheti- schem Methan in kommunalen Wärme-strategien/-planungen ex- plizit adressieren						x				

4.4 Industrie: „Onsite Make“

4.4.1 Ableitung von prototypischen Geschäftsmodellen

Trotz unterschiedlicher Industriezweige haben Akteure aus dem Chemie- und Stahlbereich ähnliche Ansprüche an die Wasserstoffversorgung: u. a. vergleichsweise hohe Mengen, eine hohe Reinheit und der Bedarf einer kontinuierlichen Versorgung. Die Aufgabe kann unterschiedlich in Geschäftsmodellen realisiert werden. Aus Sicht der Autorin und des Autors können als Unterscheidungsmerkmale der Elektrolyseur-Standort (und die damit verbundenen benötigten Infrastrukturen) und die Art der Arbeitsteilung zwischen Anlagenbetrieb und Produktnutzung herangezogen werden, sodass folgende prototypische Geschäftsmodelle vorgeschlagen werden (für eine schematische Darstellung siehe Abb. 4.8):

- „Onsite Make“: in dem Modell wird der wasserstoffnutzende Industrieakteur selbst investiv tätig und betreibt die PtG-Anlage nach der Errichtung selbst. Dabei befindet sich die Anlage auf dem Gelände des Akteurs, sodass keine längeren Wasserstoffleitungen installiert werden müssen. Voraussetzung ist eine verhältnismäßig hohe Anschlussleistung ans Stromnetz oder ein größerer Park von EE-Anlagen mit unmittelbarem Anschluss an den Elektrolyseur.
- „Onsite Buy“: das Modell ist technisch identisch zu „Onsite Make“. Der Unterschied ist v. a. organisatorischer Natur. Im Fall von „Onsite Buy“ übernimmt ein externes, spezialisiertes Unternehmen die Investition in die PtG-Anlage und den Betrieb. Dies setzt eine lange Vertragsdauer zwischen den Unternehmen und somit eine hohe Kundenbindung für den Betreiber voraus.
- „Offsite Buy“: in diesem Fall ist der Elektrolyseur nicht räumlich beim Industrieakteur verortet. Zur Lieferung des Wasserstoffs an den Kunden sind zusätzliche Infrastrukturen notwendig wie ein Wasserstoffnetz, eine einzelne Wasserstoffpipeline oder Trailer zur Belieferung über die

Straße oder Schienen. Organisatorisch bedeutet das für den Anlagenbetreiber ggf. weitere Partner für den Transport und Vertrieb einzuspannen.

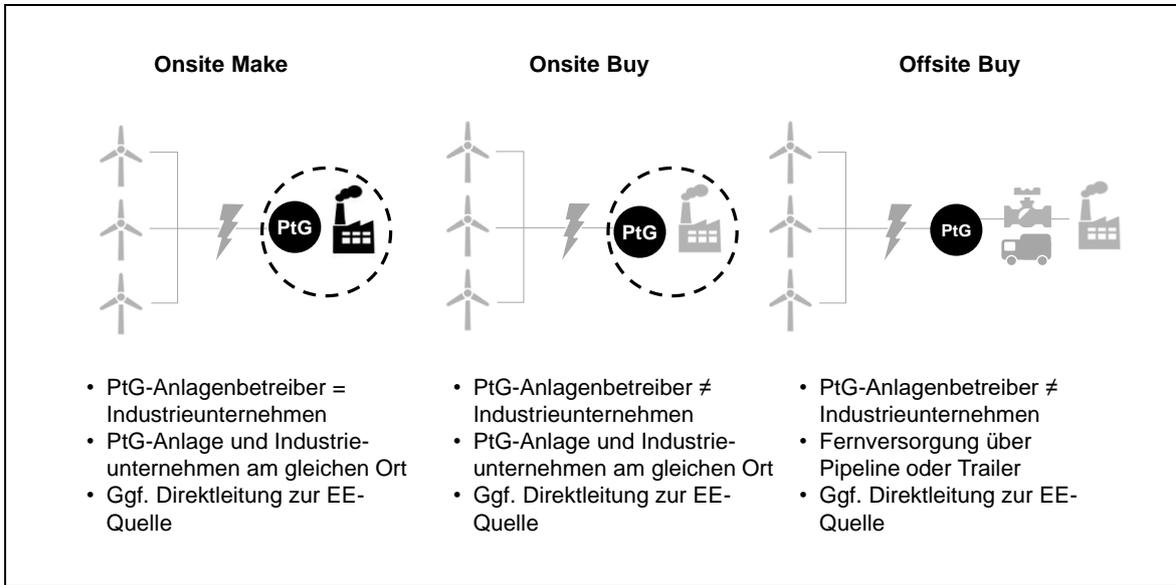


Abb. 4.9: Prototypische Geschäftsmodelle im Bereich Industrierversorgung

Quelle: eigene Darstellung unter Verwendung von Bildern mit Lizenz von Shutterstock.com

Den prototypischen Geschäftsmodellen im Bereich Industrierversorgung werden in Tab. 4.17 Pilotprojekte aus Deutschland zugeordnet. Die Verteilung der Projekte auf die Modelle konzentriert sich auf die Konzepte „Onsite Make“ und „Offsite Buy“. Für das Modell „Onsite Buy“ sind zurzeit keine Pilotprojekte identifizierbar, es ist aber zu erwarten, dass bei zunehmender Spezialisierung von Projektierern und Anlagenbetreibern entsprechende Modelle auftreten. In Teilen ist das Modell schon beim Energiepark Mainz und bei WindH2 zu beobachten, wo die Linde AG lediglich Peripherie-Anlagen (u. a. für Reinigung, Verdichtung, Speicherung, Abfüllung und Distribution von Wasserstoff) am Standort des Elektrolyseurs operiert.

Tab. 4.17: Projektbeispiele für prototypische Geschäftsmodelle im Bereich Industrierversorgung

Quelle: eigene Zusammenstellung

„Onsite Make“	„Onsite Buy“	„Offsite Buy“
<ul style="list-style-type: none"> – Carbon2Chem – WindH2 – Refhyne – Regelflexible Elektrolyse-Anlage 	<ul style="list-style-type: none"> – Keine Pilotprojekte vorhanden 	<ul style="list-style-type: none"> – SW Mainz – RefLau – Energiepark Bad Lauchstädt – GreenHydroChem – HydroHub Fenne – HyBit – ReWest100

Systemische Einordnung

Aufgrund fehlender Defossilisierungsalternativen werden Industriebereiche wie die Stahlherstellung und die Chemieproduktion sowohl von der Politik (siehe BMWi 2020; BMU 2020) als auch von anderen Akteuren wie der Wirtschaft (Geres et al. 2019; Wirtschaftsvereinigung Stahl 2021) und politischen Beratungsgremien (Hornberg et al. 2021; Nationaler Wasserstoffrat 2021) als wichtige Abnehmer für Wasserstoff diskutiert. Die Bedarfe für Wasserstoff und Folgeprodukte in 2050 reichen in zentralen Energieszenarien von 0 bis ca. 260 TWh (stofflich) und zusätzlich 0 bis ca. 290 TWh (energetisch) (Wietschel et al. 2021, S. 25). Im Vergleich zu den Sektoren Wärme und Verkehr ist der potenzielle Bedarf hier deutlich höher. In Verbindung mit den industriellen Wasserstoffbedarfen wird häufig die Notwendigkeit von Energieträgerimporten diskutiert. Trotz der vergleichsweise hohen Wasserstoffmengen, die der Sektor benötigen wird und den damit verbundenen Importbedarfen, wird mitunter der Bedarf gesehen, Elektrolysekapazitäten für die Industrierversorgung in Deutschland aufzubauen (siehe z. B. BMWi 2020).

Im folgenden Abschnitt wird das prototypische Geschäftsmodell „Onsite Make“ vertieft diskutiert. Unterschiede zum Modell „Onsite Buy“ ergeben sich im Wesentlichen in der Partner- und Kundendimension sowie bei den Gestehungskosten im Fall von „Offsite Buy“. In Letzterem kommen für den Abnehmer Kosten für den Wasserstofftransport zu den Gestehungskosten hinzu. Auf die Unterschiede der übrigen Modelle im Vergleich zum Modell „Onsite Make“ wird an den entsprechenden Stellen kurz eingegangen.

4.4.2 Geschäftsmodellbeschreibung

Das Geschäftsmodell „Onsite Make“ umfasst die großskalige Produktion und Vor-Ort-Nutzung von Wasserstoff durch einen Industrieakteur wie z. B. einen Stahl- oder Chemieproduzenten. Das Nebenprodukt Sauerstoff kann optional genutzt werden. Optional ist auch die Installation von Wasserstoff- und Sauerstoffspeichern, um den Anlagenbetrieb bzw. die Produktabnahme flexibler zu gestalten. Aufgrund der Elektrolyseurgröße bietet sich auch die Erbringung von Systemdienstleistungen wie der Regelenergie an. Ebenfalls denkbar ist die Nutzung der anfallenden Niedertemperaturwärme im Industriebetrieb oder für die Beheizung von Gebäuden. Weil die Abwärmenutzung hohe Voraussetzungen an Mengen, Anschlusskonzentration und Infrastrukturen stellt, wird der Fall aber als eher untypisch eingeschätzt und nicht weiter vertieft.

Die Informationen zur folgenden Beschreibung und Bewertung des Geschäftsmodells stammen aus fünf Interviews mit Pilotanlagenbetreibern und einem Workshop mit sechs Praxisakteuren. Weiterhin wurde Fachliteratur herangezogen und eigene Einschätzungen angestellt.

4.4.2.1 Wertschöpfungsdimension

Für das Geschäftsmodell zur Eigenherstellung des Wasserstoffs wird ein PEM-Elektrolyseur benötigt. Um die vergleichsweise großen Energiebedarfe von Industrieakteuren zu decken, wird die Größe pauschal mit 50 MW_{el} angenommen. Mit Blick auf die täglichen Energiebedarfe von Stahl- und Chemiefabriken und unter Berücksichtigung der angekündigten Pilotprojektgrößen können auch Elektrolyseure mit deutlich mehr Leistung erwartet werden.

Hinzu kommt ein optionaler Wasserstoffspeicher, um die Unabhängigkeit der Wasserstoffversorgung zu erhöhen. Für eine optionale Sauerstoffnutzung benötigt der Betreiber ebenfalls einen ent-

sprechenden Speicher. Die optionalen Speicher werden derart dimensioniert, dass eine zwölfstündige, von der Elektrolyse unabhängige Wasser- und Sauerstoffversorgung der Fabrik, gewährleistet ist. Die Größe basiert auf einer Annahme nach van Leeuwen und Mulder (2018), die angeben, dass die Speichergröße für Wasserstoff grundsätzlich vom Anlagendesign und der Nutzung des Wasserstoffs abhängt. In ihrem untersuchten Fallbeispiel ist die Speichergröße willkürlich gewählt (van Leeuwen und Mulder 2018). In dem oben erwähnten Workshop mit Industrieakteuren wurde die Annahme nicht kritisch kommentiert. Für die quantitative Bewertung der Variante mit Speichern sind außerdem die dafür notwendigen Energiebedarfe zu berücksichtigen.

Die zentralen Auslegungsdaten für den Geschäftsmodell-Prototypen sind in Tab. 4.18 aufgeführt.

Tab. 4.18: Technische Dimensionierung und Kennzahlen zum Geschäftsmodell Industrie: „Onsite Make“

Quellen: Eigene Zusammenstellung

Parameter	Wert	Einheit	Quelle
Eingangsleistung PEM-Elektrolyseur	50	MW _{el}	Eigene Annahme
Kapazität Wasserstoffspeicher (12 h)	10,9	t _{H2}	Basierend auf van Leeuwen und Mulder (2018), eigene Berechnung
Energieaufwand Wasserstoffspeicherung	2,2	kWh _{el} /kg _{H2}	Nguyen et al. (2019)
Kapazität Sauerstoffspeicher (12 h)	86,5	t _{O2}	Eigene Berechnung
Energieaufwand Sauerstoffspeicherung	315,9	kWh _{el} /kg _{O2}	Hanak et al. (2017)
Lebensdauer Wasserstoff- und Sauerstoffspeicher	20	a	Eigene Annahme

Über den Elektrolyseur werden insgesamt 150 GWh Strom in 2.727,3 t_{H2} bzw. 90,9 GWh_{H2} pro Jahr umgewandelt. Zusätzlich verbrauchen die Speicher- und Abscheidungsmodule für Wasserstoff bzw. Sauerstoff weitere 13,5 GWh Strom in der Geschäftsmodellvariante. In der Variante werden außerdem 21.790,9 t_{O2} pro Jahr bereitgestellt.

Neben dem stromtechnischen Anschluss an die EE-Quelle bzw. ans Stromnetz sind Gasleitungen auf dem Betriebsgelände notwendig. Darüber hinaus ist die Versorgung mit Wasser zu gewährleisten, wofür ggf. eine eigene Wasseraufbereitungsanlage in Frage kommt. Weiterhin wird geschultes Fachpersonal für Betrieb und Wartung der Anlagen benötigt.

4.4.2.2 Nutzendimension

Bei den angenommenen Volllaststunden liefert die PtG-Anlage dem Industriebetrieb die oben genannten Mengen grünen Wasserstoff sowie optional Sauerstoff. Der Wasserstoff kann genutzt werden, um Grundstoffe wie Rohstahl oder Grundstoffchemikalien weniger CO₂-intensiv bzw. CO₂-neutral herzustellen (Geres et al. 2019; Otto et al. 2017). Sauerstoff wird unter anderem in verschiedenen Stahlherstellungsprozessen genutzt (Otto et al. 2017).

Unter Berücksichtigung der prozessbedingten und rechtlichen Einschränkungen in Bezug auf die Grüngaseigenschaften kann über die PtG-Anlagen auch Regelenergie bereitgestellt werden (siehe Abschnitt 3.1.5).

4.4.2.3 Partnerdimension

Der benötigte EE-Strom ist aufgrund der hohen Leistungskonzentration (50 MW_{el} oder höher) voraussichtlich aus dem Netz zu beziehen. In Frage kommen v. a. Wind onshore und offshore Anlagen. Wind onshore Kapazitäten können ggf. auch fabriknah mit Direktanschluss errichtet werden. Für den Strombezug können langfristige, direkte Stromlieferverträge abgeschlossen werden, welche auch die grüne Eigenschaft des Stroms sicherstellen.

Der Hersteller des Elektrolyseurs übernimmt Bau und Wartung der PtG-Anlage. Gleiches gilt für die Hersteller der optionalen Speicher. Denkbar ist auch ein externer Betrieb der Speicher durch spezialisierte Unternehmen.

Wird auch der Elektrolyse-Betrieb von einem externen Unternehmen übernommen, entspricht das Konzept dem Geschäftsmodell „Onsite Buy“. Wird der Wasserstoff darüber hinaus per Pipeline oder Trailer angeliefert kann vom Modell „Offsite Buy“ ausgegangen werden, in dem zusätzliche Transportkosten anfallen.

4.4.2.4 Kundendimension

Im Geschäftsmodell „Onsite Make“ sind die Kunden prinzipiell deckungsgleich mit den Kunden konventioneller Grundstoffhersteller. Die Kunden stellen keine energiewirtschaftlichen Akteure, sondern weiterverarbeitende Betriebe der Grundstoffe dar, sodass in Bezug auf die Segmente, Beziehungen, Kanäle und auch Einnahmemöglichkeiten auf die jeweiligen Marktspezifika zu achten ist.

In der Geschäftsmodellvariante „Onsite Buy“ sind die Kunden des Anlagenbetreibers die Industrieunternehmen, auf deren Betriebsgelände die PtG-Anlage errichtet wurde. Kundekanäle, -beziehungen und Einnahmen orientieren sich in dem Fall an den Eigenschaften von Gasgroßverbrauchern (siehe Tab. 3.6).

Stellt die Anlage außerdem Regelenergie bereit, sind die ÜNB ein weiteres Kundensegment (siehe Tab. 3.6).

4.4.2.5 Finanzdimension

Kostenannahmen

Der Betrachtungszeitraum der Kostenberechnung beträgt 20 Jahre. Kosten für die Wiederbeschaffung von Komponenten werden dabei berücksichtigt. Die Annahmen zu den Investitionskosten und den operativen Kosten des Elektrolyseurs basieren auf den zentralen Annahmen (siehe Abschnitt 4.1). Darüber hinaus fallen in der Variante mit Wasserstoff- und Sauerstoffspeicherung entsprechende zusätzliche Kosten an. Die Kostenannahmen zu den Investitionen sind in Tab. 4.19 dargestellt. Die Annahmen zu den Betriebskosten sind in Tab. 4.20 dokumentiert.

Tab. 4.19: Kapitalgebundene Kosten für das Geschäftsmodell Industrie: „Onsite Make“

Parameter	Wert 2018	Wert 2030	Einheit	Quelle
Wasserstoff-druckspeicher	250	250	€/kg _{H2}	Basierend auf Görner und Lindenberger (2018)
Sauerstoff-speicher	250	250	€/m ³ _{O2}	Basierend auf Hu et al. (2013), eigene Annahme

In der Geschäftsmodellvariante ohne Wasserstoff- und Sauerstoffspeicherung belaufen sich die gesamten Investitionskosten in 2018 auf 70,0 Mio. €. Hinzu kommen annuitätische Ersatzinvestitionen von 0,6 Mio. €/a. Einziger Kostenfaktor ist dabei der Elektrolyseur. In der Variante mit Speicherung steigen die Investitionen um 2,7 Mio. € exkl. Ersatzinvestitionen. Für das Jahr 2030 liegt das Investitionsniveau bei 40,5 Mio. € für den Elektrolyseur. Aufgrund der gestiegenen Stacklebensdauer sind keine Ersatzinvestitionen nötig. Durch Wasserstoff- und Sauerstoffspeicher steigen die Investitionskosten um 2,7 Mio. €.

Mit den Investitionskosten verbunden sind die betriebsgebundenen Kosten. Diese belaufen sich auf 1,1 Mio. €/a für den Elektrolyseur und auf 0,1 Mio. €/a für die Speicher in 2018. In 2030 fallen die Werte auf 0,6 bzw. 0,1 Mio. €/a.

Tab. 4.20: Betriebs- und verbrauchsgebundene für das Geschäftsmodell Industrie: „Onsite Make“

Parameter	Wert 2018, 2030	Einheit	Quelle
Betriebsgebundene Kosten			
O&M Wasserstoff-druckspeicher	2,0	%/a der Investitionssumme	Basierend auf Görner und Lindenberger (2018)
O&M Sauerstoff-speicher	1,5	%/a der Investitionssumme	Basierend auf van Leeuwen und Mulder (2018)
Verbrauchsgebundene Kosten			
Elektrizität	0,0614	€/kWh	Eigene Annahme basierend auf Wilms et al. (2018)
Sauerstoff (vermiedene Bezugskosten)	60	€/t _{O2}	Geres et al. (2019)

Für die Strombeschaffung wird analog zu den prototypischen Geschäftsmodellen in den anderen Versorgungsbereichen von einem Langfristvertrag mit einem Bezugspreis von 5,4 ct/kWh in 2018 ausgegangen. Mit Netzbezug ergeben sich folgende Kostenpunkte: Die EEG-Umlage ist für bestimmte produzierende Unternehmen reduziert. Für ein Unternehmen aus Anlage 4 EEG 2017 liegt die EEG-Umlage entsprechend der Höhe des Stromverbrauchs bei 0,15 ct/kWh. Die Stromsteuer entfällt für Unternehmen des produzierenden Gewerbes (§ 9a StromStG). Die Konzessionsabgabe

entfällt ebenfalls, sofern der Grenzpreis (§ 2 Abs. 4 KAV) unterschritten wird. Unter dieser Annahme reduzieren sich die netzentgeltgekoppelten Abgaben von 0,7 ct/kWh auf 0,59 ct/kWh. Die Netzentgelte selbst entfielen 2018 für Elektrolyseur-Strom (§ 118 Abs. 6 S. 7 EnWG). Damit ergibt sich ein Strompreis von 6,14 ct/kWh für das Jahr 2018. Der Preis gilt ebenfalls als Ausgangswert für die Berechnung zum Jahr 2030.

Im Verhältnis dazu steigt der Preis für die reine Strombeschaffung bis 2030 laut aktueller Prognosen voraussichtlich auf 6,81 ct/kWh (siehe Abschnitt 3.1.5). Mit der prognostizierten EEG-Umlage von 4,4 ct/kWh in 2030 berechnet sich der reduzierte Umlagen-Wert zu 0,09 ct/kWh. Die resultierenden Stromkosten liegen damit bei 7,49 ct/kWh für das Jahr 2030.

Unter der Annahme des Eigenverbrauchs des produzierten Sauerstoffs in der Variante mit Nebenproduktnutzung werden vermiedene Kosten gutgeschrieben, welche die Wasserstoffgestehungskosten senken. Zentraler Parameter ist dabei der Sauerstoffpreis. Hierzu liegen zwei Bezugspunkte vor: Geres et al. (2019) nehmen Sauerstofferlöse in der Chemieindustrie von 20 €/t an; auf Basis statistischer Daten zum deutschen Außenhandel lassen sich Ein- und Ausführpreise für Sauerstoff von ca. 75-120 €/t ableiten (Eurostat 2021b). Als Startpunkt wird daher ein mittlerer Wert von 60 €/t gewählt, der in der Sensitivitätsanalyse als zusätzlicher Parameter um ±50 Prozent variiert wird.

Die verbrauchsgebundenen Kosten liegen in beiden Betrachtungsjahren bei 9,2 Mio. €/a für den Stromverbrauch des Elektrolyseurs und bei 0,03 Mio. €/a für den Wasserverbrauch. Der Stromverbrauch für die Speicher erhöht den Wert um 0,8 Mio. €/a. Die vermiedenen Bezugskosten für den Sauerstoff betragen 1,3 Mio. €/a.

Gestehungskosten

Als Benchmark für den Kostenvergleich werden die Gestehungskosten für blauen Wasserstoff nach Matthes et al. (2020) herangezogen. Blauer Wasserstoff wird wie grauer Wasserstoff mithilfe der Dampfreformierung aus Erdgas hergestellt. Das entstehende Kohlendioxid wird zu ca. 90 Prozent aufgefangen und unterirdisch gespeichert (Matthes et al. 2020). Der produzierte Wasserstoff gilt damit als weitestgehend klimaneutral. Dennoch bestehen Herausforderungen: u. a. diffuse Methanemissionen in der Erdgaswertschöpfungskette sowie Aspekte der Sicherheit, Kosten und Akzeptanz für die geologische Speicherung und den damit verbundenen Infrastrukturaufwand (Matthes et al. 2020, S. 49 f.).

Der zugrunde gelegte Erdgaspreis beträgt 24 €/MWh (heizwertbezogen) für 2018 (BNetzA und BKartA 2021, S. 411) und befindet sich auch 2030 auf diesem Niveau €/MWh (auf Basis von Hecking et al. 2018). Der CO₂-Preis (EU ETS) wird mit 15 €/t Kohlendioxid (2018) und 50 €/t Kohlendioxid (2030) angenommen (siehe Tab. 4.4). Hinzu kommen Kosten für einen innereuropäischen Transport von 0,75 €/kg Wasserstoff (Matthes et al. 2020, S. 49 f.).

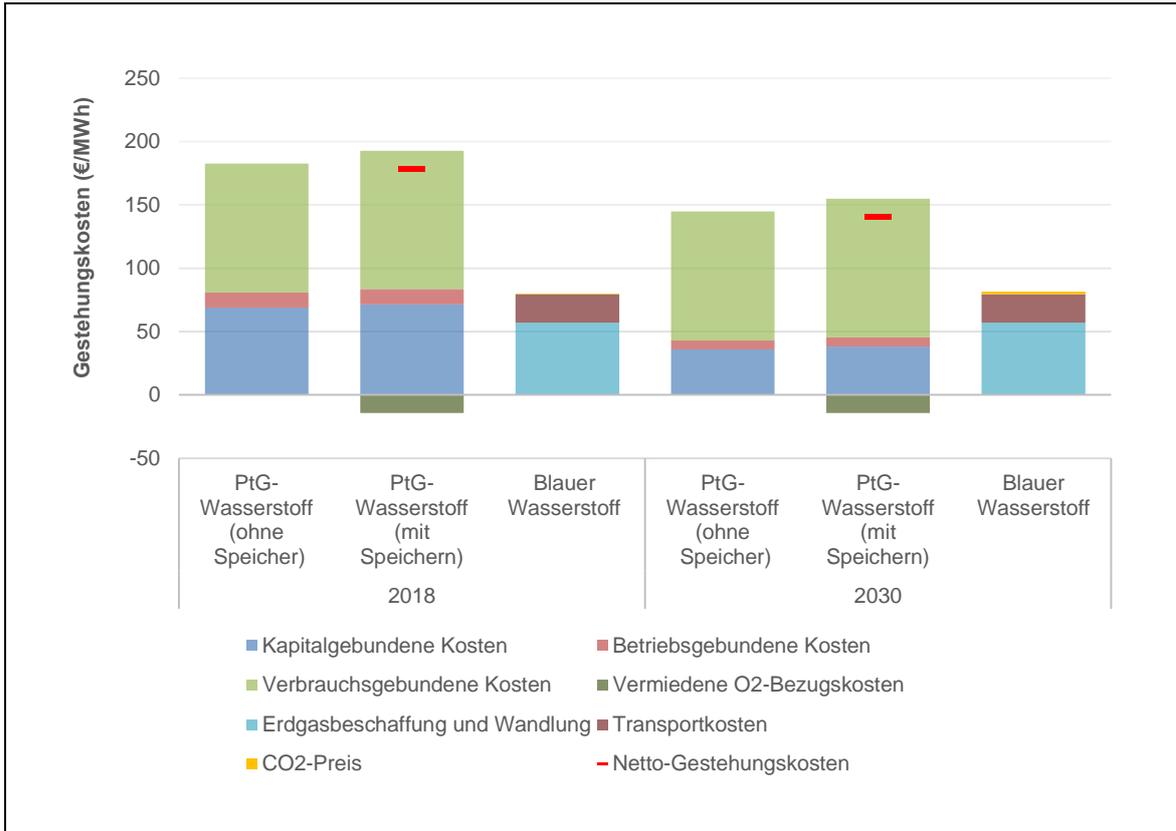


Abb. 4.10: Gesteuerungskosten für PtG-Wasserstoff im Geschäftsmodell Industrie: „On-site Make“

Quelle: eigene Darstellung

Unter den gegebenen Annahmen belaufen sich die Gesteuerungskosten für PtG-Wasserstoff im Fall ohne Speicher auf 183 €/MWh in 2018 (siehe Abb. 4.10). In der Variante mit Wasserstoff- und Sauerstoffspeicher liegt der Nettowert bei 178 €/MWh (brutto bei 193 €/MWh). Im Vergleich dazu beträgt der Preis für blauen Wasserstoff lediglich 80 €/MWh.

Die kapitalgebundenen Kosten machen 38 Prozent (ohne Speicher) und 37 Prozent (mit Speicher, relative Angabe bezieht sich auf den Bruttowert) der Gesteuerungskosten aus. Der PEM-Elektrolyseur hat den größten Anteil an den kapitalgebundenen Kosten. Die verbrauchsgebundenen Kosten decken 56 bzw. 57 Prozent der Gesteuerungskosten. Die betriebsgebundenen Kosten machen 7 bzw. 6 Prozent der Gesteuerungskosten aus. In der Variante mit Speichern senken die vermiedenen Sauerstoffbezugskosten die Brutto-Wasserstoffgesteuerungskosten um 7 Prozent.

Durch Verringerung der Investitionskosten und eine längere Stacklebensdauer fallen die Gesteuerungskosten bis 2030 auf 145 €/MWh ohne Speicher (-21 %) und auf 140 €/MWh mit Speichern (-21 %). Damit ist und bleibt die Variante mit Speichern und Sauerstoffnutzung günstiger als die Variante ohne Speicher. Im Vergleich zu den angenommenen Kosten für blauen Wasserstoff von 82 €/MWh bleiben die Kosten trotz eingeführter CO₂-Bepreisung um mindestens 72 Prozent höher.

Aufgrund der fallenden Investitionskosten und den konstanten Strombezugskosten verschieben sich die Anteile an der Kostenstruktur. Die kapitalgebundenen Kosten machen in beiden PtG-Vari-

anten 25 Prozent aus, die verbrauchsgebundenen Kosten 70 bis 71 Prozent. Die betriebsgebundenen Kosten liegen bei 5 Prozent. In der Option mit Speichern werden die Brutto-Gestehungskosten um 9 Prozent durch den vermiedenen Sauerstoffbezug gesenkt.

Sensitivitätsanalyse 2030

Die Parameter Strompreis, Mischkalkulationszinssatz, Investitionskosten des Elektrolyseurs, Volllaststunden und vermiedene Bezugskosten für Sauerstoff wurden um ± 50 Prozent variiert. Der Stromverbrauch des Elektrolyseurs wird um ± 20 Prozent variiert, wobei die Variation v. a. Unsicherheiten in Bezug auf technische Entwicklungen berücksichtigen soll.

Gemessen am Anstieg der Kurven haben Stromverbrauch, Strompreis und Volllaststunden den stärksten Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten in dem Geschäftsmodell (siehe Abb. 4.11). Der Einfluss wird im Folgenden nochmals verdeutlicht, wobei auch auf die Sauerstoffkosten eingegangen wird:

- Eine Verringerung des Stromverbrauchs der Elektrolyse um 20 Prozent senkt die Gestehungskosten auf 111 €/MWh,
- Eine Verringerung des Strompreises um 50 Prozent senkt die Gestehungskosten auf 86 €/MWh,
- Eine Erhöhung der Volllaststunden um 50 Prozent senkt die Gestehungskosten auf 125 €/MWh,
- Eine Erhöhung der vermiedenen Bezugskosten von Sauerstoff um 50 Prozent senkt die Gestehungskosten auf 136 €/MWh.

Die Analyse zeigt, dass die Lücke zu den Kosten von blauem Wasserstoff durch die Verringerung des Strompreises nahezu geschlossen werden kann. Dennoch ist die Wahrscheinlichkeit einer solchen Kostenreduktion fraglich, sodass es einer Kombination aus Maßnahmen bedarf, welche die Kostenlücke schließen, auch weil sich einzelne Parameter ungünstiger als angenommen entwickeln können.

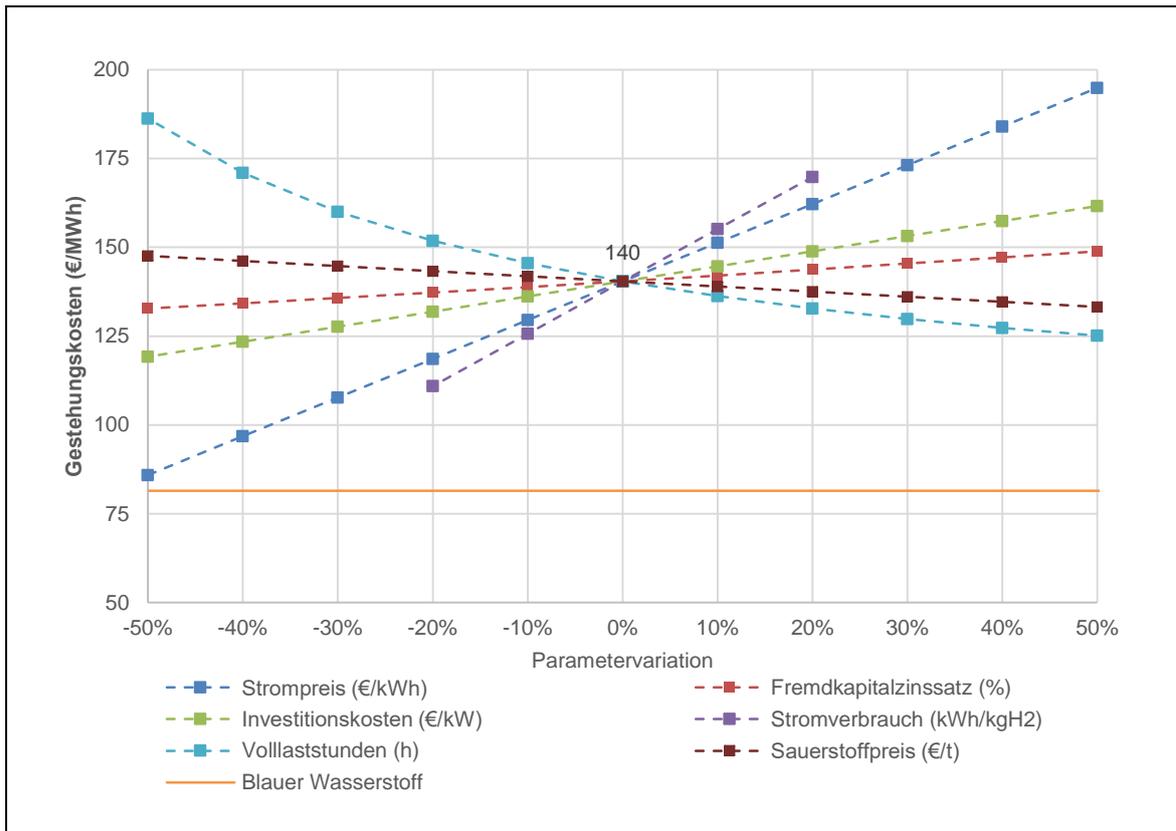


Abb. 4.11: Sensitivitätsanalyse der Gestehungskosten (2030) für das Geschäftsmodell Industrie: „Onsite Make“

Quelle: eigene Darstellung

Einnahmen

Die primären Einnahmen des Industrieakteurs ergeben sich aus dem Verkauf der Grundstoffe (z. B. Stahl, Chemie etc.), die zur Weiterverarbeitung vorgesehen sind. Hierbei handelt es sich mitunter um internationale Märkte, auf denen die Grundstoffe großflächig verfügbar sind.

Aufgrund der höheren Energieträgerkosten von grünem Wasserstoff im Vergleich zu grauem oder blauem Wasserstoff und der ggf. anfallenden Investitionskosten für neu zu errichtende Produktionsanlagen (z. B. Direktreduktionsanlagen im Stahlbereich) fallen die Preise für die „grünen“ Grundstoffe höher aus. Mehrere Interviewpartner gaben an, dass aktuell keine höhere Zahlungsbereitschaft für grüne Grundstoffe zu beobachten ist. Das stellt eine Herausforderung für die Vermarktung der Produkte dar. Um diesem Markthemmnis für Power-to-Gas im Industriebereich zu begegnen, werden verschiedene politische Instrumente diskutiert (z. B. Carbon Contracts for Difference, Border Tax Adjustment, Nachfragequoten, Labels (siehe BMWi 2020, S. 21 f.; Lösch et al. 2020)).

4.4.2.6 Zusammenfassung

Die zentralen Elemente des Geschäftsmodells „Onsite Make“ werden in Form des BMC in Abb. 4.12 zusammengefasst.

Partner	Aktivitäten	Nutzenversprechen	Kundenbeziehungen	Kundensegmente
<ul style="list-style-type: none"> - Grünstromversorger (über öffentliches Netz) - Technologiehersteller (Bau und Wartung) - (BKM, ggf. Stadtwerk oder Aggregator) 	<ul style="list-style-type: none"> - Elektrolyse (3000 Volllaststunden) - (Wasserstoffspeicherung) - (Sauerstoffbereitstellung) 	<ul style="list-style-type: none"> - 2.727 t bzw. 91 GWh grüner Wasserstoff als Edukt für Grünes Industrieprodukt (Stahl, Chemie etc.) - Senkung der THG von Industrieprodukten - (Sauerstoff) - (Regelenergie) 	<ul style="list-style-type: none"> - Langfristige Beziehung über bilaterale Verträge - Starke Verflechtung der Leistungsketten - Ggf. gesellschaftsrechtliche Kooperationen 	<ul style="list-style-type: none"> - Wasserstoffeigennutzung - (Sauerstoffeigennutzung) - (ÜNB)
	Ressourcen		Kanäle	
	<ul style="list-style-type: none"> - 50 MW PEM-Elektrolyseur - Anschlüsse (Strom, Wasser, ggf. Sauerstoff) - (12h-Wasserstoffspeicher) - (12h-Sauerstoffspeicher) - Fachpersonal für Elektrolysebetrieb 		<ul style="list-style-type: none"> - Institutionalisierte, direkte und indirekte Kontakte, Key Accounting 	
Kostenstruktur (2030)		Einnahmequellen		
<ul style="list-style-type: none"> - CAPEX (in Mio. €): Elektrolyseur (40,5); optional – Wasserstoffspeicher (2,7), Sauerstoffspeicher (0,02) - OPEX (in Mio. €/a): Elektrolyse – Strom (9,2), Wasser (0,03), O&M (0,6); optional Wasserstoffspeicher – Strom (0,4), O&M (0,05), optional Sauerstoffspeicher – Strom (0,3), O&M (0,0) - Gestehungskosten (ohne Speicher): 145 €/MWh - Gestehungskosten (mit Speichern): 140 €/MWh 		<ul style="list-style-type: none"> - Produktverkauf - (Vermiedener Sauerstoffeinkauf (60 €/t)) - (Regelenergie) 		

Abb. 4.12: BMC zum Geschäftsmodell Industrie: „Onsite Make“

Quelle: eigene Darstellung

4.4.3 Bewertung und Handlungsempfehlungen

Eine Bewertung des Geschäftsmodells erfolgt in Form einer SWOT-Analyse in Tab. 4.21. Maßgeblicher Input für die Analyse sind Expertinnen- und Experten-Interviews, ein Workshop mit Industrieakteuren sowie ergänzende Angaben aus der Literatur und eigene Einschätzungen.

Im Verhältnis zu den übrigen PtG-Geschäftsmodellen sticht die Abhängigkeit vom internationalen Handel der Industrieprodukte als eigenständiger und kritischer Punkt hervor. Die Gefahr des Carbon Leakage, also die CO₂-intensivere Industrieproduktion im Ausland ist hier zu betonen. Hinzu stellen sich in dem Geschäftsmodell aufgrund der hohen Leistungskonzentration des Elektrolyseurs technische Herausforderungen bezogen auf die Anforderungen an die Stromnetzinfrastruktur dar. Sollen Nebenprodukte genutzt werden, weiten sich die Anforderungen an die Infrastrukturen und auch die damit verbundenen Risiken weiter aus. Gleichzeitig kann die Nutzung von Sauerstoff die Gestehungskosten des Wasserstoffs reduzieren oder zumindest stützen. Im Industriekontext sind bei der Einführung von Power-to-Gas zusätzlich die langen Investitionszyklen bei nachgelagerten Prozessen wie in der Stahl- und Chemieproduktion zu berücksichtigen. Unklar ist auch, inwieweit die notwendigen EE-Ressourcen für eine großskalige, nationale Wasserstoffproduktion im

Industriebereich vorhanden sind. Die Kombination aus fehlendem Know-how, hohen Investitionssummen und einem unsicheren wirtschaftlichen und regulatorischen Umfeld wirkt sich negativ auf die Umsetzung von PtG-Projekten aus.

Die Attraktivität steigt, wenn sich insbesondere die betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investition und Betrieb der Anlage ändern (Investitionskosten, Strompreis, Förderungen) und sich gleichzeitig der wettbewerbliche Kontext (Nachfrage, Zahlungsbereitschaft der Kunden, CO₂-Bepreisung von importierten Produkten) verbessert.

Tab. 4.21: SWOT-Analyse zum Geschäftsmodell Industrie: „Onsite Make“

Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis von Interviews mit Expertinnen und Experten sowie Erdmann et al. (2018), Steinmüller et al. (2014), Schenuit et al. (2016), Breyer et al. (2015), NOW (2018), Tichler et al. (2014), Kasten und Kühnel (2019)

Stärken	Schwächen
<p style="text-align: center;"><u>Kunden</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Verbreitete Nutzung von Wasserstoff als Grundstoff in den verschiedensten Industrieprozessen – Ausrichtung auf Zukunftstechnologien und -märkte verschafft einen zeitlichen Vorteil gegenüber der Konkurrenz; First-mover Vorteile und Showcase-Charakter; mögliche Tätigkeit als Technologieprovider <p style="text-align: center;"><u>Wertschöpfung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Technische Umsetzbarkeit des Geschäftsmodells wurde in Pilotprojekten nachgewiesen – Bereits vorhandene Infrastrukturen auf Industriegeländen können genutzt werden – Bedarf an öffentlichen Verkehrswegen und Gasnetzen für extern bezogenes Gas entfällt – Optionale Implementierung von Zwischenspeichern zur Steigerung der Flexibilität <p style="text-align: center;"><u>Finanzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Höhere Gewinnspanne durch Verlängerung der Wertschöpfungskette – Einsparung von Ausgaben für CO₂-Zertifikate aufgrund einer Verwendung von grünem Wasserstoff – Verringerung der Transport- und Logistikkosten für die Wasserstoffbeschaffung – Zusatzerlöse bei Vermarktung von Nebenprodukten (Sauerstoff, Abwärme) – Alternative Vermarktungsmöglichkeiten der Anlage bei systemdienlichem Betrieb (z. B. Regelleistung) 	<p style="text-align: center;"><u>Kunden</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Geringe abnahmeseitige Anreize bzw. keine Regelungen für grüne Industrieprodukte <p style="text-align: center;"><u>Wertschöpfung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Fehlende Erfahrung und Umstellungsaufwand bei neuer Technologie – Fehlende Standardisierung von Anlagenkonzepten und Geschäftsmodellen und hohe Heterogenität bei Pilotprojekten – Eine lokale Stromversorgung ist bei hoher Nachfrage und daraus resultierender lokaler Infrastrukturbelastung oft schwer umsetzbar – Optimierung des dynamischen Elektrolyse-Betriebs bzgl. des fluktuierenden Stromangebotes EE stellt im Unterschied zu einem konstanten Netzbezug eine technische Herausforderung dar – Höhere Standortabhängigkeit bei notwendiger Flexibilisierung mithilfe von Unterspeichern <p style="text-align: center;"><u>Finanzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Höhere Produktionskosten aufgrund von niedrigen Volllaststunden – Fehlende Wirtschaftlichkeit gegenüber konventionellem Wasserstoff – Niedriger CO₂-Preis hemmt die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas <p style="text-align: center;"><u>Nutzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Hohe Standortabhängigkeit für die Nutzung von Nebenprodukten

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> – Reduzierung von Netzentgelten im Fall eines direkten Netzanschlusses des Elektrolyseurs an die Stromquelle <p style="text-align: center;"><u>Nutzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Emissionseinsparpotenzial für die Industrie durch die Verwendung von grünem Wasserstoff bzw. grünen Industrieprodukten – Eigene Produktion von Gas ermöglicht bedürfnisorientierte und unabhängige Ausrichtung der Produktion, sowohl zeitlich als auch hinsichtlich der Produkteigenschaften und -qualität (Supply Chain Flexibilität); hohe Wasserstoff Reinheit – Integration der Wertschöpfungsstufe verringert Komplexität der Beschaffung; dadurch verringerte Risiken und höhere Effizienz für den Gesamtprozess – Optionale Bereitstellung von Regelenergie – In bestimmten Industrierouten direkte Integration von Nebenprodukten möglich <p style="text-align: center;"><u>Partner</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Potenzielle Partner zur Vermarktung technischer Gase an industrielle Abnehmer im Markt vorhanden und einbindbar 	<ul style="list-style-type: none"> – Nutzung von Nebenprodukten geht mit zusätzlichen Risiken einher <p style="text-align: center;"><u>Partner</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Bei Strombezug aus dem Netz handelt es sich um Graustrom; ein Bezug von Grünstrom ist mittels Direktleitung und bei Netzbezug über Herkunftsnachweise möglich

Chancen	Risiken
<p style="text-align: center;"><u>Technik und Forschung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Mögliche Reduktion der Investitionskosten durch Skalierungspotenziale der Anlagengrößen bzw. Serienfertigung <p style="text-align: center;"><u>Marktentwicklung und Wettbewerb</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Zunehmender EE-Ausbau und steigende Zeiten des Stromüberschusses bieten Potenziale für höhere Volllaststunden und deutlich geringere Gestehungskosten von Wasserstoff aufgrund zunehmender Stunden mit negativen Strompreisen – Übertragung der grünen Eigenschaft des Wasserstoffs auf Folgeprodukte und Schaffung einer damit einhergehenden höheren Zahlungsbereitschaft (Grüner Stahl, Grüne Chemie) – Steigender CO₂-Preis <p style="text-align: center;"><u>Regulatorik</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Reformation der Strompreisbestandteile (Umlagen, Steuern, Abgaben) 	<p style="text-align: center;"><u>Technik und Forschung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Zunehmende Netzbelastung durch die Elektrifizierung und daraus entstehende Netzengpässe sowie die stark begrenzte Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien hemmen hohe Volllaststunden – Gefahr des Technologie-Lock-in bei Implementierung von Elektrolyseuren bei günstigeren, alternativen Entwicklungen (z. B. Power-to-Heat) <p style="text-align: center;"><u>Marktentwicklung und Wettbewerb</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Nutzungskonkurrenz zwischen der direkten Stromnutzung und Power-to-Gas aufgrund der stark begrenzten EE-Kapazitäten und demnach steigenden EE-Strompreisen – Ungewissheit über zukünftigen Ausbau der zurzeit knappen EE-Kapazitäten – Ungewissheit bzgl. internationaler Marktentwicklung für Produkte

Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> – Stärkere Bepreisung von Externalitäten, hauptsächlich von Kohlenstoffdioxid, mithilfe von politischen Maßnahmen wie Backloading – CO₂-Bepreisung von Importgütern (Carbon Border Tax) <p style="text-align: center;"><u>Akzeptanz</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Vor-Ort-Produktion entspricht der Nationalen Wasserstoffstrategie; dadurch gute Aussichten auf Förderungen – Privatwirtschaftliche Initiativen zur Vermarktung der grünen Eigenschaft zur Schaffung von Zahlungsbereitschaft – Akzeptanz für den Aufbau von Elektrolyseuren auf Industriestandorten höher als auf der „grünen Wiese“ 	<ul style="list-style-type: none"> – International günstigere Stromgestehungskosten und großskalige Anlagen mit höheren Volllaststunden könnten zu einem Import von wirtschaftlicherem Wasserstoff bzw. Folgeprodukten führen – Fallende Technologiekosten nach dem Bau der Anlage <p style="text-align: center;"><u>Regulatorik</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Starke Abhängigkeit von rechtlichen Rahmenbedingungen und Förderungen sowie große Ungewissheit über deren Ausgestaltung – Priorisierung der direkten Elektrifizierung zur Vermeidung eines Gas-Lock-in <p style="text-align: center;"><u>Akzeptanz</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Große Ungewissheit über zukünftige Entwicklungen und Anpassung der Rahmenbedingungen reduziert die Investitionsbereitschaft in der Industrie – Begrenztes Akzeptanzpotenzial für zusätzlichen EE-Ausbaubedarf durch Power-to-X

Handlungsempfehlungen

Die zentralen Hemmnisse und Handlungsempfehlungen wurden auf Basis von Aussagen von Praxisakteuren (Interviews mit Pilotanlagenbetreibern und einem Workshop mit Vertreterinnen und Vertretern von Unternehmen und Verbänden), der SWOT-Analyse und eigenen Einschätzungen identifiziert und erarbeitet. Die Empfehlungen richten sich an Akteure aus Politik und Praxis. Leitfrage für die Empfehlungen war, wie das Geschäftsmodell in die breitere Umsetzung gebracht werden kann. Die systemische Relevanz des Einsatzbereiches wurde hierbei nicht berücksichtigt (siehe hierzu Abschnitt 4.4.1). Bestimmte Handlungsempfehlungen werden mitunter bereits umgesetzt oder öffentlich diskutiert.

Tab. 4.22: Handlungsempfehlungen zum Geschäftsmodell Industrie: „Onsite Make“

Quelle: eigene Zusammenstellung

Hemmnis/ Handlungsempfehlung	Akteure (Wer muss handeln?)					Angestrebte Wirkung (Was wird verbessert?)				
	International	EU	Bund	Länder/Regionen	Wirtschaft	Technologie/ Wirksamkeit	Erhöhung Nachfrage	Kostensenkung	Angebot, Investi- tionsbereitschaft	Abläufe, Verständnis
Fehlende Wirtschaftlichkeit der Produktion durch niedrige Volllaststunden, hohe Investitionskosten und hohe Strompreise										
Strompreisbestandteile (Entgelte, Steuern, Abgaben, Umlagen) für relevante Anlagenbestandteile reformieren (u. a. dynamisieren und progressive Befreiung von Strompreisbestandteilen für Power-to-Gas abschaffen, um Auslastungsdruck zu reduzieren)			x					x	x	
Bezugskosten für fossile Energieträger erhöhen, v. a. über CO ₂ -Preis		x	x					x	x	
Auswirkung der Weitergabe von PtG-Mehrkosten auf Endprodukte prüfen			x		x		(x)			x
Flexibilisierungsmöglichkeiten durch Speicher prüfen					x			(x)		
Verlässliche CAPEX- oder OPEX-Förderung für Markthochlauf einführen			x					x	x	
Unsicherheit über Konkurrenz im (internationalen) Handel										
Carbon Leakage verhindern über Carbon Contracts for Difference (CCfD), Border Carbon Adjustment Tax	(x)	x	x						x	
Nachfrageförderung über Einführung von Quoten für Endprodukte (z. B. grüner Stahl); Produktbezogene Zielpfade und -strategien formulieren		(x)	x				x		x	

Hemmnis/ Handlungsempfehlung	Akteure (Wer muss handeln?)					Angestrebte Wirkung (Was wird verbessert?)				
	International	EU	Bund	Länder/Regionen	Wirtschaft	Technologie/ Wirksamkeit	Erhöhung Nachfrage	Kostensenkung	Angebot, Investi- tionsbereitschaft	Abläufe, Verständnis
Unsicherheit über Standorte für die Produktion energieintensiver Produkte										
(Branchenspezifische) Dialog- formate mit möglichst vielen Stakeholdern etablieren; Diskussion über Standorte gemeinsam mit Branchen führen		x	x	x	x					x
Wertschöpfungsdichte vorgela- gerter Industrieprozesse analysie- ren, um Prozesse mit hoher Klima- und geringer Wertschöp- fungs- relevanz ggf. in Ländern mit bes- seren Bedingungen zu etablieren			x	x	x					x
Showcase für Machbarkeit und Technologie umsetzen, um industriepolitische Export- potenziale zu erhöhen			x	x	x		x	x		
Erwartungsunsicherheiten bei Regulierung										
Überblick über komplexe Regulierungen verschaffen					x					x
Regelung zur Weitergabe der grünen Eigenschaften bei einem bilanziellen Bezug von EE-Strom und Vorprodukten (z. B. Wasser- stoff, Syncrude), möglichst EU-weit einheitlich		x	x		x				x	
Allianzen mit anderen Industriepartnern und weiteren Stakeholdern bilden					x					x
Stärker in politischen Diskursen engagieren, Aufklärungsarbeit leisten					x					x

4.5 Synthetische Kraftstoffe (FT-Route)

4.5.1 Ableitung von prototypischen Geschäftsmodellen

Für die Beschreibung von prototypischen Geschäftsmodellen bei der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen über die FT-Route bieten sich folgende zentrale Merkmale an:

- Größenordnung der Produktionskapazität der FT-Synthese und/oder Elektrolyse
- Ort und Größenordnung der weiteren Aufbereitung des FT-Syncrude
- Art der Arbeitsteilung zwischen Wasserstoffproduktion, FT-Synthese und Aufbereitung des FT-Syncrude zu FT-Produkten.

Bei der Ableitung von prototypischen Geschäftsmodellen kann grundsätzlich eine Unterscheidung in dezentrale und großskalige Konzepte vorgenommen werden. Diese lassen sich mit Blick auf die Aufbereitung des FT-Syncrude und den Wasserstoffbezug weiter differenzieren. Entsprechend wurden folgende, prototypische Geschäftsmodelle definiert (siehe Abb. 4.14 und Abb. 4.14 für eine schematische Darstellung):

- „Dezentrale FT-Synthese“: hierbei kommt ein vergleichsweise kleinskaliger Elektrolyseur mit einer Leistung von bis zu 10 MW zum Einsatz, dessen Standort sich vorrangig an der erneuerbaren Energiequelle (z. B. Wind onshore) orientiert. Um einen systemdienlichen Betrieb der Elektrolyse gewährleisten zu können, ist ein Wasserstoffzwischenpeicher erforderlich. Die Produktionskapazität der FT-Synthese ergibt sich durch die erzeugte Menge an Wasserstoff und ist dementsprechend vergleichsweise gering.
 - „Dezentrale FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“: in diesem Fall wird das erzeugte FT-Syncrude anschließend direkt vor Ort zu FT-Kraftstoffen und -Wachsen aufbereitet.
 - „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“: in diesem Fall erfolgt die Aufbereitung nicht am Standort der Synthese, sondern das erzeugte FT-Syncrude wird zu einer bestehenden Raffinerie transportiert und dort weiterverarbeitet.

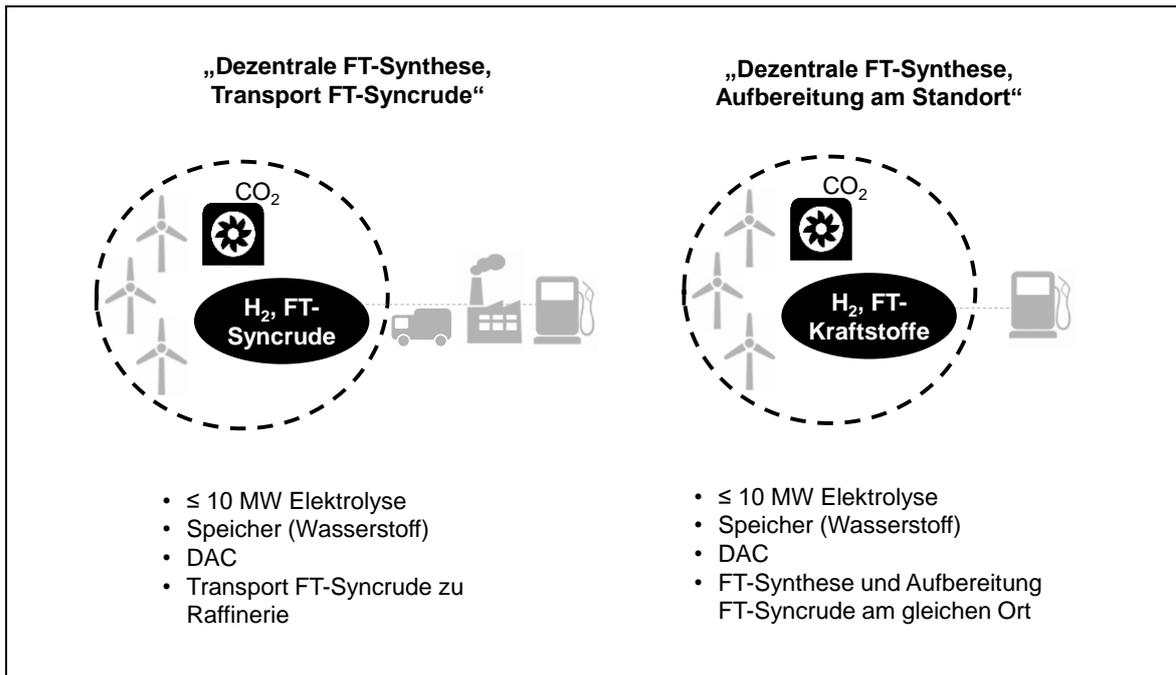


Abb. 4.13: Prototypische Geschäftsmodelle zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen mit dezentraler FT-Synthese

Quelle: eigene Darstellung unter Verwendung von Bildern mit Lizenz von Shutterstock.com

- „Großskalige FT-Synthese“: hierbei steht eine möglichst hohe Produktionskapazität und kontinuierliche Prozessführung der Synthese im Vordergrund.
 - „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“: bei diesem Geschäftsmodell erfolgt der Aufbau der FT-Syntheseanlage am Standort einer bestehenden Raffinerie, in der das erzeugte FT-Syncrude direkt weiterverarbeitet werden kann. Zusätzliche Standortanforderungen sind die Verfügbarkeit von Kohlenstoffdioxid (Punktquelle oder ausreichend Flächen für DAC) und Wasserstoff. Für letzteren wird angenommen, dass der Bezug von Wasserstoff über eine Pipeline erfolgt; der Zugang zur Pipeline ist somit eine weitere Anforderung an den Standort.
 - „Großskalige FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“: in diesem Fall kommt ein großskaliger Elektrolyseur mit einer möglichst hohen Auslastung zum Einsatz um eine kontinuierliche Prozessführung der anschließenden FT-Synthese auch ohne umfangreiche Zwischenspeicherung zu ermöglichen. Voraussetzung ist eine verhältnismäßig hohe Anschlussleistung ans Stromnetz oder ein größerer Park von EE-Anlagen mit unmittelbarem Anschluss an den Elektrolyseur. Das erzeugte FT-Syncrude wird zu einer bestehenden Raffinerie transportiert und dort weiterverarbeitet.

Neben den oben aufgeführten, prototypischen Geschäftsmodellen gibt es weiterhin die Option, FT-Syncrude aus dem Ausland zu importieren und in bestehenden Raffineriekapazitäten zu FT-Produkten wie FT-Kerosin und FT-Diesel weiterzuverarbeiten.

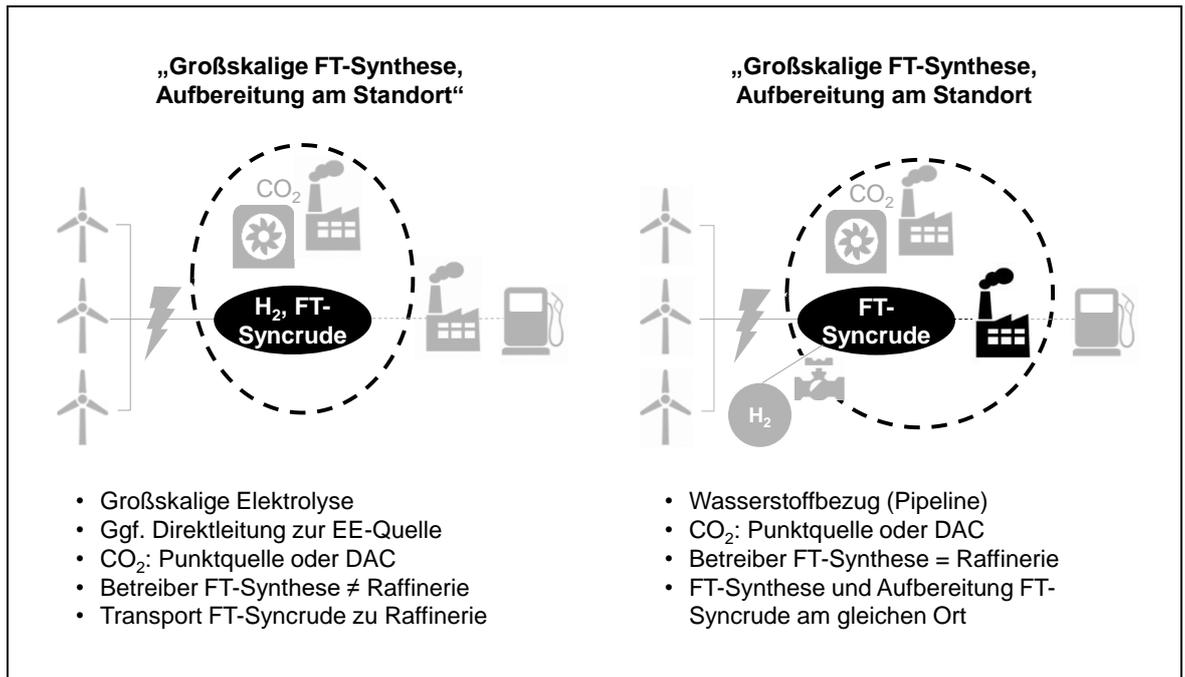


Abb. 4.14: Prototypische Geschäftsmodelle zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen mit großskaliger FT-Synthese

Quelle: eigene Darstellung unter Verwendung von Bildern mit Lizenz von Shutterstock.com

Den prototypischen Geschäftsmodellen im Bereich der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen über die FT-Route werden in Tab. 4.23 Pilotprojekte in Deutschland und dem europäischen Ausland zugeordnet. Die Übersicht zeigt, dass es bisher nur eine geringe Zahl an Pilot- und Demonstrationsvorhaben gibt und nur wenige davon in Deutschland angesiedelt sind. Die Zusammenstellung zeigt auch geplante Vorhaben, die nicht weiterverfolgt werden. Dies betrifft das Projekt „PtL Laufenburg“ und das Vorhaben „GP2J“.

Tab. 4.23: Projektbeispiele für prototypische Geschäftsmodelle zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen über die FT-Route

Quelle: eigene Zusammenstellung

Dezentrale FT-Synthese		Großskalige FT-Synthese	
Aufbereitung am Standort	Transport FT-Syncrude	Aufbereitung am Standort	Transport FT-Syncrude
<ul style="list-style-type: none"> – PtL Laufenburg (Schweiz) – „Innovation flüssige Energie“ (Österreich) 		<ul style="list-style-type: none"> – Flughafen Rotterdam (Niederlande) 	<ul style="list-style-type: none"> – Reallabor Green-Power2Jet (GP2J) (Deutschland) – Norsk e-Fuel (Norwegen)

Systemische Einordnung

Im Sektor Verkehr gibt es Anwendungen, bei denen eine hohe Energiedichte erforderlich ist und die folglich nur schwer zu elektrifizieren sind. Dies betrifft v. a. den Luft- und Seeverkehr und teilweise auch den Schwerlastverkehr. Hier können synthetische Kraftstoffe somit eine Option für eine Defossilisierung und die Erreichung der Klimaschutzziele sein. In der chemischen Industrie ist Naphtha ein zentraler Rohstoff, der auch zukünftig in gewissem Umfang benötigt und dann bspw. via FT-Synthese bereitgestellt werden kann. Die Rolle synthetischer Kraftstoffe für den Bereich Verkehr spiegelt sich auch in zentralen Energieszenarien wieder. Beispielhaft sollen hier die Ergebnisse der „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ herangezogen werden. In allen berechneten Szenarien machen alternative Antriebe im Luftverkehr und der Schifffahrt nur einen geringen Anteil aus. Für diese Bereiche müssen in den Szenarien für 2050 synthetische oder biogene Kraftstoffe in einer Größenordnung von 160 bis 170 TWh bereitgestellt werden (Sensfuß et al. 2021). Beim Pkw-Verkehr gehen die Autorinnen und Autoren von einer weitestgehenden Umstellung auf batterieelektrische Antriebe aus; auch für den Großteil der Nutzfahrzeuge erscheint dies möglich. Lediglich für schwere Nutzfahrzeuge wird im Szenario TN-PtG/PtL auch der Einsatz von Dieselfahrzeugen angenommen (ebda.). In der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ wird für 2045 ein PtL-Bedarf in Höhe von 158 TWh angenommen. Dies beinhaltet den Einsatz flüssiger Kraftstoffe im nationalen und internationalen Schiffs- und Flugverkehr und von Naphtha für die stoffliche Nutzung in der Industrie (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut 2020).

Zentrale Voraussetzung für die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe ist die Verfügbarkeit von Strom; eine klimaneutrale Kraftstoffproduktion ist dabei nur unter Einsatz von EE-Strom und Kohlenstoffdioxid aus der Luft bzw. biogenen Quellen zu erreichen (siehe Katner und Bluhm 2022). Die Kosten der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland sind im europäischen und internationalen Vergleich jedoch relativ hoch und die Potenziale für den weiteren EE-Ausbau u. a. aufgrund der Flächeverfügbarkeit begrenzt. Um die Bedarfe zu decken, kann der (anteilige) Import von synthetischen Kraftstoffen bzw. Vorprodukten eine Lösung sein. So wird in vielen Studien erwartet, dass zukünftig synthetischen Kraftstoffe zu einem großen Anteil importiert werden (vgl. Hecking et al. 2018; Matthes et al. 2020; Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut 2020). Auch die Befragung von Expertinnen und Experten im Rahmen des Projektes ProPower hat gezeigt, dass die Potenziale für den Aufbau von Kapazitäten für die PtL-Produktion in Deutschland akteursübergreifend als eher gering eingeschätzt werden. Gleichwohl wurden im Projekt ProPower, welches dieser Veröffentlichung zugrunde liegt, prototypische Geschäftsmodelle für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen über die FT-Route beschrieben und bewertet. Dies hatte zum Ziel, zwei modellhafte Fälle – eine kleinskalige und eine großskalige Erzeugung von FT-Produkten – gegenüberzustellen und die Stärken und Chancen aber auch Schwächen und Risiken der beiden Konzepte herauszuarbeiten. In den folgenden Abschnitten werden somit die prototypischen Geschäftsmodelle „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“ und „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“ vertieft diskutiert.

4.5.2 Geschäftsmodellbeschreibung „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“

Das Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“ umfasst die Erzeugung von Wasserstoff aus EE-Strom am Standort der Stromerzeugungsanlage sowie die Produktion von FT-Syncrude mittels FT-Synthese. Der Fokus liegt dabei auf einer möglichst systemdienlichen

Fahrweise der Elektrolyse. Die weitere Aufbereitung des FT-Syncrude ist nicht Teil des Geschäftsmodells, vielmehr wird dieses zur weiteren Aufbereitung an bestehende Raffinerien verkauft. Grundlage für die Beschreibung und Bewertung des Geschäftsmodells ist eine Auswertung der wissenschaftlichen Literatur und bestehender sowie geplanter PtL-Pilotvorhaben (inklusive geplanter Projekte, die von den Akteuren nicht weiterverfolgt werden). Zudem konnten Informationen über ein Interview mit einem Pilotanlagenbetreiber sowie ein Workshop mit sechs Praxisakteuren gewonnen werden.

4.5.2.1 Wertschöpfungsdimension

Zentrale technische Ressourcen für das Geschäftsmodell sind der PEM-Elektrolyseur, ein Druckgastank für die Zwischenspeicherung von Wasserstoff, ein RWGS- und ein FT-Reaktor sowie eine DAC-Anlage für die CO₂-Bereitstellung.

Für die Dimensionierung des Elektrolyseurs wird eine Größe von 10 MW_{el} angenommen (vgl. Zech et al. 2015). Die Leistung ist dabei skalierbar und kann sich grundsätzlich an der Größe und dem Erzeugungsprofil der EE-Quelle orientieren. Bei den zugrunde gelegten 3.000 Volllaststunden des Elektrolyseurs und der für Deutschland durchschnittlichen Leistungsabgabe von Wind onshore Anlagen in 2018 ist von einem Anschluss an einen Windpark mit einer Leistung von mind. 48,5 MW auszugehen; denkbar ist auch eine kombinierte Versorgung durch Wind- und PV-Anlagen (vgl. Abschnitt 4.3.2.1). Die Produktionskapazität der FT-Synthese leitet sich aus der Dimensionierung des Elektrolyseurs ab und liegt damit bei rund 1.270 t FT-Syncrude bzw. 1,9 MW_{FT-Syncrude}.

Da die Synthesegasproduktion mittels RWGS und die eigentliche FT-Synthese nur in sehr engen Grenzen flexibel gefahren werden können, ist bei den angenommenen 3.000 Volllaststunden des Elektrolyseurs ein Wasserstoffspeicher erforderlich. Die Größe des Speichers wird mit 14,5 Prozent des jährlichen Wasserstoffbedarfs bzw. 79,1 t Wasserstoff angenommen (vgl. Noack et al. 2014; König 2016).

Das für die Synthese benötigte Kohlenstoffdioxid wird in dem Geschäftsmodell mittels CO₂-Luftabscheidung bereitgestellt. Der Wärmebedarf der DAC-Anlage kann durch die exotherm verlaufende FT-Synthese gedeckt werden. Grundsätzlich sind auch industrielle Punktquellen oder eine biogene CO₂-Quelle denkbar. Damit würden sich jedoch zusätzlich zur EE-Quelle weitere Anforderungen an den Standort ergeben. Mit dem spezifischen CO₂-Bedarf und der geplanten Auslegung und Betriebsweise der Synthesegaserzeugung und anschließenden FT-Synthese mit 8.000 Volllaststunden werden in Summe rund 4.000 t Kohlenstoffdioxid pro Jahr benötigt. Der Strombedarf für Elektrolyse, Wasserstoffspeicherung und die FT-Synthese summiert sich auf 33,2 GWh pro Jahr.

Neben dem stromtechnischen Anschluss an die EE-Quelle ist v. a. die Verfügbarkeit von Wasser sowie ggf. ein Abwasseranschluss wichtig. Für eine Fernsteuerbarkeit z. B. durch externe Partner werden Mess-, Steuer- und Regelungstechnik benötigt. Da das Produkt (FT-Syncrude) anschließend zur weiteren Aufbereitung in eine Raffinerie transportiert wird, ist eine gute Verkehrsanbindung des Standorts der FT-Synthese wichtig.

Tab. 4.24 zeigt die Annahmen zur technischen Dimensionierung im Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“. Die technischen Parameter für die Elektrolyse sind in Tab. 4.1 dargestellt und werden hier nicht erneut aufgeführt.

Tab. 4.24: Technische Dimensionierung und Kennzahlen zum Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“

Quellen: eigene Zusammenstellung

Größe	Wert	Einheit	Quelle
Eingangsleistung PEM-Elektrolyseur	10	MW _{el}	Zech et al. (2015)
Kapazität Wasserstoffspeicher	79,1	t _{H2}	Noack et al. (2014)
Energieaufwand Wasserstoffspeicherung	2,2	kWh _{el} /kg _{H2}	Nguyen et al. (2019)
Lebensdauer Wasserstoffspeicher	20	a	Eigene Annahme
Anlagengröße FT-Synthese	1,9 1.273	MW _{FT-Syncrude} t _{FT-Syncrude}	Eigene Berechnung
Volllaststunden RWGS und FT-Synthese	8.000	h	Zech et al. (2015) und Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (2018)
Lebensdauer RWGS und FT-Reaktor	30	a	Arnold et al. (2018) und Kreidelmeyer et al. (2020)
Strombedarf FT-Synthese	1,16	kWh/kg Kohlenmonoxid	van der Giesen et al. (2014)
Wasserstoffbedarf FT-Synthese	0,43	kg/kg _{FT-Syncrude}	van der Giesen et al. (2014)
Kohlendioxidbedarf FT-Synthese	3,16	kg/kg _{FT-Syncrude}	van der Giesen et al. (2014)
Unterer Heizwert FT-Syncrude	43,2	MJ/kg	Tremel et al. (2015)

Über die technischen Infrastrukturen hinaus werden Personal für den Betrieb sowie Wartung und Instandhaltung der Anlagen benötigt. Weiterhin braucht es Marktzugänge für den Absatz der Produkte.

4.5.2.2 Nutzendimension

Die dezentrale PtL-Anlage liefert die oben genannte Produktionsmenge FT-Syncrude. Die Flüssigfraktion kann anschließend zu synthetischen Kraftstoffen (z. B. Kerosin, Diesel) weiterverarbeitet werden. Damit kann insbesondere im Luft-, Schiffs- und Schwerlastverkehr ein Beitrag zur Erreichung der Klimaziele geleistet werden. FT-Wachse (Festfraktion) sind zudem eine Alternative zu fossilbasierten Rohstoffen der chemischen Industrie. Durch die vergleichsweise niedrige Auslastung des Elektrolyseurs ist es zudem grundsätzlich möglich, Regelenergie für die ÜNB anzubieten. Eine Vermarktung des Sauerstoffs als Nebenprodukt der Elektrolyse ist aufgrund der geringen Mengen und der erforderlichen Infrastruktur für Lagerung und Transport sowie sicherheitstechnischer Risiken nicht realistisch.

4.5.2.3 Partnerdimension

Ein wichtiger Partner des Geschäftsmodells ist der Betreiber der EE-Anlagen. Denkbar ist aber auch, dass die EE-Stromerzeugung Teil des Geschäftsmodells ist. Wie im Abschnitt zum PtG-Geschäftsmodell „Regionalversorgung“ erläutert, ist bspw. ein Bezug von EE-Anlagen vorstellbar, welche nach 20-jähriger Vergütung aus der EEG-Förderung fallen und neue Erlösoptionen finden müssen. Hier könnten PPAs geeignete Vertragsformen sein, um längerfristige Stromabsätze zu sichern (Fischer et al. 2019 S. 3-8; Hilpert 2018 S. 7). Zentrale Partner sind zudem die Anlagenbauer und Technologieentwickler, sofern diese nicht auch Teil der Betreibergesellschaft sind. Diese sind für die Errichtung aber auch die Wartung der Anlagen (Elektrolyseur, RWGS- und FT-Reaktor und DAC-Anlage) verantwortlich. Für den Transport des FT-Syncrude zum Ort der weiteren Aufbereitung ist zudem ein Logistikpartner erforderlich.

4.5.2.4 Kundendimension

Im betrachteten Geschäftsmodell sind die zentrale Kundengruppe die Raffinerien, welche das FT-Syncrude abnehmen und zu Kraftstoffen (Flüssigfraktion) und Grundstoffen für Kosmetik- und Lebensmittelindustrie (Festfraktion) weiter aufbereiten. Die Kundenbeziehungen sind im Wesentlichen langfristig ausgerichtet und über bilaterale Verträge gestaltet. Einnahmen werden über den Verkauf des FT-Syncrude erzielt. Wird der Elektrolyseur genutzt, um Regelernergie bereitzustellen, sind die ÜNB ein weiteres Kundensegment (siehe Tab. 3.6).

4.5.2.5 Finanzdimension

Kostenannahmen

Für das Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“ sind Investitionen für den Elektrolyseur, den Wasserstoffspeicher sowie den RWGS- und FT-Reaktor erforderlich. Beim Elektrolyseur sind zudem die Stack-Austauschkosten zu berücksichtigen. Die spezifischen Investitionskosten im Zusammenhang mit dem Elektrolyseur sind in Tab. 4.1 aufgeführt. Nachfolgende Tabelle zeigt die Investitionskosten für den Druckspeicher und die Anlagentechnik für die Synthesegaserzeugung (RWGS) und die FT-Synthese. Die Kostenangaben in der Literatur beinhalten in der Regel auch die anschließende Aufbereitung des erzeugten FT-Syncrude. Da in diesem Fall jedoch angenommen wird, dass die Aufbereitung außerhalb der Systemgrenzen des Geschäftsmodells stattfindet, musste eine Abschätzung der Investition ohne Aufbereitung vorgenommen werden. Nach König (2016) wird angenommen, dass der Anteil der Investitionssumme für die eigentliche FT-Synthese inkl. RWGS aber ohne Aufbereitung rund 80 Prozent beträgt.

Die gesamten Investitionskosten des Elektrolyseurs belaufen sich 2018 auf 14 Mio. €. Für die Ersatzinvestitionen kommen annuitätische Kosten von 0,1 Mio. €/a hinzu. Darüber hinaus summieren sich die Investitionskosten 2018 für den Druckspeicher auf 19,2 Mio. € und für die FT-Synthese inkl. RWGS auf 2,0 Mio. €. Der Investitionsbedarf in 2030 reduziert sich auf 8,1 Mio. € (Elektrolyseur) bzw. 1,6 Mio. € (FT-Synthese). Für den Speicher wird unterstellt, dass es bis 2030 keine weiteren Kostensenkungspotenziale gibt.

Bei den betriebsgebundenen Kosten sind Ausgaben für Wartungs- und Instandsetzungsmaßnahmen sowie das Personal für den Anlagenbetrieb zentrale Positionen. Hier sind je nach Anlage unterschiedliche Kosten anzusetzen, die Annahmen für den Elektrolyseur zeigt Tab. 4.2; die Annahmen für Speicher, RWGS- und FT-Reaktor sind in Tab. 4.26 aufgeführt.

Tab. 4.25: Kapitalgebundene Kosten für das Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“

Kostenposition	Spez. Kosten 2018	Spez. Kosten 2030	Einheit	Quelle
Wasserstoff-druckspeicher	250	250	€/kg Wasserstoff	Basierend auf Görner und Lindenberg (2018)
RWGS- und FT-Reaktor	1.040	832	€/kW _{FT-Syncrude}	Eigene Berechnung basierend auf Brynolf et al. (2018), König (2016) und Kreidelmeyer (2020)

Die Höhe der verbrauchsgebundenen Kosten wird im Fall der dezentralen FT-Synthese maßgeblich von den Kosten für Elektrizität, CO₂-Bereitstellung und Wasserverbrauch bestimmt. Für das Geschäftsmodell wird ein Strompreis von 8,16 ct/kWh angenommen (Eigenverbrauchsfall). Die Herleitung und Diskussion erfolgte in Abschnitt 4.3.2.5. Dieser Preis wird sowohl für die Elektrolyse als auch den Energiebedarf für Speicher und RWGS angesetzt. Damit ergeben sich Energiekosten von insgesamt 2,7 Mio. €. Mit den spezifischen Kosten für Wasser (siehe Tab. 4.2) summieren sich diese im hier betrachteten Geschäftsmodell auf 5.900 €/a. Wie in Abschnitt 3.2.5 beschrieben, gibt es bei den Kosten für die CO₂-Bereitstellung mittels DAC hinsichtlich der Höhe und der Entwicklung bis 2030 große Spannbreiten und Unsicherheiten. Die hier angenommenen spezifischen Werte (siehe Tab. 4.26) zeigen auch in 2030 noch ein hohes Preisniveau. Andere Studien gehen hier teilweise von höheren Kostensenkungspotenzialen aus. In Summe ergeben sich mit den getroffenen Annahmen CO₂-Bereitstellungskosten von knapp 2,0 Mio. € in 2018 und 1,8 Mio. € in 2030.

Tab. 4.26: Betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten für das Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“

Parameter	2018	2030	Einheit	Quelle
Betriebsgebundene Kosten				
Wasserstoffdruckspeicher	2,0	2,0	%/a der Investitionssumme	Görner und Lindenberg (2018)
RWGS- und FT-Reaktor	4,0	4,0	%/a der Investitionssumme	Kreidelmeyer et al. (2020)
Verbrauchsgebundene Kosten				
Elektrizität (Eigenverbrauch)	0,0816	0,0816	€/kWh	Eigene Annahme auf Basis von Wilms et al. (2018)
Kohlenstoffdioxid aus DAC	489,00	444,00	€/t Kohlenstoffdioxid	Basierend auf Wietschel et al. (2019)

Gestehungskosten¹⁵

Die Gestehungskosten für das mittels FT-Synthese hergestellte Syncrude werden dem heute verfügbaren, fossilen Referenzprodukt Erdöl gegenübergestellt. Für 2018 wurde dafür der Einfuhrpreis für Rohöl in Höhe von 38,3 €/MWh herangezogen (BMW i 2021a). Für die Abschätzung der Preisentwicklung bis 2030 wurde die Entwicklung der Rohölpreise gemäß Hecking et al. (2018) herangezogen. Damit ergibt sich für 2030 ein Preisniveau von 48,4 €/MWh. Zudem wird ein CO₂-Preis (EU ETS) in Höhe von 15 €/t Kohlenstoffdioxid in 2018 und 50 €/t Kohlenstoffdioxid in 2030 angenommen (siehe Tab. 4.4).

Mit den oben dargestellten Annahmen ergeben sich im Geschäftsmodell dezentrale FT-Synthese Gestehungskosten von 547,3 €/MWh für FT-Syncrude für 2018. Damit sind diese etwa um den Faktor 13 höher als die fossile Referenz. Etwas mehr als ein Drittel der Gestehungskosten entfällt auf die kapitalgebundenen Kosten. Hier fallen v. a. die Investitionen für den Wasserstoffspeicher und den PEM-Elektrolyseur ins Gewicht. Die Investition für RWGS und FT-Reaktor hat dagegen mit 5 Prozent nur einen geringen Anteil. Mit knapp 56 Prozent entfällt ein Großteil der Gestehungskosten auf die verbrauchsgebundenen Kosten. Der Strombedarf für die Elektrolyse und die CO₂-Bereitstellung sind dabei die zentralen Kostenpositionen. Die betriebsgebundenen Kosten machen rund 8 Prozent der Gestehungskosten aus.

Für das Jahr 2030 wurden Gestehungskosten von 487 €/MWh berechnet, was gegenüber 2018 eine Reduktion um 11 Prozent bedeutet. Dies ist v. a. auf die Verringerung der Investitionskosten für die Elektrolyse und die FT-Synthese sowie eine längere Stacklebensdauer zurückzuführen. Die geringeren CO₂-Bereitstellungskosten fallen dagegen weniger ins Gewicht. Im Vergleich zum Rohölpreis als fossile Referenz sind die Gestehungskosten für FT-Syncrude immer noch sehr hoch (etwa Faktor 8). Durch die unterschiedlichen Kostensenkungspotenziale verschieben sich die Anteile an der Kostenstruktur gegenüber 2018. Die kapitalgebundenen Kosten machen in 2030 einen Anteil von 32 Prozent, die verbrauchsgebundenen Kosten von 60 Prozent und die betriebsgebundenen Kosten von 8 Prozent der Gestehungskosten aus.

Nachfolgende Abbildung zeigt die Gestehungskosten für FT-Syncrude auf Energiebasis im Vergleich zum Preis für Rohöl in den Betrachtungsjahren 2018 und 2030.

¹⁵ Die Kostenangaben beziehen sich auf den unteren Heizwert (Lower Heating Value)

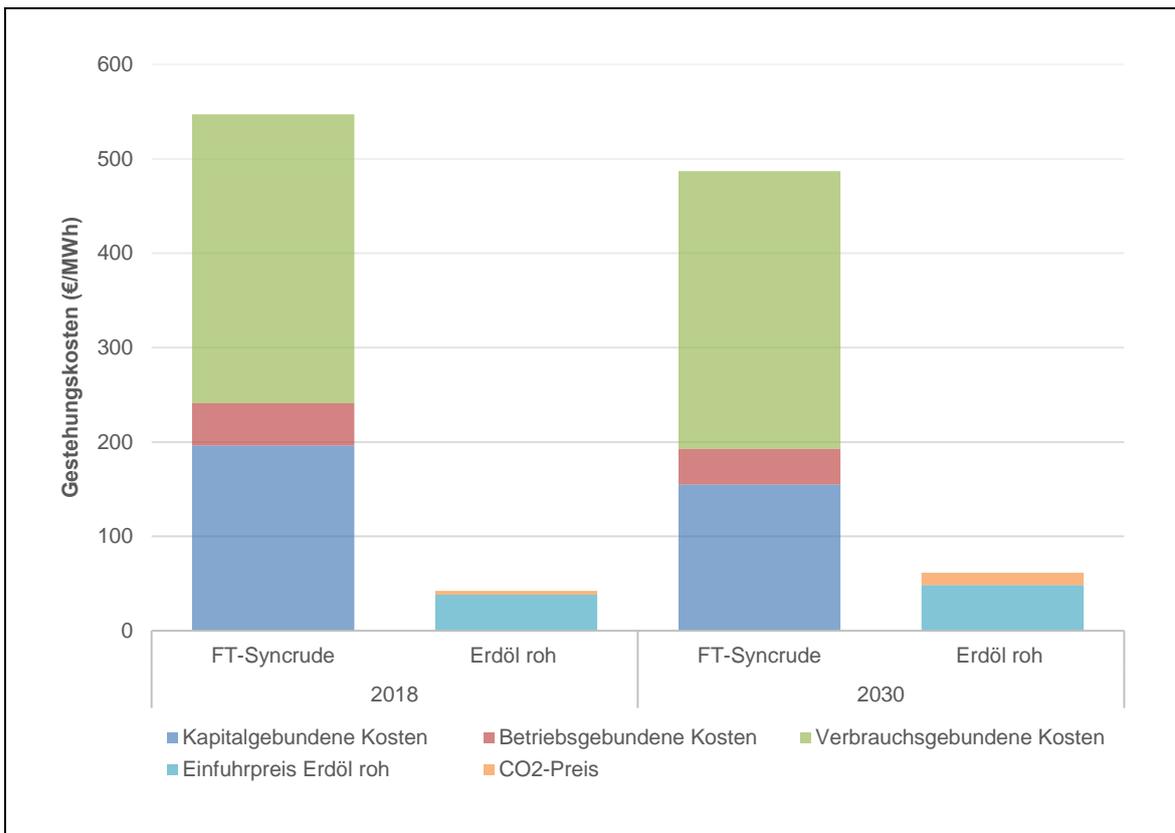


Abb. 4.15: Gesteuerungskosten für FT-Syncrude im Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“

Quelle: eigene Darstellung

Sensitivitätsanalyse 2030

Die Parameter Strompreis, Mischkalkulationszinssatz, Volllaststunden (Elektrolyse), CO₂-Bereitstellungskosten und Investitionskosten für den Elektrolyseur, den Wasserstoffspeicher und die FT-Synthese wurden um ±50 Prozent variiert.

Wie Abb. 4.16 zeigt, haben die Auslastung der Elektrolyse und der Strompreis den größten Einfluss auf die Gesteuerungskosten von FT-Syncrude im Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese“. Auch die Variation der Investitionskosten für den Wasserstoffspeicher und die CO₂-Bereitstellungskosten hat noch einen vergleichsweise hohen Effekt. Folgende Erkenntnisse lassen sich daraus ableiten:

- Eine Verringerung des Strompreises um 50 Prozent senkt die Gesteuerungskosten auf 399 €/MWh,
- Eine Erhöhung der Volllaststunden der Elektrolyse um 50 Prozent senkt die Gesteuerungskosten auf 423 €/MWh,
- Eine Verringerung der CO₂-Bereitstellungskosten um 50 Prozent senkt die Gesteuerungskosten auf 429 €/MWh,
- Eine Reduktion der Investitionskosten um 50 Prozent für den Wasserstoffspeicher senkt die Gesteuerungskosten auf 422 €/MWh.

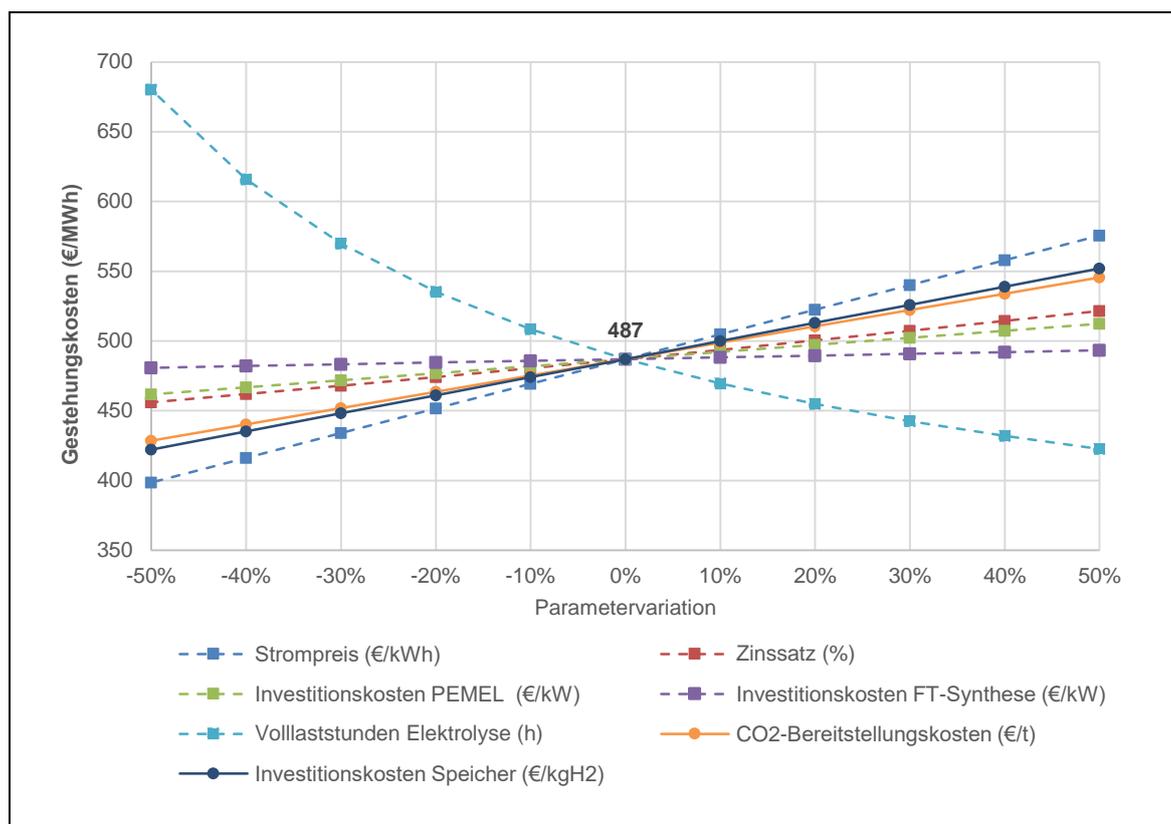


Abb. 4.16: Sensitivitätsanalyse der Gesteungskosten (2030) für das Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“

Quelle: eigene Darstellung

Ein geringerer Strompreis zeigt somit den größten Effekt mit Blick auf das Kostensenkungspotenzial bei der dezentralen FT-Synthese. Verbunden mit einer Reduktion der CO₂-Bereitstellungskosten und der Investitionskosten für den Wasserstoffspeicher könnten die Gesteungskosten nochmals gesenkt werden. Gleiches gilt auch für die Erhöhung der Volllaststunden bei der Elektrolyse. Letzteres hätte jedoch zur Folge, dass der Aspekt eines systemdienlichen Betriebs der Elektrolyse an Bedeutung verliert. Bei den Bereitstellungskosten mittels DAC gibt es, wie in Abschnitt 3.2.5 dargestellt, noch große Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Preisentwicklung. Auch bei einer Ausschöpfung der Kostensenkungspotenziale bleibt jedoch eine hohe Differenz zum Preisniveau bei der fossilen Referenz, die auch durch eine höhere CO₂-Bepreisung von Rohöl nicht gänzlich ausgeglichen werden kann.

Einnahmen

Die zentralen Einnahmen ergeben sich aus dem Verkauf des FT-Syncrude, d. h. der Vermarktung der Flüssigfraktion sowie der Festfraktion an Unternehmen (insbesondere Raffinerien), bei denen eine Weiterverarbeitung erfolgt. Weitere Einnahmen können sich grundsätzlich aus der Vermarktung von Regelenergie ergeben (siehe Abschnitt 3.1.5).

4.5.2.6 Zusammenfassung

Abb. 4.17 zeigt eine Zusammenfassung der zentralen Elemente des Geschäftsmodells „Dezentrale FT-Synthese“ in Form des BMC.

Partner	Aktivitäten	Nutzenversprechen	Kundenbeziehungen	Kundensegmente
<ul style="list-style-type: none"> - Grünstromversorger vor Ort - Technologiehersteller (Bau und Wartung) - Logistikunternehmen (Transport FT-Syncrude) 	<ul style="list-style-type: none"> - Elektrolyse (3000 Volllaststunden) - Synthesegaserzeugung (8000 Volllaststunden) - FT-Synthese (8000 Volllaststunden) - DAC 	<ul style="list-style-type: none"> - 1270 t bzw. 1,9 MW FT-Syncrude als Edukt für synthetische Kraftstoffe und FT-Wachse als Alternative in der Chemieindustrie - Beitrag zur Erreichung der Klimaziele (Regelenergie) 	<ul style="list-style-type: none"> - Langfristige Beziehung über bilaterale Verträge - Ggf. gesellschaftsrechtliche Kooperationen 	<ul style="list-style-type: none"> - Raffinerien (ÜNB)
	<p style="text-align: center;">Ressourcen</p> <ul style="list-style-type: none"> - 10 MW PEM-Elektrolyseur - Wasserstoffdruckgastank - RWGS-Reaktor - FT-Reaktor - DAC-Anlage - Anschlüsse (Strom, Wasser) - Fachpersonal für Anlagenbetrieb und -wartung (Elektrolyse, FT-Synthese, DAC) 		<p style="text-align: center;">Kanäle</p> <ul style="list-style-type: none"> - Institutionalisierte, direkte und indirekte Kontakte, Key Accounting 	
Kostenstruktur (2030)			Einnahmequellen	
<ul style="list-style-type: none"> - CAPEX (in Mio. €): PEM-Elektrolyseur (8,1), Wasserstoffdruckspeicher (19,2), FT-Synthese inkl. RWGS (1,6) - OPEX (in Mio. €/a): Strom (Elektrolyse + RWGS) (2,7), Kohlenstoffdioxid aus DAC (1,8), Wasser (0,006), O&M PEM-Elektrolyseur (0,12), O&M H₂-Druckspeicher (0,40), RWGS- und FT-Reaktor (0,06) - Gestehungskosten FT-Syncrude: 487,00 €/MWh 			<ul style="list-style-type: none"> - Produktverkauf (FT-Syncrude) - (Regelenergie) 	

Abb. 4.17: BMC zum Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“

Quelle: eigene Darstellung

4.5.3 Bewertung „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“

Die Bewertung des Geschäftsmodells erfolgt in Form einer SWOT-Analyse, welche in Tab. 4.27 dargestellt ist. Grundlage dafür sind Interviews mit Expertinnen und Experten, ein Workshop mit Akteuren aus der Praxis, eine Literaturrecherche sowie eigene Analysen und Einschätzungen.

PtL-Kraftstoffe werden mittel- bis langfristig eine zentrale Rolle bei der Defossilisierung ausgewählter Bereiche des Verkehrs (u. a. dem Luft- und Seeverkehr) spielen. Das betrachtete Geschäftsmodell der dezentralen FT-Synthese hat den Vorteil, dass sich der Standort für die Elektrolyse und Synthese am Angebot erneuerbarer Energiequellen orientieren kann und dass die vergleichsweise geringe Volllaststundenzahl der Elektrolyse einen systemdienlichen Betrieb ermöglicht. Die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien konkret vor Ort aber auch in Deutschland insgesamt begrenzt jedoch das Potenzial für FT-Syntheseanlagen. Auch bringen die Stärken des Geschäftsmodells erhebliche Schwächen mit sich. So erfordert die systemdienliche Fahrweise der Elektrolyse einen

Zwischenspeicher für Wasserstoff, welcher mit hohen Investitionskosten verbunden ist. Zusammen mit den hohen Stromkosten, den geringen Volllaststunden und den Kosten für die CO₂-Bereitstellung ergeben sich damit Gestehungskosten, die weit entfernt sind von einer Kostenparität mit dem fossilen Referenzprodukt Rohöl. Chancen bieten hier grundsätzlich Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen wie zum Beispiel eine Reduktion der Strompreise durch eine Anpassung von Steuern, Abgaben und Umlagen sowie eine höhere CO₂-Bepreisung der fossilen Referenz. Es ist jedoch fraglich, ob dies die spezifischen Nachteile des Geschäftsmodells ausgleichen kann, da Standorte im Ausland auch dann mit hoher Wahrscheinlichkeit günstigere Produktionsbedingungen für FT-Syncrude aufweisen werden, so dass hier ein Import und eine Weiterverarbeitung in Raffinerien in Deutschland vorteilhafter erscheint.

Tab. 4.27: SWOT-Analyse zum Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“

Die Spezifika für das dezentrale Geschäftsmodell sind in kursiv dargestellt. Quellen: eigene Zusammenstellung auf Basis von Interviews mit Expertinnen und Experten sowie Zech et al. (2015), Schnülle et al. (2016), Hobohm et al. (2017), Wagemann und Ausfelder (2017), Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (2018), Bierkandt et al. (2018), Bergk et al. (2018 S. 18), (2019), Drünert et al. (2019), Shanmugam (2019), Schmidt et al. (2019 S. 39) Arnold et al. (2018) und BMU (2021)

Stärken	Schwächen
<p style="text-align: center;"><u>Kunden</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – kaum Alternativen zu PtL-Kraftstoffen für die Defossilisierung ausgewählter Verkehrsbereiche, insbesondere dem Luft- und Seeverkehr <p style="text-align: center;"><u>Wertschöpfung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>Synthese und Aufbereitung des FT-Syncrude können standortunabhängig voneinander stattfinden</i> – <i>Die räumliche Trennung zwischen Synthese und Aufbereitung ermöglicht eine Orientierung des Standorts für die Elektrolyse und Synthese an erneuerbaren Energiequellen</i> – <i>Nutzung bei der FT-Synthese anfallender Wärme für die CO₂-Abscheidung (DAC)</i> <p style="text-align: center;"><u>Finanzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>Zukünftig zu erwartende geringere kapitalgebundenen Kosten bei Elektrolyseuren</i> – FT-Synthese bietet die niedrigsten Herstellungskosten unter den PtL-Technologien (Hobohm et al. 2017 S. 9) <p style="text-align: center;"><u>Nutzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Nachhaltige Kraftstoffe, die insbesondere im Luft-, Schiffs- und Schwerlastverkehr einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten können 	<p style="text-align: center;"><u>Kunden</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – unsichere Entwicklung der Nachfrageseite für FT-Kraftstoffe und damit auch FT-Syncrude <p style="text-align: center;"><u>Wertschöpfung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Bei Strombezug aus dem Netz handelt es sich um Graustrom; ein Bezug von Grünstrom ist mittels Direktleitung und bei Netzbezug über Herkunftsnachweise möglich – <i>DAC weniger ausgereift als Technologie für die CO₂-Abscheidung bei Punktquellen</i> – Hoher EE-Strombedarf (Elektrolyse und RWGS), der in Deutschland u. a. aufgrund der begrenzten Flächenverfügbarkeit für EE-Anlagen schwierig zu decken ist – <i>Wasserstoffspeicher und ggf. auch weitere Speicherkapazitäten (CO₂-Speicher, FT-Syncrude) notwendig, um Elektrolyse flexibel fahren zu können</i> – FT-Synthese zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe befindet sich noch im Pilotstadium, Anlagen somit noch nicht kommerziell verfügbar <p style="text-align: center;"><u>Finanzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>CO₂-Abscheidung mittels DAC vergleichsweise kostenintensiv</i>

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> - Bereitstellung CO₂-armer Wachse für chemische Industrie - <i>Optionale Bereitstellung von Regelenergie und Stabilisierung des Stromsystems durch einen flexiblen, systemdienlichen Betrieb der Elektrolyseure</i> - Vermarktung als „sauberer“ und „hipper“ Kraftstoff (Kasten und Kühnel 2019 S. 11) <p style="text-align: center;"><u>Partner</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Da Synthese und Aufbereitung des FT-Syncrude standortunabhängig voneinander stattfinden können, ist eine Aufbereitung des FT-Syncrude durch bestehende Raffinerien möglich</i> 	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Hohe Kosten für Wasserstoff-zwischenspeicher</i> - <i>Errichtung auf „grüner Wiese“ kostenintensiv</i> - <i>Höhere Produktionskosten gegenüber großskaligen Anlagen aufgrund von fehlenden Skaleneffekten</i> - <i>Sehr hohe Herstellungskosten im Vergleich zum Preisniveau der fossilen Referenz (Erdöl) u.a. aufgrund der hohen Strom- und CO₂-Bezugskosten, der hohen Investitionskosten für Elektrolyse und Wasserstoffspeicher sowie der geringen Vollaststunden bei systemdienlichem Betrieb der Elektrolyse</i> <p style="text-align: center;"><u>Nutzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Der systemdienliche Betrieb bedingt eine Wasserstoffspeicherung, da die Flexibilität nicht durch die träge FT-Synthese, sondern durch die Elektrolyse bestimmt wird</i> <p style="text-align: center;"><u>Partner</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Der Transport des FT-Syncrude zur Raffinerie (bspw. mit Lkw) hat eine komplexere Logistik zur Folge und erhöht die Zahl der Partner im Geschäftsmodell</i>

Chancen	Risiken
<p style="text-align: center;"><u>Technik und Forschung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Aus technischer Sicht können FT-Kraftstoffe die gleiche Versorgungsinfrastruktur und Antriebe wie konventionelle Kraftstoffe nutzen (Drop-In-Fähigkeit) - Beimischung von FT-Kerosin zu fossilem Kerosin aktuell international nach der ASTM D-7655 Norm bis zu 50 % zugelassen; höhere Beimischungsquoten als zurzeit geltenden sind technisch möglich <p style="text-align: center;"><u>Marktentwicklung und Wettbewerb</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Limitierung der Biokraftstoffe als Defossilisierungsalternative aufgrund der Flächennutzungskonkurrenz - Höhere Zahlungsbereitschaft einzelner Kundengruppen für nachhaltige Kraftstoffe - Anfängliche Beimischung der FT-Kraftstoffe zu fossilen Kraftstoffen, um die noch hohen Herstellungskosten auf mehrere Nutzer zu verteilen 	<p style="text-align: center;"><u>Technik und Forschung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit der FT-Kraftstoffproduktion durch F&E zur Kostensenkung und Verbesserung der Gesamtprozesskette erforderlich <p style="text-align: center;"><u>Marktentwicklung und Wettbewerb</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Marktseitige Voraussetzungen aufgrund mangelnder Investitionssicherheiten noch nicht gegeben - <i>Internationale Standorte erscheinen aufgrund der höheren EE-Potenziale und damit auch günstigeren Bedingungen für die EE-Stromproduktion langfristig wahrscheinlicher für die Herstellung von FT-Syncrude</i> - <i>CO₂ könnte in Zukunft zu einem Bottleneck werden; Generierung bei einer Konzentration von 400ppm in der Atmosphäre kostenintensiv</i>

Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> – Im Flug- und Schiffsverkehr stellen strombasierte Kraftstoffe eine No-Regret-Strategie dar – Möglichkeit des Angebots von FT-Kerosin für Passagiere zur Klimakompensation <p style="text-align: center;"><u>Regulatorik</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Steigende CO₂-Bepreisung der fossilen Referenz – Reduktion der Stromsteuer, Netzentgelte und EEG-Umlage – Erhöhung der Energiesteuer für fossile Kraftstoffe – Einführung einer nach Möglichkeit international aber zumindest europäisch verbindlichen Beimischungsquote im Flugverkehr – Einführung von Bilanzierungssystemen, die einen standortunabhängigen Erwerb von strombasierten Kraftstoffen ermöglichen, so lange diese noch nicht flächendeckend verfügbar sind – Förderung von PtL-Kerosin mithilfe von Einnahmen aus dem EU ETS <p style="text-align: center;"><u>Akzeptanz</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Allgemeine Akzeptanz wird als potenziell hoch eingestuft, da die Nutzungsgewohnheiten denen bei fossilen Kraftstoffen ähnlich bzw. identisch sind – Mögliche Weiterverwendung der bestehenden Strukturen bei Produktion, Transport und Lagerung – Potenziell hochwertigere Qualität der PtL-Kraftstoffe im Vergleich zur fossilen Referenz – Hohe Akzeptanz für kleine, dezentrale Anlagen, die nur geringe Logistikströme und Schadstoff-, Lärm- und Geruchsemissionen mit sich bringen – Sinkende Abhängigkeit von Rohöl-Importländern – Betrachtung der PtL-Technologie als Ergänzung bzw. Alternative zum Stromnetzausbau – Zusätzlicher EE-Ausbaubedarf für FT-Synthese wird bisher nicht oder kaum mit FT-Kraftstoffproduktion in Verbindung gebracht 	<ul style="list-style-type: none"> – Breite Konkurrenz an Antriebsarten und -stoffen, wie bspw. Elektromobilität, Oberleitungs-Lkw, Liquefied natural gas (LNG) und PtG-Methan, Biokraftstoffen etc. – Unsicherheit bzgl. der Antriebsart, die sich beim Schwerlastverkehr durchsetzen wird – Kundengruppen mit einer höheren Zahlungsbereitschaft für nachhaltige Kraftstoffe haben bisher nur geringes Nachfragevolumen <p style="text-align: center;"><u>Regulatorik</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Bedarf an strombasierten Kraftstoffen stark von THG-Minderungszielen abhängig – Insbesondere der Flugverkehr ist im Kontext des internationalen Wettbewerbs zu sehen und es braucht internationale oder zumindest europäische Regulierung und Zielsetzungen – Carbon-Leakage-Risiko; bspw. eine Verlagerung der Industrie oder von Flügen bei einer zu hohen CO₂-Bepreisung <p style="text-align: center;"><u>Akzeptanz</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Strombasierte Kraftstoffe haben bei der Bevölkerung noch einen vergleichsweise niedrigen Bekanntheitsgrad – Geringe Akzeptanz für die Errichtung von zusätzlichen EE-Anlagen, welche die Anlagen zur Herstellung von PtL-Kraftstoffen mit Energie versorgen

4.5.4 Geschäftsmodellbeschreibung „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“

Das Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“ umfasst die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen via FT-Synthese im größeren Maßstab an einem Standort mit Zugang zu einer Wasserstoffpipeline und räumlicher Nähe zu einer industriellen Punktquelle für Kohlenstoffdioxid. Die Wasserstofferzeugung ist nicht Teil des Geschäftsmodells, vielmehr wird der Wasserstoff über eine Pipeline bezogen. Bei diesem Geschäftsmodell steht damit nicht die flexible Fahrweise der vorgeschalteten Elektrolyse im Vordergrund, sondern eine möglichst kontinuierliche Prozessführung der FT-Synthese und anschließenden Aufbereitung in bestehenden Raffineriekapazitäten (vgl. Schnülle et al. 2016).

Grundlage für die Beschreibung und Bewertung des Geschäftsmodells ist eine Auswertung der wissenschaftlichen Literatur und bestehender sowie geplanter PtL-Pilotvorhaben (inklusive geplanter Projekte, die von den Akteuren nicht weiterverfolgt werden). Zudem konnten Informationen über ein Interview mit einem Pilotanlagenbetreiber sowie einen Workshop mit sechs Praxisakteuren gewonnen werden.

4.5.4.1 Wertschöpfungsdimension

Die zentralen Schlüsselaktivitäten und technischen Ressourcen im Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“ sind die Synthesegaserzeugung (RWGS-Reaktor), die FT-Synthese (FT-Reaktor) und die Aufbereitung des FT-Syncrude zu FT-Kraftstoffen und -Wachsen. Hier wird angenommen, dass letztere in bestehenden Raffineriekapazitäten erfolgt.

Für die Produktionskapazität wird eine Menge von 80.000 t/a angenommen. Dies entspricht der Größenordnung, die derzeit in der Fachliteratur und von Unternehmen bzw. Verbänden für FT-Anlagen im großen Maßstab diskutiert wird. Da der Wasserstoff nicht selbst mittels Elektrolyse erzeugt, sondern über eine Wasserstoffpipeline bezogen werden soll, muss der Standort über einen Anschluss an eine Wasserstoffpipeline verfügen. Insgesamt werden pro Jahr knapp 34.300 t Wasserstoff benötigt.

Das bei der Synthese eingesetzte Kohlenstoffdioxid wird in diesem Fall durch eine industrielle Punktquelle bereitgestellt. Auch eine Luftabscheidung ist grundsätzlich möglich, hier muss jedoch der Flächenbedarf für die DAC-Anlagen eingeplant werden. Mit dem spezifischen CO₂-Bedarf und den geplanten 8.000 Volllaststunden der FT-Anlage ergibt sich in Summe ein jährlicher Bedarf von rund 252.800 t/a Kohlenstoffdioxid. Der Strombedarf für die FT-Synthese summiert sich auf 187 GWh/a.

Über die oben genannten Anlagen und Infrastrukturvoraussetzungen hinaus, wird Personal für den Betrieb sowie Wartung und Instandhaltung der Anlagen benötigt. Zudem braucht es Marktzugänge für den Absatz der Produkte.

Die zentralen Kennzahlen und Annahmen zur technischen Dimensionierung fasst Tab. 4.28 zusammen.

Tab. 4.28: Technische Dimensionierung und Kennzahlen zum Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese“

Quellen: eigene Zusammenstellung

Größe	Wert	Einheit	Quelle
Produktionskapazität	80.000	t/a	Eigene Annahme
Volllaststunden RWGS und FT-Synthese	8.000	h	Zech et al. (2015) und Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (2018)
Lebensdauer RWGS und FT-Reaktor	30	a	Arnold et al. (2018) und Kreidelmeyer et al. (2020)
Strombedarf FT-Synthese	1,16	kWh/kg _{CO}	van der Giesen et al. (2014)
Wasserstoffbedarf FT-Synthese	0,43	kg/kg _{FT-Syncrude}	van der Giesen et al. (2014)
Kohlendioxidbedarf FT-Synthese	3,16	kg/kg _{FT-Syncrude}	van der Giesen et al. (2014)
Unterer Heizwert FT-Syncrude	43,2	MJ/kg	Tremel et al. (2015)

4.5.4.2 Nutzendimension

Mit der großskaligen PtL-Anlage können FT-Kraftstoffe und -Wachse in einer Größenordnung von 80.000 t/a produziert werden. Die FT-Kraftstoffe können als Drop-in-Lösung konventionellen Kraftstoffen beigemischt werden und damit einen Beitrag zur Erreichung der THG-Minderungsziele im Verkehrssektor – insbesondere im Luft-, Schiffs-, Schwerlastverkehr – leisten.

4.5.4.3 Partnerdimension

Grüner Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid sind die zentralen Edukte für das bei der FT-Synthese umgesetzte Synthesegas. Essentielle Partner sind somit Betreiber von Wasserstoffpipelines und Unternehmen der Prozessindustrie, wie etwa der Zement- und Stahlherstellung, welche das benötigte Kohlenstoffdioxid zur Verfügung stellen. Auch wenn die Elektrolyse nicht Teil des Geschäftsmodells ist, besteht auch für die RWGS ein hoher Strombedarf. Der benötigte EE-Strom für die FT-Synthese ist voraussichtlich aus dem Netz zu beziehen. In Frage kommen v. a. Wind onshore und offshore Anlagen. Für den Strombezug können langfristige, direkte Stromlieferverträge abgeschlossen werden, welche auch die grüne Eigenschaft des Stroms sicherstellen. Weitere wichtige Partner sind die Anlagenbauer und Technologieentwickler, sofern diese nicht auch Teil der Betreibergesellschaft sind. Diese sind für die Errichtung aber auch die Wartung der Anlagen (u. a. RWGS- und FT-Reaktor) verantwortlich. Sofern die Raffinerie die Distribution und Vermarktung der FT-Kraftstoffe nicht selbst übernimmt, sind hierfür Logistik- und Handelspartner erforderlich.

4.5.4.4 Kundendimension

Im großskaligen Geschäftsmodell sind die Kunden im Prinzip deckungsgleich mit den Kunden von Raffinerien und dem Kraftstoffhandel. Zentrale Kundengruppen sind Flughäfen und Fluggesellschaften, die Schifffahrt und die chemische Industrie. Einnahmen werden über den Verkauf von

FT-Kraftstoffen bzw. FT-Wachsen erzielt. Auch hier überwiegen langfristige Beziehungen über bilaterale Verträge.

4.5.4.5 Finanzdimension

Kostenannahmen

Bei dem Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“ sind Investitionen für den RWGS- und FT-Reaktor sowie Anlagen zur anschließenden Aufbereitung zu FT-Kraftstoffen erforderlich. Tab. 4.29 zeigt die spezifischen Investitionskosten für die Synthesegaserzeugung, (RWGS), FT-Synthese und Aufbereitung. In Summe ergeben sich damit Investitionskosten von 48 Mio. € in 2018 und 38,4 Mio. € in 2030.

Tab. 4.29: Kapitalgebundene Kosten für das Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“

Kostenposition	Spez. Kosten 2018	Spez. Kosten 2030	Einheit	Quelle
FT-Synthese und Aufbereitung	400	320	€/kW _{FT-Syncrude}	Basierend auf Brynolf et al. (2018) und Kreidelmeyer (2020)

Mit Blick auf die betriebsgebundenen Kosten sind v. a. die Positionen Wartungs- und Instandsetzungsmaßnahmen sowie das Personal für den Anlagenbetrieb zu nennen. Die Annahmen hierzu wurden bereits beim Geschäftsmodell „Dezentrale FT-Synthese, Transport FT-Syncrude“ dargestellt (siehe Tab. 4.26).

Bei den verbrauchsgebundenen Kosten sind zentrale Positionen die Kosten für Wasserstoffbezug, CO₂-Bereitstellung und Elektrizität (siehe Tab. 4.30). Für den Wasserstoffbezug wurde angenommen, dass die Elektrolyse in der MENA-Region unter Einsatz von PV- und Windstrom und der Transport nach Deutschland mittels Pipeline erfolgt. Zusätzlich müssen Kosten für die inländische Verteilung berücksichtigt werden. In Summe ergeben sich mit dieser Annahme Bereitstellungskosten von 250,1 Mio. € im Jahr 2018 und 217 Mio. € im Jahr 2030. Die Kosten für die Kohlendioxidbereitstellung (industrielle Punktquelle) liegen 2018 bei insgesamt 14,2 Mio. € und 2030 bei 13,1 Mio. €. Für die Strombeschaffung wird analog zu den anderen prototypischen Geschäftsmodellen von einem Langfristvertrag mit einem Bezugspreis von 5,4 ct/kWh in 2018 ausgegangen. Mit Netzbezug ergeben sich folgende Kostenpunkte: Die EEG-Umlage ist für bestimmte produzierende Unternehmen reduziert. Für ein Unternehmen aus Anlage 4 EEG 2017 liegt die EEG-Umlage entsprechend der Höhe des Stromverbrauchs bei 0,15 ct/kWh. Die Stromsteuer entfällt für Unternehmen des produzierenden Gewerbes (§ 9a StromStG). Die Konzessionsabgabe entfällt ebenfalls, sofern der Grenzpreis (§ 2 Abs. 4 KAV) unterschritten wird. Unter dieser Annahme reduzieren sich netzentgeltgekoppelte Abgaben von 0,7 ct/kWh auf 0,59 ct/kWh. Die Netzentgelte für Industriekunden betragen 2018 im Schnitt 2,36 ct/kWh (BNetzA und BKartA 2021). Bei Unternehmen mit einem Stromverbrauch von mehr als 10 GWh/a und einer Volllaststundenzahl von mehr als 7.500 h/a reduziert sich das Netzentgelt um 85 Prozent (BDEW 2021), was 0,35 ct/kWh entspricht. Damit ergibt sich ein Strompreis von 6,49 ct/kWh für das Jahr 2018. Der Preis gilt ebenfalls als Ausgangswert für die Berechnung zum Jahr 2030. In Summe betragen die Energiekosten 12,1 Mio. €.

Tab. 4.30: Betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten für das Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“

Parameter	2018	2030	Einheit	Quelle
Betriebsgebundene Kosten				
FT-Synthese und Aufbereitung	4,0	4,0	%/a der Investitionssumme	Kreidelmayer et al. (2020)
Verbrauchsgebundene Kosten				
Wasserstoff (Pipeline)	7,3	6,33	€/kg Wasserstoff	Kreidelmayer et al. (2020)
Kohlenstoffdioxid (industrielle Punktquelle)	56,1	52,0	€/t	Basierend auf Wietschel et al. (2019)
Elektrizität	0,0649	0,0649	€/kWh	Eigene Annahme basierend auf Wilms et al. (2018)

Gestehungskosten¹⁶

Die Gestehungskosten für FT-Kraftstoffe werden ins Verhältnis zu den heute verfügbaren, fossil basierten Kraftstoffen Diesel und Kerosin gestellt. Im Fall von Diesel wurde für den Vergleich der Preis für Dieselkraftstoff bei Abgabe an den Großhandel herangezogen. Im Jahr 2018 lag dieser bei 0,99 €/l bzw. 100,70 €/MWh (Destatis 2021). Der für Kerosin zugrunde gelegte Preis lag 2018 bei 2,03 \$/Gallon (EIA 2020). Unter Berücksichtigung einer CO₂-Bepreisung von 15 €/t (BMU 2019) ergibt sich ein Kerosinpreis von 51,7 €/MWh.¹⁷ Die Abschätzung des Preisniveaus für das Jahr 2030 orientiert sich an den Annahmen für die Preisentwicklung bei Rohöl von Hecking et al. (2018). Der Dieselpreis liegt damit 2030 bei 1,25 €/l bzw. 127,47 €/MWh und der Preis für Kerosin bei 2,57 \$/Gallon bzw. 60,41 €/MWh. Bei Diesel kommt 2030 ein angenommener CO₂-Preis (nEHS) von 150 €/t Kohlenstoffdioxid hinzu. Der CO₂-Preis bei Kerosin (EU ETS) wird mit 50 €/t Kohlenstoffdioxid (2030) angenommen (siehe Tab. 4.4).

Für das Betrachtungsjahr 2018 ergeben sich mit den oben dargestellten Annahmen im Geschäftsmodell für eine großskalige FT-Synthese Gestehungskosten von 294,0 €/MWh. Verglichen mit den konventionellen Kraftstoffen Diesel und Kerosin zeigt sich somit eine erhebliche Differenz: die Gestehungskosten der FT-Kraftstoffe betragen rund das 3- (Diesel) bzw. 6-fache (Kerosin) des Preisniveaus der fossilbasierten Referenz. Die kapital- und betriebsgebundenen Kosten machen 2018 nur einen geringen Anteil der Gestehungskosten aus (1,4 % und 0,7 %), so dass die verbrauchsgebundenen Kosten maßgeblich sind für die Höhe der Gestehungskosten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in diesem Geschäftsmodell ein Wasserstoffbezug via Pipeline angenommen wurde und die Kosten für die Wasserstoffherstellung in den Wasserstoffbezugskosten enthalten sind. Die

¹⁶ Die Kostenangaben beziehen sich auf den unteren Heizwert (Lower Heating Value)

¹⁷ Wechselkurs: 1,181 USD/€

Kosten für den Wasserstoffbezug sind mit 90 Prozent die größte Kostenposition bei den verbrauchsgebundenen Kosten, die CO₂-Bereitstellungskosten machen einen Anteil von 5 Prozent aus. Auch die Stromkosten fallen weniger ins Gewicht (4 %), da bei dem Geschäftsmodell lediglich der Strombedarf für die FT-Synthese relevant ist.

Für das Betrachtungsjahr 2030 wurden Gestehungskosten von 257,22 €/MWh für FT-Kraftstoffe berechnet. Ursächlich für die Verringerung gegenüber 2018 ist v. a. der Rückgang bei den Bereitstellungskosten für Wasserstoff. Da auch 2030 die verbrauchsgebundenen Kosten rund 98 Prozent der Gestehungskosten ausmachen, wirken sich die verringerten Investitionskosten für die Anlagen im Zusammenhang mit der FT-Synthese kaum auf das Ergebnis aus. Wie Abb. 4.18 zeigt, sind die Gestehungskosten für FT-Kraftstoffe im Vergleich zu den für 2030 angenommenen Preisen für konventionellen Diesel und Kerosin immer noch hoch (etwa Faktor 1,5 bzw. Faktor 3,5).

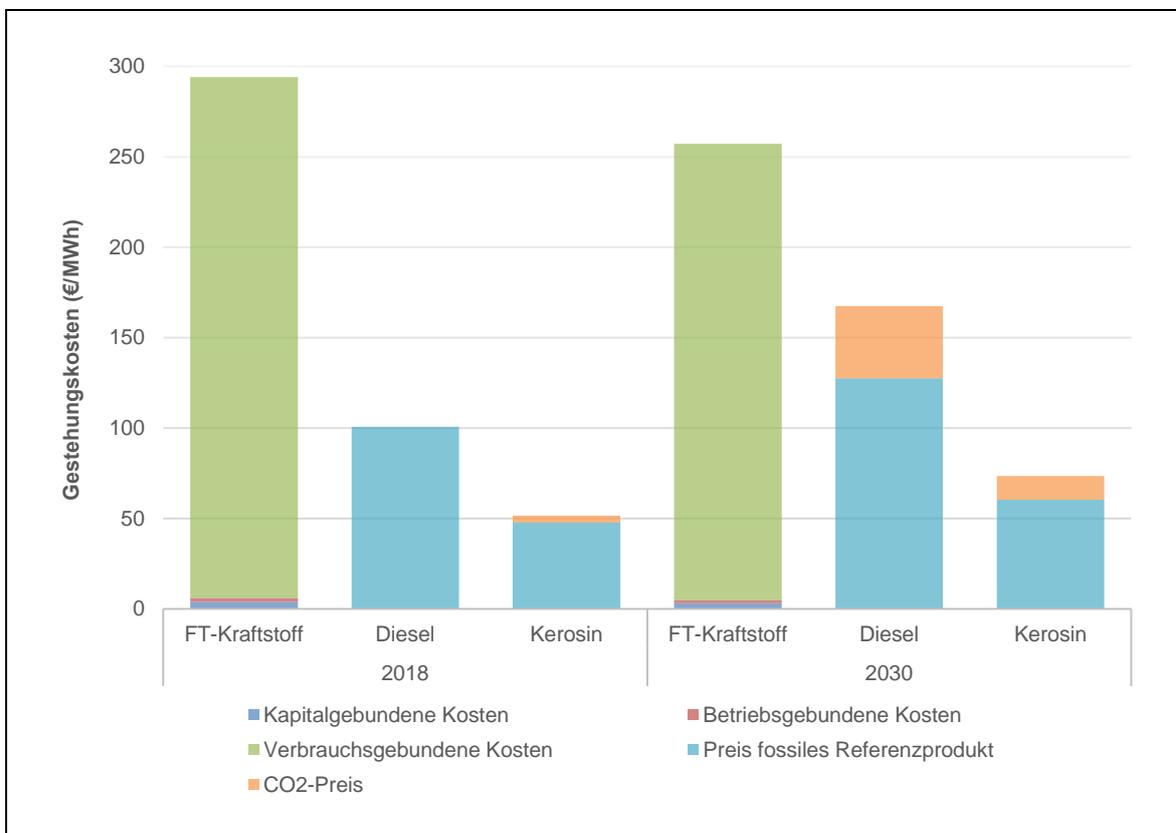


Abb. 4.18: Gestehungskosten für FT-Syncrude im Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“

Quelle: eigene Darstellung

Sensitivitätsanalyse 2030

Den Einfluss einzelner Input-Parameter auf die Höhe der Gestehungskosten von FT-Kraftstoffen im Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“ sowie den Vergleich mit dem Preisniveau konventioneller Kraftstoffe zeigen die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse in Abb. 4.19. Variiert wurden die Parameter Strompreis, Mischkalkulationszinssatz, Wasserstoffbezugskosten, CO₂-Bereitstellungskosten und Investitionskosten für die FT-Synthese um ±50 Prozent für das Betrachtungsjahr 2030. Den größten Einfluss auf die Höhe der Gestehungskosten haben die Bezugskosten für grünen Wasserstoff. Die Variation der anderen Parameter zeigt nur einen geringen Effekt in Bezug auf die Gestehungskosten für FT-Kraftstoffe. Folgende Erkenntnisse lassen sich daraus ableiten:

- Eine Verringerung der Wasserstoffbezugskosten um 50 Prozent senkt die Gestehungskosten auf 144 €/MWh,
- Eine Verringerung der Parameter CO₂-Bereitstellungskosten, Strompreis, Mischkalkulationszinssatz oder Investitionskosten (FT-Synthese) um 50 Prozent, ergibt Gestehungskosten zwischen 250 und 257 €/MWh.

Das größte Kostensenkungspotenzial liegt somit bei den Bereitstellungskosten für Wasserstoff. Mit einer Verringerung um 50 Prozent liegen die Gestehungskosten 2030 unter dem Preisniveau von konventionellem Diesel aber immer noch über dem Preis von fossilbasiertem Kerosin. Mit einer höheren CO₂-Bepreisung für Kerosin könnte die Kostenlücke weiter verringert werden. Bei den Kosten für das bei der FT-Synthese eingesetzte Kohlenstoffdioxid ist zu beachten, dass bei dem Geschäftsmodell eine industrielle Punktquelle angenommen wurde, bei der die Bereitstellungskosten im Vergleich zur DAC-Technologie deutlich geringer ausfallen. Wie mit langfristig unvermeidbaren CO₂-Emissionen aus der Industrie umgegangen werden soll d. h. ob und unter welchen Voraussetzungen diese als Quelle für Kohlenstoffdioxid in Frage kommen, wird kontrovers diskutiert. Um THG-Neutralität zu erreichen, müssen fossile CO₂-Emissionen so weit wie möglich reduziert und im Fall von unvermeidbaren CO₂-Emissionen (bspw. bei der Zementproduktion) muss eine geologische Speicherung (Carbon Capture and Storage) oder anderweitige Kompensation erfolgen (Ausfelder und Dura 2019). Für biogene CO₂-Quellen liegen die Kosten in einer ähnlichen Größenordnung wie für industrielle Punktquellen, jedoch liegt hier die Herausforderung in der Verfügbarkeit einer biogenen Quelle mit entsprechendem Volumenstrom am Standort der FT-Synthese.

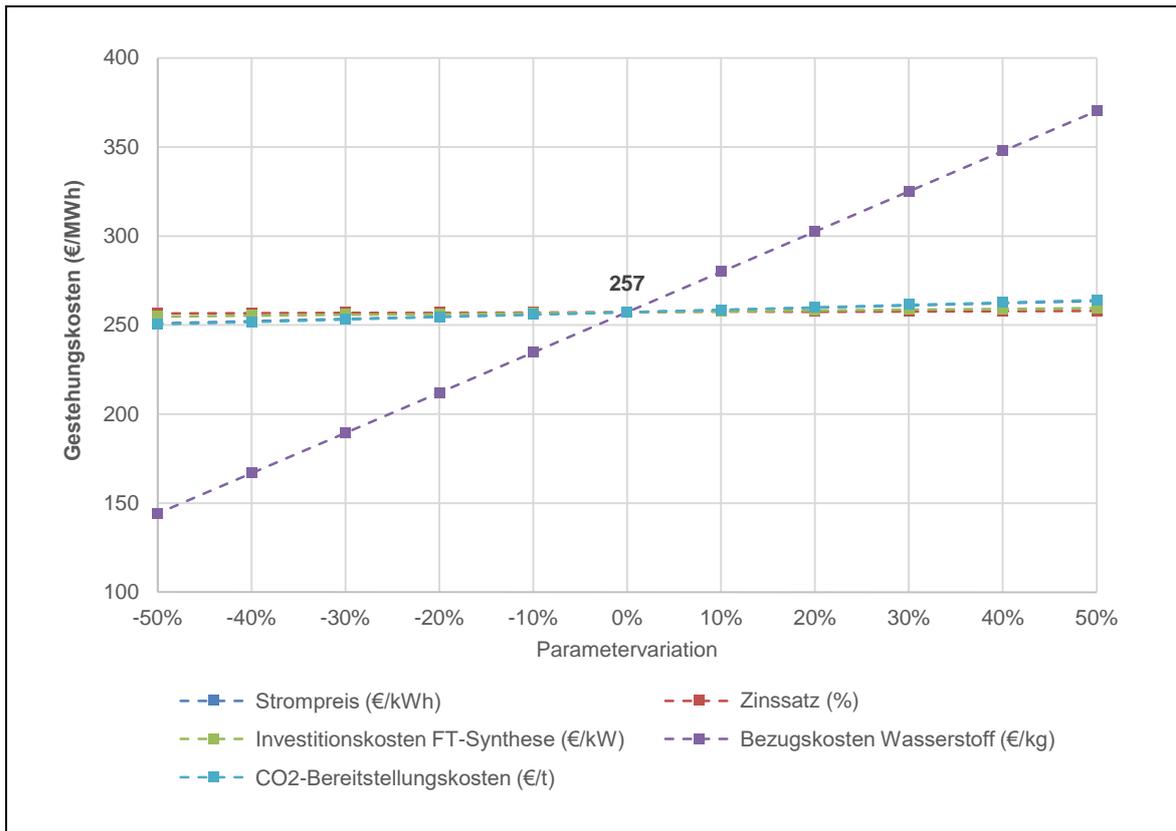


Abb. 4.19: Sensitivitätsanalyse der Gesteungskosten (2030) für das Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“

Quelle: eigene Darstellung

Einnahmen

Die primären Einnahmen werden in diesem Geschäftsmodell durch den Verkauf der FT-Kraftstoffe erzielt. Mit Blick auf den Einsatz im Flug- und Seeverkehr ist festzuhalten, dass es sich dabei um internationale Märkte handelt. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit der Beimischung zu konventionellen Kraftstoffen oder die Vermarktung als eigenständiges Produkt (Bergk et al. 2018). Es gibt Untersuchungen, die für synthetische Kraftstoffe eine um bis zu 25 Prozent erhöhte Zahlungsbereitschaft gegenüber fossilen Produkten festgestellt haben. Dies trifft jedoch nur auf einen sehr begrenzten Kundenkreis und damit auch nur auf ein sehr kleines Nachfragevolumen zu (Schnülle et al. 2016).

4.5.4.6 Zusammenfassung

Eine Zusammenfassung der zentralen Elemente des Geschäftsmodells „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“ zeigt Abb. 4.20.

Partner	Aktivitäten	Nutzenversprechen	Kundenbeziehungen	Kundensegmente
<ul style="list-style-type: none"> - Grünstromversorger (über öffentliches Netz) - Betreiber von Wasserstoffpipelines - Unternehmen der Prozessindustrie (industrielle CO₂-Punktquelle) - Technologiehersteller (Bau und Wartung) - (Logistik- und Handelsunternehmen) 	<ul style="list-style-type: none"> - Synthesegaserzeugung (8000 Vollaststunden) - FT-Synthese (8000 Vollaststunden) - Aufbereitung des FT-Syncrude zu FT-Kraftstoffen und -Wachsen 	<ul style="list-style-type: none"> - ca. 80.000 t FT-Kraftstoffe und -Wachse - Beimischung der FT-Kraftstoffe zu konventionellen Kraftstoffen möglich (Drop-in) - Beitrag zur Erreichung der Klimaziele im Verkehrssektor - FT-Wachse für die chemische Industrie 	<ul style="list-style-type: none"> - Langfristige Beziehung über bilaterale Verträge - Ggf. gesellschaftsrechtliche Kooperationen 	<ul style="list-style-type: none"> - Flughäfen und Fluggesellschaften - Schifffahrt - chemische Industrie - Kraftstoffhandel
	Ressourcen			
	<ul style="list-style-type: none"> - RWGS-Reaktor - FT-Reaktor - Raffineriekapazitäten - Anschlüsse (Wasserstoffpipeline, Strom, Wasser) - Industrielle CO₂-Punktquelle - Fachpersonal für Betrieb und Wartung Synthese und Aufbereitung 		<ul style="list-style-type: none"> - Institutionalisierte, direkte und indirekte Kontakte, Key Accounting 	
Kostenstruktur (2030)			Einnahmequellen	
<ul style="list-style-type: none"> - CAPEX (in Mio. €): FT-Synthese inkl. RWGS und Aufbereitung (38,4) - OPEX (in Mio. €/a): Wasserstoffbezug (217,0), Kohlenstoffdioxid aus industrieller Punktquelle (13,1), Strom (RWGS) (12,1), O&M FT-Synthese inkl. RWGS und Aufbereitung (1,5) - Gesteungskosten FT-Kraftstoff: 257,22 €/MWh 			<ul style="list-style-type: none"> - Produktverkauf (FT-Kraftstoffe und -Wachse) 	

Abb. 4.20: BMC zum Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“

Quelle: eigene Darstellung

4.5.5 Bewertung „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“

Auch in diesem Fall erfolgt die Bewertung des Geschäftsmodells in Form einer SWOT-Analyse (siehe Tab. 4.31). Basis sind Interviews mit Expertinnen und Experten, ein Workshop mit Akteuren aus der Praxis, eine Literaturrecherche sowie eigene Analysen und Einschätzungen.

Im Gegensatz zum dezentralen Konzept zeigt das betrachtete Geschäftsmodell für eine großskalige FT-Synthese geringere Kraftstoffgestehungskosten. Zudem können durch den Aufbau an einem Raffineriestandort mit hoher Wahrscheinlichkeit bestehende Strukturen (u. a. für die Aufbereitung, die Lagerung und den Transport der FT-Kraftstoffe) genutzt werden. Jedoch sind die Anforderungen an den Standort hoch, da zusätzlich zur Raffinerie auch eine industrielle Punktquelle für Kohlenstoffdioxid und der Zugang zu grünem Wasserstoff über eine Wasserstoffpipeline gegeben sein muss. Auch wenn durch den Wasserstoffbezug der Strombedarf für die Elektrolyse am Standort entfällt, ist durch den Energiebedarf der FT-Synthese (RWGS) die Verfügbarkeit von EE-Strom weiterhin wichtig. Die Höhe der Gesteungskosten zeigt eine hohe Abhängigkeit von den Bezugskosten für Wasserstoff und damit vom Import von grünem Wasserstoff aus dem Ausland. Der Einfluss der CO₂-Bereitstellungskosten erscheint bei dem großskaligen Konzept gering, was jedoch auf die vergleichsweise kostengünstige Abscheidung von Industrieabgasen zurückzuführen ist. Hier besteht einerseits die Gefahr, dass dieser Industrieprozess wegfällt und andererseits ist der Einsatz von fossilem Kohlenstoffdioxid für die Kraftstoffproduktion mit Blick auf das Ziel der THG-

Neutralität kritisch zu bewerten. Zentrale externe Entwicklungen, die sich auf den Erfolg des Geschäftsmodells auswirken, sind CO₂-Bepreisungsinstrumente und die Standards und Zielsetzungen auf europäischer und internationaler Ebene.

Tab. 4.31: SWOT-Analyse zum Geschäftsmodell „Großskalige FT-Synthese, Aufbereitung am Standort“

Die Spezifika für das großskalige Geschäftsmodell sind in kursiv dargestellt.

Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis von Interviews mit Expertinnen und Experten sowie Zech et al. (2015), Schnülle et al. (2016), Hobohm et al. (2017), Wagemann und Ausfelder (2017), Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (2018), Bierkandt et al. (2018), Bergk et al. (2018 S. 18), Arnold et al. (2018), Kasten und Kühnel (2019), Shanmugam (2019), Schmidt et al. (2019 S. 39) Ausfelder und Dura (2019) und BMU (2021)

Stärken	Schwächen
<p style="text-align: center;"><u>Kunden</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – kaum Alternativen zu PtL-Kraftstoffen für die Defossilisierung ausgewählter Verkehrsbereiche, insbesondere dem Luft- und Seeverkehr <p style="text-align: center;"><u>Wertschöpfung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>Synthese und Aufbereitung des FT-Syncrude an einem Standort reduziert Aufwand und Komplexität der Logistik im Vergleich zum dezentralen Konzept</i> – <i>Technologie für den Bezug von Kohlenstoffdioxid aus industriellen Punktquellen im Vergleich zu DAC relativ ausgereift</i> <p style="text-align: center;"><u>Finanzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – FT-Synthese bietet die niedrigsten Herstellungskosten unter den PtL-Technologien – <i>Niedrigere Produktionskosten gegenüber kleinskaligen Anlagen aufgrund von Skaleneffekten</i> – <i>Niedrigere kapitalgebundene Kosten im Vergleich zu Geschäftsmodellen mit einer Integration der Elektrolyse-Wertschöpfungsstufe</i> – <i>CO₂-Abscheidung bei industriellen Punktquellen vergleichsweise kostengünstig</i> – <i>Zukünftig zu erwartende geringere Kosten für den Bezug von Wasserstoff</i> <p style="text-align: center;"><u>Nutzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Nachhaltige Kraftstoffe, die insbesondere im Luft-, Schiffs- und Schwerlastverkehr einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten können – Bereitstellung von CO₂-armen Wachsen für chemische Industrie 	<p style="text-align: center;"><u>Kunden</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – unsichere Entwicklung der Nachfrageseite für FT-Kraftstoffe <p style="text-align: center;"><u>Wertschöpfung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>hohe Anforderungen an den Standort durch gleichzeitigen Zugang zu einer Wasserstoffpipeline, einer CO₂-Punktquelle und bestehenden Raffineriekapazitäten</i> – Bei Strombezug aus dem Netz handelt es sich um Graustrom; ein Bezug von Grünstrom ist mittels Direktleitung und bei Netzbezug über Herkunftsnachweise möglich – Hoher EE-Strombedarf (RWGS), der in Deutschland u. a. aufgrund der begrenzten Flächenverfügbarkeit für EE-Anlagen schwierig zu decken ist – FT-Synthese zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe befindet sich noch im Pilotstadium, Anlagen somit noch nicht kommerziell verfügbar – <i>Nachhaltigkeit der Nutzung von CO₂-Punktquellen aus der Industrie umstritten; Gefahr von „Lock-in“-Effekten</i> <p style="text-align: center;"><u>Finanzen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>Hohe Herstellungskosten im Vergleich zum Preisniveau der fossilen Referenz (bspw. Kerosin, Diesel) u. a. aufgrund der hohen Bezugskosten für Wasserstoff und CO₂ aber auch von EE-Strom</i> <p style="text-align: center;"><u>Partner</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>Abhängigkeit von einem industriellen Partner für die CO₂-Abscheidung</i>

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> – Vermarktung als „sauberer“ und „hipper“ Kraftstoff (Kasten und Kühnel 2019 S. 11) <p style="text-align: center;"><u>Partner</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>Raffinerien sind oft hubs, an denen notwendige aber auch die Sicherheit betreffende Infrastrukturen bereits vorhanden sind</i> – <i>Defossilisierung anderer Industrien (bspw. Zementindustrie) durch die CO₂-Abscheidung bei einem industriellen Partner</i> – <i>Distribution und Vermarktung der FT-Kraftstoffe über bestehende Strukturen bzw. Partner</i> 	<ul style="list-style-type: none"> – <i>Abhängigkeit von einem Pipelinebetreiber für die Versorgung mit (grünem) Wasserstoff</i>

Chancen	Risiken
<p style="text-align: center;"><u>Technik und Forschung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Aus technischer Sicht können FT-Kraftstoffe die gleiche Versorgungsinfrastruktur und Antriebe wie konventionelle Kraftstoffe nutzen (Drop-In-Fähigkeit) – Beimischung von FT-Kerosin zu fossilem Kerosin aktuell international nach der ASTM D-7655 Norm bis zu 50 Prozent zugelassen; höhere Beimischungsquoten als die zurzeit geltenden sind technisch möglich <p style="text-align: center;"><u>Marktentwicklung und Wettbewerb</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Limitierung der Biokraftstoffe als Defossilisierungsalternative aufgrund der Flächennutzungskonkurrenz – Höhere Zahlungsbereitschaft einzelner Kundengruppen für nachhaltige Kraftstoffe – Anfängliche Beimischung der FT-Kraftstoffe zu fossilen Kraftstoffen, um die noch hohen Herstellungskosten auf mehrere Nutzer zu verteilen – Im Flug- und Schiffsverkehr stellen strombasierte Kraftstoffe eine No-Regret-Strategie dar – Möglichkeit des Angebots von FT-Kerosin für Passagiere zur Klimakompensation <p style="text-align: center;"><u>Regulatorik</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Steigende CO₂-Bepreisung der fossilen Referenz 	<p style="text-align: center;"><u>Technik und Forschung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit der FT-Kraftstoffproduktion durch F&E zur Kostensenkung und Verbesserung der Gesamtprozesskette erforderlich <p style="text-align: center;"><u>Marktentwicklung und Wettbewerb</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Marktseitige Voraussetzungen aufgrund mangelnder Investitionssicherheiten noch nicht gegeben – <i>Internationale Standorte erscheinen aufgrund der höheren EE-Potenziale und damit auch günstigeren Bedingungen für die EE-Stromproduktion langfristig wahrscheinlicher für die Herstellung von PtL-Syncrude</i> – Breite Konkurrenz an Antriebsarten und -stoffen, wie bspw. Elektromobilität, Oberleitungs-Lkw, LNG und PtG-Methan, Biokraftstoffen etc. – Unsicherheit bzgl. der Antriebsart, die sich beim Schwerlastverkehr durchsetzen wird – Kundengruppen mit einer höheren Zahlungsbereitschaft für nachhaltige Kraftstoffe haben bisher nur geringes Nachfragevolumen <p style="text-align: center;"><u>Regulatorik</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Bedarf an strombasierten Kraftstoffen stark von THG-Minderungszielen abhängig – Insbesondere der Flugverkehr ist im Kontext des internationalen Wettbewerbs zu sehen und es braucht internationale oder

Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> – Reduktion der Stromsteuer, Netzentgelte und EEG-Umlage – Erhöhung der Energiesteuer für fossile Kraftstoffe – Einführung einer nach Möglichkeit international aber zumindest europäisch verbindlichen Beimischungsquote im Flugverkehr – Einführung von Bilanzierungssystemen, die einen standortunabhängigen Erwerb von strombasierten Kraftstoffen ermöglichen, so lange diese noch nicht flächendeckend verfügbar sind – Förderung von PtL-Kerosin mithilfe von Einnahmen aus dem EU ETS <p style="text-align: center;"><u>Akzeptanz</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Allgemeine Akzeptanz wird als potenziell hoch eingestuft, da die Nutzungsgewohnheiten denen bei fossilen Kraftstoffen ähnlich bzw. identisch sind – Mögliche Weiterverwendung der bestehenden Strukturen bei Produktion, Transport und Lagerung – Potenziell hochwertigere Qualität der PtL-Kraftstoffe im Vergleich zur fossilen Referenz – <i>Hohe Akzeptanz für Anlagen an bereits bestehenden Raffineriestandorten</i> – <i>kann sowohl zum Erhalt von Raffineriestandorten als auch deren Defossilisierung und dementsprechend auch den damit verbundenen Arbeitsplätzen beitragen</i> – Sinkende Abhängigkeit von Rohöl-Importländern durch eine Ausweitung der Bezugsquellen – Zusätzlicher EE-Ausbaubedarf für FT-Synthese wird bisher nicht oder kaum mit FT-Kraftstoffproduktion in Verbindung gebracht 	<p>zumindest europäische Regulierung und Zielsetzungen</p> <p style="text-align: center;"><u>Akzeptanz</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Strombasierte Kraftstoffe haben bei der Bevölkerung noch einen vergleichsweise niedrigen Bekanntheitsgrad – Geringe Akzeptanz für die Errichtung von zusätzlichen EE-Anlagen, welche die Anlagen zur Herstellung von PtL-Kraftstoffen mit Energie versorgen

4.5.6 Handlungsempfehlungen

Die zentralen Hemmnisse und Handlungsempfehlungen wurden auf Grundlage der Aussagen von Praxisakteuren (Interviews mit Pilotanlagenbetreibern und einem Workshop mit Vertretern von Unternehmen und Verbänden), der SWOT-Analyse, Diskussionen bei Veranstaltungen und eigenen Einschätzungen identifiziert und erarbeitet. Die Empfehlungen, welche in Tab. 4.32 dargestellt sind, richten sich an Akteure aus Politik und Praxis. Leitfrage für die Empfehlungen war, wie die Geschäftsmodelle aber auch die Produktion und der Einsatz von FT-Kraftstoffen in die breitere Umsetzung gebracht werden können. Bestimmte Handlungsempfehlungen werden mitunter bereits umgesetzt oder öffentlich diskutiert.

Tab. 4.32: Handlungsempfehlungen zum den Geschäftsmodellen im Bereich Herstellung von synthetischen Kraftstoffen (FT-Route)

Quelle: eigene Zusammenstellung

Hemmnis/ Handlungsempfehlung	Akteure (Wer muss handeln?)					Angestrebte Wirkung (Was wird verbessert?)				
	International	EU	Bund	Länder/Regionen	Wirtschaft	Technologie/ Wirksamkeit	Erhöhung Nachfrage	Kostensenkung	Angebot, Investitionsbereitschaft	Abläufe, Verständnis
Fehlende Wirtschaftlichkeit der Produktion durch hohe kapital- und verbrauchsgebundene Kosten										
Bezugskosten für fossile Energieträger erhöhen, v. a. über CO ₂ -Preis (u. a. EU-ETS, nEHS, CORSIA ¹⁸)	x	x	x					x	x	
Strompreisbestandteile (Entgelte, Steuern, Abgaben, Umlagen) für relevante Anlagenbestandteile reformieren			x					x	x	
Verlässliche CAPEX- oder OPEX-Förderung für Markthochlauf einführen			x					x	x	
F&E-Aktivitäten zur Kommerzialisierung der CO ₂ -Bereitstellung mittels DAC		x	x		x	x		x		

¹⁸ Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation

Hemmnis/ Handlungsempfehlung	Akteure (Wer muss handeln?)					Angestrebte Wirkung (Was wird verbessert?)				
	International	EU	Bund	Länder/Regionen	Wirtschaft	Technologie/ Wirksamkeit	Erhöhung Nachfrage	Kostensenkung	Angebot, Investi- tionsbereitschaft	Abläufe, Verständnis
Unsicherheit über Konkurrenz im (internationalen) Handel und dem zukünftigen Einsatzgebiet der FT-Kraftstoffe										
Nachfrageförderung über (Unter-)Quoten zur Beimischung von PtL-Kraftstoffen (insb. Kerosin) in Verbindung mit ausreichend hohen Strafzahlungen bei Nichteinhaltung der Quote	x	x	x				x			
Carbon Leakage verhindern über (befristete) CCfD, Border Carbon Adjustment Tax	(x)	x	x						x	
Konkrete Zielpfade und -strategien für die THG-Minderung und den Einsatz synthetischer Kraftstoffe formulieren	(x)	x	x				x		x	
F&E zur Erhöhung der möglichen Beimischungsquote (nach ASTM-Norm aktuell auf 50 % begrenzt); Untersuchung der technischen Machbarkeit bei Antrieb und Infrastruktur	x	x			x	x				
Unsicherheit über Standorte für die Produktion von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Roh- und Kraftstoffen										
(Branchenspezifische) Dialogformate mit möglichst vielen Stakeholdern etablieren; Diskussion über Standorte und den zu erwartenden Strukturwandel gemeinsam mit Branchen führen	x	x	x	x	x					x
Showcase für Machbarkeit und Technologie umsetzen, um industriepolitische Exportpotenziale zu erhöhen			x	x	x		x	x		

Hemmnis/ Handlungsempfehlung	Akteure (Wer muss handeln?)					Angestrebte Wirkung (Was wird verbessert?)				
	International	EU	Bund	Länder/Regionen	Wirtschaft	Technologie/ Wirksamkeit	Erhöhung Nachfrage	Kostensenkung	Angebot, Investi- tionsbereitschaft	Abläufe, Verständnis
Erwartungsunsicherheiten bei Regulierung										
Regelung zur Weitergabe der grünen Eigenschaften bei einem bilanziellen Bezug von EE-Strom und Vorprodukten (z. B. Wasserstoff, Syncrude), möglichst EU-weit einheitlich		x	x		x				x	
Allianzen mit anderen Industriepartnern und weiteren Stakeholdern bilden, Vernetzung Akteure					x					x
Stärker in politischen Diskursen engagieren, Aufklärungsarbeit leisten					x					x
Entwicklung und Einführung (international) einheitlicher Definition von Nachhaltigkeitskriterien sowie Bilanzierungs- und Zertifizierungssystemen für synthetische Energieträger	x	x	x		x				x	

5 Fazit und Ausblick

PtG- und PtL-Technologien kommt als Sektorenkoppler und Energiespeicher bei der Transformation des Energiesystems und der Defossilisierung weiterer Sektoren, insbesondere Verkehr und Industrie, eine zentrale Rolle zu. Ihre Markteinführung setzt die Entwicklung und Umsetzung neuer Logiken voraus, mit denen ein Unternehmen am Markt agiert. Mit anderen Worten, es bedarf neuer Geschäftsmodelle bzw. der Geschäftsmodellinnovation, um mittels PtG- und PtL-Bereitstellung einen Mehrwert für die beteiligten Akteure der aufzubauenden Wertschöpfungsketten und die Kunden zu generieren.

Die vorliegende Studie hat sich den allgemeinen Ausgestaltungsoptionen von PtG- und PtL-Geschäftsmodellen gewidmet sowie der Beschreibung und Bewertung von fünf prototypischen Geschäftsmodellen in verschiedenen Anwendungskontexten (Nutzung im Verkehr-, Wärme- und Industriebereich). Neben einer breiten Literaturrecherche und der Anwendung qualitativer und quantitativer Methoden stützt sich die Untersuchung auf Interviews und Workshops mit Praxisakteuren.

Übergreifende Hemmnisse und Handlungsoptionen für eine PtX-Markteinführung in Deutschland

Die Befassung mit dem Themenkomplex der Geschäftsmodelle und der Dialog mit den Vertreterinnen und Vertretern von Unternehmen und Verbänden hat einerseits die Unterschiede und Spezifika der Branchen und Anwendungsbereiche verdeutlicht. Andererseits hat der übergreifende Blick auf die betrachteten prototypischen Geschäftsmodelle drei zentrale Hemmnisse für die Umsetzung von PtG- und PtL-Projekten unter den derzeit geltenden Rahmenbedingungen und im Kontext der gemachten Annahmen in Deutschland deutlich gemacht:

- **Fehlende Wirtschaftlichkeit:** sowohl für das Betrachtungsjahr 2018 als auch für das Jahr 2030 ist ein konkurrenzfähiger Betrieb von PtG- und PtL-Anlagen im Vergleich zu den fossilen Referenzprodukten nicht darstellbar bzw. zu erwarten.
- **Fehlendes Wissen:** fehlendes Know-how insbesondere bei der Projektplanung als auch bei der Anwendung der PtX-Produkte hemmt den Bau entsprechender Anlagen bzw. die Anschaffung von neuartigen Anwendungstechnologien wie Brennstoffzellen.
- **Unsicherheiten:** die Unsicherheit der Marktakteure gegenüber PtG- und PtL-Technologien ist mehrdimensional und betrifft sowohl die Relevanz der Verfahren in der Zukunft (in Verbindung mit zu erwartenden Mengen, Infrastrukturentwicklungen, Standorten), die Unklarheit bei der Entwicklung der Regulierung (u. a. Zielvorgaben, Quoten, Standards, Strompreisbestandteile, CO₂-Preis) und der internationalen Entwicklung (Preise für importierte Referenz- und PtX-Produkte, Carbon Leakage).

Das insgesamt ungünstige Umfeld führt aktuell dazu, dass eher ein Anreiz zum „Abwarten bis die Situation sich verbessert“ als zum „Bau“ von PtG- und PtL-Anlagen die Marktsituation bestimmt. Der Dialog mit Industrieakteuren hat verdeutlicht, dass für eine Verbesserung des wettbewerblichen Kontextes eine Kombination aus sogenannten Push- und Pull-Instrumenten notwendig ist. Zu den übergreifenden Pull-Instrumenten zählt die notwendige Reform der Strompreisbestandteile, die sowohl die Höhe, die Mechanismen (zeitlich dynamisch statt statisch und progressiv befreiend) als auch die Anwendungsweite (auch unterstützende Prozesse statt nur Hauptanlage) fokussieren sollte. Verlässliche Förderungen für Investitionen oder operative Kosten können den Bau von Anlagen in der Markthochlaufphase zusätzlich unterstützen. Ein weiteres Instrument ist die deutliche

Erhöhung des CO₂-Preises (ETS und nEHS), um den relativen Kostenunterschied zu den Referenzprodukten zu senken. Als Push-Instrument ist der gezielte Einsatz von EU-weiten Nachfragequoten insbesondere für Industrieprodukte zu prüfen, denn eine Zahlungsbereitschaft für grüne Industrieprodukte ist derzeit nicht vorhanden. Einen ähnlichen, aber nur in bestimmten Märkten darstellbaren Effekt, hätten umweltorientiertere Vergaberichtlinien bei Beschaffungen der öffentlichen Hand. Ein CO₂-Grenzausgleich in der EU ist außerdem erforderlich, um Carbon Leakage im Zuge der Einführung von PtX-Produkten zu verhindern.

Zusätzlich zu den wettbewerbsbezogenen Maßnahmen braucht ein PtX-Rollout eine Begleitung durch Informationen, die aktuell nicht oder nicht sichtbar vorhanden sind. Hierzu zählt die Klärung von Mengen- und Standortfragen für weniger beleuchtete Bereiche durch die Politik, um den Marktakteuren Sicherheit über die Relevanz der PtX-Potenziale zu geben. Branchenspezifische Dialogformate zwischen Politik und Marktakteuren sollten darüber hinaus Raum für die Diskussion und beidseitige Aufklärung geben. Für die konkrete Projektumsetzung und Produktanwendung braucht es ferner Planungshilfen (Studien, Leitfäden, Webseiten, Kostenrechner) von Politik und Industrie und auch Angebote, um die nötigen Fachkräfte auszubilden. Geförderte Showcases zur Demonstration der Projektumsetzbarkeit und der technologischen Funktionsfähigkeit (wie z. B. die geplanten Reallabore) können das Vertrauen und Interesse der nationalen und internationalen Marktakteure in die Prozesse steigern und im besten Fall technologische Exportpotenziale generieren.

Einordnung in den Kontext der Energiewende und das internationale Umfeld

Geschäftsmodelle für PtX-Technologien sind in den Gesamtkontext der Energiewende sowie das internationale Umfeld einzuordnen. Konkret bedeutet dies, dass neben der betriebswirtschaftlichen Bewertung auch die sozial-ökologischen, technischen und systemischen Voraussetzungen und Folgen für eine breite Umsetzung der Geschäftsmodelle in den Blick zu nehmen sind. Im Projekt ProPower, das der vorliegenden Studie zugrunde liegt, wurden Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen für den weiteren Rahmen eines PtX-Rollouts identifiziert (siehe auch Katner und Blum 2022):

- **Suffizienz, Effizienz und direktelektrische Anwendungen haben Priorität**
Um die Klimaschutzziele erreichen zu können, müssen die Bedarfe an Energie und Produkten insgesamt sinken. Dies erfordert Anstrengungen bzgl. suffizienter Lebensstile (vgl. Kobiela et al. 2020) und eine Steigerung der Energieeffizienz. Eine Bedarfsdeckung über eine 1:1-Substitution fossilbasierter Prozesse durch elektrifizierte Prozesse wird nicht möglich sein. Zudem sollten direktelektrische Anwendungen aufgrund der höheren Gesamtwirkungsgrade in den Prozessketten Vorrang haben, um die begrenzten EE-Mengenpotenziale bestmöglich zu nutzen. Der Einsatz von PtG- und PtL-Produkten sollte nur in Bereichen erfolgen, in denen es aus heutiger Sicht keine aussichtsreichen technologischen Alternativen für die Defossilisierung gibt. Dies betrifft bspw. den Luft- und Seeverkehr aber auch die Herstellung vieler Industrieprodukte.
- **Ausbau EE-Kapazitäten in Deutschland**
Ein weiterer massiver Ausbau der EE-Kapazitäten in Deutschland ist notwendig, um Wasserstoff und weitere PtX-Produkte nachhaltig erzeugen zu können. Hierfür müssen die politisch-rechtlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden und gleichzeitig sichergestellt werden, dass der Ausbau sozialverträglich erfolgt.
- **Prüfung der Bedingungen für die Nutzung von Industrieabgasen als CO₂-Quelle**
Da die Verwendung von nicht klimaneutralen Abgasen aus Industrieprozessen als Kohlenstoffquelle für PtX-Verfahren vielfach Netto-Belastungen mit Blick auf THG-Emissionen verursacht,

ist bezüglich der Bedingungen für den Einsatz dieser CO₂-Quellen eine Klärung hinsichtlich Zielkonformität und Austauschbarkeit des Industrieprozesses durch klimaneutrale Verfahren erforderlich.

– **Wassermanagement**

Es ist ein umfassendes Wassermanagement erforderlich, das auch stärker in Bezug zu den Belangen der Energiewende gesetzt werden muss.

– **Zukunft des Wirtschaftsstandorts Deutschland**

Der Transformationsprozess hin zu einer klimaneutralen Industrie muss aktiv im Dialog und auf den verschiedenen politischen Ebenen gestaltet werden. Aktuell liegt der Fokus in der politischen Diskussion noch zu stark auf Wasserstoff, ohne vor- und nachgelagerte Prozesse ausreichend mitzudenken. Für den Markthochlauf in Deutschland aber auch den Technologieexport sind entsprechend ambitionierte Klimaschutzzielsetzungen, Regulierungen und Standards erforderlich. Hier kann Deutschland angesichts europäischer und internationaler Märkte für PtX-Technologien und -Produkte nicht alleine agieren, sondern es sind europäische bzw. internationale Vereinbarungen zu Standards und Regulierungen erforderlich.

– **Zusätzlichkeit des EE-Stroms und Nachhaltigkeitskriterien bei PtX-Importen**

Bei einem Import von PtX-Produkten muss zunächst sichergestellt werden, dass die Bedarfe der Exportländer gedeckt sind (bspw. in Bezug auf EE-Strom, PtX-Produktion, Wassernutzung, etc.). Zu klären ist dabei, wie die Zusätzlichkeit des EE-Stroms sichergestellt werden kann und welcher Akteur dafür die Verantwortung trägt (bspw. Unternehmen, Im- oder Exportland). Darüber hinaus müssen weitere Nachhaltigkeitsstandards definiert werden, die neben ökologischen auch soziale Aspekte berücksichtigen. Der Aufbau von EE- und PtX-Kapazitäten, die eine nachhaltige Produktion ermöglichen, aber auch der Aufbau von Partnerschaften braucht Zeit, was angesichts der bis 2045 angestrebten Klimaneutralität eine zusätzliche Herausforderung darstellt.

Weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Insbesondere aus der Befassung mit dem Themenfeld der Geschäftsmodelle lassen sich Forschungs- und Entwicklungsbedarfe für zukünftige Untersuchungen ableiten. Von Interesse sind empirische Analysen zur Auswirkung von technischen Weiterentwicklungen, Skaleneffekten, Lernkurven und Nebenproduktintegration auf das ökonomische und ökologische Ergebnis z. B. anhand der Reallabore. Hierbei kann auch eine breitere Betrachtung von Geschäftsmodelloptionen in verschiedenen Versorgungsbereichen und die Ausweitung auf weitere PtX-Technologien neben den hier betrachteten erfolgen. Bisher wenig beleuchtet sind Konzepte, in denen der Anlagenbetrieb mit anderen kommunalen Aufgaben (z. B. Wärmeversorgung, Abfallbehandlung, Wasserversorgung) kombiniert wird. Neben empirischen Analysen sind volkswirtschaftliche Betrachtungen für die systemischen Auswirkungen einer PtX-Einführung von Belang. Da die Höhe und die Mechanismen der Strompreisbestandteile einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und Fahrweise von PtX-Anlagen haben, sind alternative Ausgestaltungen der einzelnen Preiselemente zu analysieren. Hierzu gehört auch die Analyse der Interdependenzen, also die Berücksichtigung von Änderungen auf konkurrierende Stromnutzungen. Darüber hinaus werden im Rahmen der Einführung von grünen Industrieprodukten bzw. zur Verhinderung von Carbon Leakage aktuell verschiedene wirtschaftspolitische Instrumente diskutiert. Hierzu zählen u. a. Quotenregelungen für grüne Industrieprodukte, CO₂-Grenzausgleichsmechanismen und Differenzverträge. Die Befassung mit dem Themenfeld hat gezeigt, dass es eine Untersuchung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen solcher Instrumente bedarf.

6 Literaturverzeichnis

- 50Hertz [50Hertz Transmission GmbH] (2019): 50Hertz beteiligt sich an „Reallaboren der Energiewende“. *50hertz.com*. 25. Juli. Website: <https://www.50hertz.com/de/News/Details/id/6127/50hertz-beteiligt-sich-an-reallaboren-der-en> (Zugriff: 4. August 2020).
- AGEB [AG Energiebilanzen] (2020): Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland - Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken. https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_19_v3.pdf (Zugriff: 8. Januar 2021).
- Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Berlin. https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Die_Kosten_synthetischer_Brenn-_und_Kraftstoffe_bis_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Albrecht, Friedemann G., Daniel H. König, Nadine Baucks und Ralph-Uwe Dietrich (2017): A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study. *Fuel* 194 (April): 511–526.
- Albrecht, Joanna (2018): Power-to-Gas: Zweite Runde für Falkenhagen. *blog.erdgas.info*. 9. Mai. Website: <https://blog.erdgas.info/power-to-gas-zweite-runde-fuer-falkenhagen> (Zugriff: 18. November 2020).
- Arnold, Karin, Georg Kobiela und Andreas Pastowski (2018): Technologiebericht 4.3 Power-to-liquids/-chemicals. In: *Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7061/file/7061_Power-to-liquids.pdf.
- Aumüller, Georg, Martin Bartmann, Barbara Czasch, Eva Drahoss, Laura Gyurova, Andreas Müllner, Anja Schneckenreither und Tanja Tanczer (2016): TANKSTELLE 2030 - E&I Project: Business Model Innovation. Website: <http://docplayer.org/50142876-Tankstelle-projektpartner-betreuer-projektteam-e-i-project-business-model-innovation.html> (Zugriff: 16. Februar 2021).
- Ausfelder, Florian und Hanna Dura (2019): 2. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X): Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X-Technologien. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapire/2019_DEC_P2X_Kopernikus_RZ_Webversion02-p-20005425.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Ausfelder, Florian, Manfred Fishedick, Wolfram Münch, Jörg Sauer, Michael Themann, Hermann-Josef Wagner, Frank-Detlef Drake, Hans-Martin Henning, Karen Pittel, Katharina Schätzler, et al. (2017): »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. Analyse. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_Sektorkopplung.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Bareiß, Kay, Cristina de la Rua, Maximilian Möckl und Thomas Hamacher (2019): Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems. *Applied Energy* 237 (März): 862–872.
- BDEW, Hrsg. [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (2019a): Analyse und Bewertung von Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes Strom im Rahmen der Veränderungen auf europäischer Ebene. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20190708_EOM-2-0-Weiterentwicklung-Regelenergiemarkt-Strom.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.] (2019b): Drei Praxisbeispiele für Power-to-Gas im Einsatz. *bdew.de*. 26. August. Website: <https://www.bdew.de/energie/erdgas/drei-praxisbeispiele-fuer-power-to-gas-im-einsatz/> (Zugriff: 17. November 2020).
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.] (2021): BDEW-Strompreisanalyse Juni 2021 – Haushalte und Industrie. https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_no_halbjaehrlich_Ba_online_10062021.pdf (Zugriff: 19. Juni 2021).
- Berger, Angelina, Hannes Bluhm, Ulrike Ehrenstein, Katharina Heinbach, Elisa Dunkelberg und Bernd Hirschl (2020): Systematik im Power-to-X-Ansatz – Identifikation, Charakterisierung und Clusterung der Power-to-X-Technologien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (16. Juni). <http://link.springer.com/10.1007/s12398-020-00281-x>.
- Bergk, Fabian, Horst Fehrenbach, Udo Lambrecht, Dominik Räder, Anna-Lena Fuchs, Maike Schmidt, Simon Schwarz und Patrick Wolf (2018): Beitrag strombasierter Kraftstoffe zum Erreichen ambitionierter verkehrlicher Klimaschutzziele in Baden-Württemberg. Kurzgutachten. Heidelberg, Stuttgart: ifeu und ZSW. https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/inter/Dateien/PDF/181126_Klimaschutz_Kurzgutachten_Strombasierte_Kraftstoffe_ifeu_ZSW.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).

- Berkhout, Volker, Reinhard Mackensen, André Bisevic, Michael Claußner, Martin Dörenkämper, Michael Durstewitz, Stefan Faulstich, Philip Görg, Laura Große, Berthold Hahn, et al. (2019): *Windenergie Report Deutschland 2018*. https://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-5519844.pdf.
- Bierkandt, Thomas, Michael Severin, Simone Ehrenberger und Markus Köhler (2018): Klimaneutrale synthetische Kraftstoffe im Verkehr. Potenziale und Handlungsempfehlungen. Stuttgart. https://elib.dlr.de/126963/1/DLR_VT_Fuels_Studie_Verkehr_V1.2.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit] (2019): Klimaschutz in Zahlen: CO₂-Bepreisung. https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/pcd_co2_bepreisung_bf.pdf.
- BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit] (2020): Positionspapier des BMU: Markthochlauf für eine grüne Wasserstoffwirtschaft. https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/positionspapier_ptx_bf.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit] (2021): PtL-Roadmap - Nachhaltige strombasierte Kraftstoffe für den Luftverkehr in Deutschland. https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/ptl_roadmap.PDF (Zugriff: 17. Januar 2022).
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Berlin: BMWi. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html> (Zugriff: 17. Januar 2022).
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2021a): Zahlen und Fakten: Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.xlsx?__blob=publicationFile&v=133 (Zugriff: 17. Januar 2022).
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2021b): Gewinner des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ – Steckbriefe –. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/reallabore-der-energiewende-gewinner-ideenwettbewerb-steckbriefe.pdf?__blob=publicationFile&v=9 (Zugriff: 17. Januar 2022).
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2020): Regulierung von Wasserstoffnetzen – Ergebnisse der Marktkonsultation. Zusammenfassung der Stellungnahmen. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Konsultationsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Zugriff: 17. Januar 2022).
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2021): Statistiken zum Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG). https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Statistiken/Statistik_Onshore.xlsx?__blob=publicationFile&v=17 (Zugriff: 29. Juni 2021).
- BNetzA und BKartA [Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt] (2021): Monitoringbericht 2020. Bonn. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (Zugriff: 27. Juli 2021).
- Böhm, Hans, Andreas Zauner, Sebastian Goers, Robert Tichler und Pieter Kroon (2018): Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization D7.5 Report on experience curves and economies of scale. https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables_2019/20190801-STOREandGO-D7.5-EIL-Report_on_experience_curves_and_economies_of_scale.pdf (Zugriff: 8. Januar 2021).
- Bohn, Kai Uwe (2020): Den Energieträger von morgen entwickeln – Wie an der Universität Bremen der mögliche Einsatz von Wasserstoff erforscht wird. *up2date. Das Onlinemagazin der Universität Bremen*. Oktober. Website: <https://up2date.uni-bremen.de/forschung/den-energietraeger-von-morgen-entwickeln> (Zugriff: 22. November 2021).
- BP Europa (2019): bp arbeitet mit Partnern an ‚grünem Kerosin‘. https://www.bp.com/de_de/germany/home/presse/nachrichten/airbp-gruenes-kerosin.html (Zugriff: 24. Mai 2021).
- Breyer, Christian, Eemeli Tsupari, Ville Tikka und Pasi Vainikka (2015): Power-to-Gas as an Emerging Profitable Business Through Creating an Integrated Value Chain. *Energy Procedia* 73 (Juni): 182–189.
- Brinner, Andreas, Maike Schmidt, Simon Schwarz, Leon Wagener und Ulrich Zuberbühler (2018): Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff). In: *Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. https://epub.wuppertalinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7058/file/7058_Power-to-gas.pdf.
- Brugger, Heike und Peter Mellwig (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Nachfragesektoren THG-neutrale Szenariowelten. Gebäudewärme sowie Gewerbe, Handel & Dienstleistungen, Privathaushalte. 30. Juni,

- Online. https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/2021-06-30_Webinar_Gebaeude.pdf (Zugriff: 20. Juli 2021).
- Brynolf, Selma, Maria Taljegard, Maria Grahn und Julia Hansson (2018): Electrofuels for the transport sector: A review of production costs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (Januar): 1887–1905.
- BUKEA [Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft] (2021): Projektbeispiel - Bau einer PEM-Elektrolyse-Anlage. *hamburg.de*. Website: <https://www.hamburg.de/energieflexibel/10275880/pem/> (Zugriff: 19. August 2020).
- Büker, K., R. Kleinschmidt und W. Lüke (2021): Carbon2Chem® – A Cross-Industrial Network. https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/49/107/49107599.pdf (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Bundeskartellamt (2009): Sektoruntersuchung Kraftstoffe. Zwischenbericht gemäß § 32e GWB – Juni 2009. https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Kraftstoffe%20-%20Zwischenbericht.pdf;jsessionid=0E4AB97D1DD4C31B01C578A94959E265.2_cid371?__blob=publicationFile&v=5.
- Büssers, André (2020): Energiewende: Grüner Wasserstoff aus Wyhlen. *energiendienst.de*. 29. Januar. Website: <https://blog.energiendienst.de/energiewende-gruener-wasserstoff-aus-wyhlen/> (Zugriff: 18. November 2020).
- BWI [Behörde für Wirtschaft und Innovation] (2021): EFRE-Projektbeispiel - Wasserstoff-Elektrolyseanlage stabilisiert das Stromnetz. *hamburg.de*. Website: <https://www.hamburg.de/efre/11962316/wasserstoff-elektrolyseanlage/> (Zugriff: 19. August 2020).
- Carbon2Chem (2021): CO₂-Reduzierung durch cross-industrielle Kooperation der Stahl-, Chemie- und Energiebranche. 23. Juni. <https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/strategische-forschungslinien/kohlenstoffkreislauf/phase-1/verbundprojekt-kohlenstoffkreislauf-carbon2chem.pdf> (Zugriff: 17. Januar 2022).
- CHEmanager (2018): H&R weihet Elektrolyse-Wasserstoffanlage am Raffineriestandort Hamburg ein. *chemanager-online.com*. 10. Januar. Website: <https://www.chemanager-online.com/news-opinions/nachrichten/hr-weihet-elektrolyse-wasserstoffanlage-am-raffineriestandort-hamburg-ein> (Zugriff: 19. August 2020).
- Collins, Leigh (2019): Offshore wind to power giant green-hydrogen carbon-neutral aviation-fuel plant. *rechargenews.com*. 31. Oktober. Website: <https://www.rechargenews.com/transition/offshore-wind-to-power-giant-green-hydrogen-carbon-neutral-aviation-fuel-plant/2-1-696907> (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Czechanowsky, Thorsten (2019a): Machbarkeitsstudie: Rotterdamer Flughafen will Kerosin aus Luft produzieren. Website: <https://www.energate-messenger.de/news/192145/rotterdamer-flughafen-will-kerosin-aus-luft-produzieren> (Zugriff: 24. Mai 2021).
- Czechanowsky, Thorsten (2019b): Energiepark Bad Lauchstädt macht Salzkaverne zum Windstrom-Speicher. *energate-messenger.de*. 9. August. Website: <https://www.energate-messenger.de/news/193983/energiepark-bad-lauchstaedt-macht-salzkaverne-zum-windstrom-speicher> (Zugriff: 4. August 2020).
- dena [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2016): In Prenzlau gibt es Strom in Flaschen. Und was hat die dena damit zu tun? *dena.de*. 13. September. Website: <https://www.dena.de/newsroom/power-to-gas/> (Zugriff: 17. November 2020).
- dena, Hrsg. [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2018): Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels – Factsheets zur Anwendung von klimafreundlich erzeugten synthetischen Energieträgern. August. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/181123_dena_PtX-Factsheets.pdf (Zugriff: 30. April 2020).
- dena [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2019): Exytron Klimafreundliches Wohnen Augsburg. *Strategieplattform Power to Gas*. Website: <https://www.powertogas.info/projektkarte/exytron-klimafreundliches-wohnen-augsburg/> (Zugriff: 12. September 2019).
- dena [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2021a): Dezentrales Energieversorgungssystem für das Energiedorf Lübesse. *powertogas.info*. Website: <https://www.powertogas.info/projektkarte/dezentrales-energieversorgungssystem-fuer-das-energiedorf-luebesse/> (Zugriff: 17. November 2020).
- dena [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2021b): Hybridkraftwerk Prenzlau. *powertogas.info*. Website: <https://www.powertogas.info/projektkarte/hybridkraftwerk-prenzlau/> (Zugriff: 17. November 2020).
- dena [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2021c): Windgas Haßfurt. *powertogas.info*. Website: <https://www.powertogas.info/projektkarte/windgas-hassfurt/> (Zugriff: 30. Oktober 2020).
- Destatis [Statistisches Bundesamt] (2021): Preise. Daten zur Energiepreisentwicklung - Lange Reihen von Januar 2005 bis Juni 2021 -. https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/energiepreisentwicklung-pdf-5619001.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff: 17. Januar 2022).

- Dorothee dos Santos (2018): Energiedienst, Ineratec und Audi planen Power-to-Liquid-Anlage. *EUWID Neue Energie*. 2. Februar. <https://www.contextcrew.de/energiedienst-ineratec-und-audi-planen-power-to-liquid-anlage/> (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Dos Santos, Dorothee (2019a): Energie des Nordens kauft Windgas-Elektrolyseur von H-Tec Systems. *euwid-energie.de*. 25. Januar. Website: <https://www.euwid-energie.de/energie-des-nordens-kauft-windgas-elektrolyseur-von-h-tec-systems/> (Zugriff: 17. November 2020).
- Dos Santos, Dorothee (2019b): Wind2Gas Energy weicht Elektrolyseur in Brunsbüttel ein. *euwid-energie.de*. 8. August. Website: <https://www.euwid-energie.de/wind2gas-energy-weicht-elektrolyseur-in-brunsbuettel-ein/> (Zugriff: 17. November 2020).
- Drünert, Sebastian, Ulf Neuling, Sebastian Timmerberg und Martin Kaltschmitt (2019): Power-to-X (PtX) aus „Überschussstrom“ in Deutschland – Ökonomische Analyse. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 43, Nr. 3 (Oktober): 173–191.
- DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.] (2018): Inbetriebnahme einer Methanisierungsanlage in Falkenhagen. *energie-wasser-praxis.de*. 14. Mai. Website: <https://www.energie-wasser-praxis.de/technik/artikel/inbetriebnahme-einer-methanisierungsanlage-in-falkenhagen> (Zugriff: 30. Oktober 2020).
- DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.] (2019a): Methanisierungsanlage in Falkenhagen geht in Betrieb und liefert synthetisches Methan – weiterer Schritt für eine erfolgreiche Energiewende. 26. März. https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/aktuelles/presse/2019-03-26_-_Methanisierungsanlage_Falkenhagen.pdf (Zugriff: 23. Juni 2021).
- DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.] (2019b): Wasserstoff - CO₂-freier Wasserstoff als Schlüsselement für die Energiewende und den Klimaschutz. November. https://www.wvgw.de/dyn_pdf/kompakt%20Wasserstoff/ (Zugriff: 23. Juni 2021).
- DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.] (2020): H₂vorOrt - Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen. Bonn. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilnetz-dvgw-broschuere.pdf> (Zugriff: 21. Juli 2021).
- DVGW und GreenFacts [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.] (2019): Wo aus Wind und Sonne grünes Gas wird... Eine Übersicht der Power-to-Gas-Projekte in Deutschland. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/bilder/karte-power-to-gas-anlagen.pdf> (Zugriff: 5. Mai 2020).
- EDL [EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH] (2018): Klimaneutrale Kraftstoffe und Chemiegrundstoffe. https://www.edl.poerner.de/fileadmin/user_upload/downloads/EDL/EDL_flyer_PtL_Process_de_web.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- EDL [EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH] (2019): Erneuerbarer Flugtreibstoff aus der Luft. Flughafen Rotterdam Den Haag initiiert Studie für die Herstellung von erneuerbarem Flugtreibstoff aus Luft. <https://www.edl.poerner.de/news-edl/edl-pressemeldung/news/erneuerbarer-flugtreibstoff-aus-luft/> (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Ehrenstein, Ulrike, Angelina Berger und Anna Grevé (2021): ProPower: Systemanalyse Power2Products – Ökonomische und sozial-ökologische Auswirkungen einer sektorübergreifenden Nutzung von Strom. Teilprojekt A: Technische Analyse. Schlussbericht. Oberhausen: Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT.
- EIA [U.S. Energy Information Administration] (2020): Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products - Kerosene-Type Jet Fuel. http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_a.htm (Zugriff: 25. November 2020).
- en2x [Wirtschaftsverband Fuels und Energie] (2020): Norsk e-fuel: europäisches Konsortium für regenerativen Treibstoff. *FutureFuels.Blog*. Website: <https://futurefuels.blog/in-der-praxis/norsk-e-fuel-norwegische-wasserkraft-fuer-e-fuels/> (Zugriff: 24. Mai 2021).
- Energiedienst (2018): Energiedienst setzt auf klimaneutrale Kraftstoffe: Baugesuch für Power-to-Liquid Pilotanlage läuft. 1. Februar. https://www.energiedienst.de/fileadmin/energiedienst/Dokumente/Presse/PM_2018/20180201_PM_PtL_Lfb_Baugesuch_final.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Energiedienst (2019): Power to Liquid am Wasserkraftwerk Laufenburg. Website: <https://www.energiedienst.de/produktion/wasserstoff/power-to-liquid/>.
- Energiedienst (2021): Wasserstoffanlage am Wasserkraftwerk Wyhlen. *energiedienst.de*. Website: <https://www.powertogas.info/projekt-karte/hybridkraftwerk-prenzlau/> (Zugriff: 18. November 2020).
- Energiepark Bad Lauchstädt (2021): Reallabor zur intelligenten Erzeugung, Speicherung, Transport, Vermarktung und Nutzung von grünem Wasserstoff. *energiepark-bad-lauchstaedt.de*. Website: <https://energiepark-bad-lauchstaedt.de/#projektpartner> (Zugriff: 4. August 2020).
- Energiepark Mainz (2021): Wenn aus Wind Gas wird. *energiepark-mainz.de*. Website: <https://www.energiepark-mainz.de/> (Zugriff: 19. Oktober 2021).

- Energiequelle (2019): Wegweisende Vereinbarung für die Energiewende unterzeichnet –Startschuss für Referenzkraftwerk Lausitz. 23. Dezember. <https://www.energiequelle.de/wp-content/uploads/2019/12/PM-Reflau-1.pdf> (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Energiewendebauen (2018): Klimaneutrales Quartier: Wasserstoff für die urbane Energiewende. *energiewendebauen.de*. 5. Juli. Website: <https://www.energiewendebauen.de/forschung-im-dialog/neuigkeiten-aus-der-forschung/detailansicht/wasserstoff-fuer-die-urbane-energiewende/> (Zugriff: 17. November 2020).
- Enkhardt, Sandra (2020): GLS Bank finanziert Wasserstoff-Modellprojekt „eFarm“ von GP Joule. *pv-magazin.de*. 23. April. Website: <https://www.pv-magazine.de/2020/04/23/gls-bank-finanziert-wasserstoff-modellprojekt-efarm-von-gp-joule/> (Zugriff: 29. September 2020).
- Erdmann, Georg, Andreas Grübel, Markus Graebig, Max Obbarius, Christina Meisl, Verena Lerm, Simon Schäfer-Stradowsky, Fin Jennrich, Gudrun Lindemann und Benedikt Römer (2018): Stadtwerke im Zeitalter der Sektorkopplung. Chancen, Möglichkeiten, Rahmenbedingungen. *siemens.de/sektorkopplungsstudie* (Zugriff: 12. Dezember 2019).
- Europäische Kommission (2015): Das weltweit erste Hybridkraftwerk mit Wasserstoffspeicher. *ec.europa.eu*. 30. März. Website: https://ec.europa.eu/regional_policy/de/projects/germany/the-first-hybrid-electricity-fuel-heat-power-plant-with-hydrogen-storage-in-the-world (Zugriff: 18. November 2020).
- Eurostat [European Statistical Office] (2021a): Preise Elektrizität für Nichthaushaltskunde, ab 2007 - halbjährliche Daten. Website: https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_205&lang=de (Zugriff: 29. Juni 2021).
- Eurostat [European Statistical Office] (2021b): Verkaufte Produktion, Exporte und Importe je PRODCOM Liste (NACE Rev. 2) - Jährliche Daten [DS-066341]. Website: <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/prodcom/data/database> (Zugriff: 29. Juni 2021).
- ew [Magazin für die Energiewirtschaft] (2019): HydroHub-Fenne: Wasserstoffproduktion am Kraftwerksstandort Völklingen-Fenne. *energie.de*. 30. April. Website: <https://www.energie.de/ew/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/hydrohub-fenne-wasserstoffproduktion-am-kraftwerksstandort-voelklingen-fenne> (Zugriff: 24. Juli 2020).
- EWE (2020): EWE mit Tochter swb und ArcelorMittal kooperieren bei grüner Stahlerzeugung – Absichtserklärung unterzeichnet / Bremer H₂-Produktion liefert Impuls für Europa. 13. Juli. Website: <https://www.ewe.com/de/presse/pressemitteilungen/2020/07/ewe-mit-tochter-swb-und-arcelormittal-kooperieren-bei-gruner-stahlerzeugung-ewe-ag> (Zugriff: 22. November 2021).
- EWE Gasspeicher (2021): Das Projekt. *Hyways for Future*. Website: <https://www.hyways-for-future.de/projekt.html> (Zugriff: 22. November 2021).
- EXYTRON (2017): Klimafreundliches Wohnen in Augsburg. 4. Dezember. https://exytron.online/downloads/1512474481_Power-to-Gas%20Anlage%20im%20Geb%C3%A4udebestand_Emissionsreduktion_Klimafreundliches%20Wohnen%20in%20Augsburg.pdf (Zugriff: 23. Juni 2021).
- FCH JU [Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking] (2018): REFHYNE Project 10 MW Electrolyser Rhineland Refinery. <https://refhyne.eu/wp-content/uploads/2020/06/REFHYNE-project-overview-Sep18.pdf> (Zugriff: 23. Juni 2021).
- FCH JU [Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking] (2020): EU energy commissioner visit to REFHYNE, the world's largest PEM hydrogen electrolysis plant under construction. *fch.europa.eu*. 7. Juli. Website: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/images/2020-07-07%20Press%20release%20Commissioner%20Simson%20visit%20to%20REFHYNE%20ENG_version%200707_revised_0.pdf (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Fisch, Univ. Prof. Dr. M. Norbert, M.Sc. Tobias Nusser und M.Sc. Simon Marx (2020): Grüner Wasserstoff real: Erfahrungen aus der Planung und Errichtung des Klimaquartiers „Neue Weststadt Esslingen“. 14. Mai. https://www.asue.de/sites/default/files/asue/themen/quartiersversorgung/projekte/esslingen_Es_West_P2G2P/20200623_Gruener-Wasserstoff-real_Neue-Weststadt-Esslingen.pdf (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Fischer, Tibor, Manuel Battaglia, Moritz Robers, Andreas Ebner, Alenka Petersen, Benedict Probst, Hanns Koenig, Peter Baum, Andrew Moore, Maximilian Uibeisen, et al. [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2020): dena-Marktmonitor 2030 - Corporate Green PPAs: Ökonomische Analyse - Perspektiven langfristiger grüner Stromlieferverträge aus Sicht von Nachfragern. dena-Marktmonitor 2030. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/2020_02_24_dena_Marktmonitor_2030_Corporate_Green_PPAs.pdf (Zugriff: 15. Juli 2021).
- Fischer, Tibor, Andreas Ebner, Manuel Battaglia, Rita Ehrig, Alenka Petersen und Bernardo Hauelsen Pechir [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2019): dena-Marktmonitor 2030 - Corporate Green PPAs - Umfrage zu Perspektiven nachfragegetriebener Stromlieferverträge bis 2030. dena-Marktmonitor 2030. Berlin. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-MARKTMONITOR_2030_Corporate_Green_PPAs.PDF (Zugriff: 2. Februar 2021).

- Forum Synergiewende (2021): Hybridkraftwerk speist Wasserstoff in Wärmeversorgung. *forum-synergiewende.de*. Website: <https://www.forum-synergiewende.de/hybridkraftwerk-speist-wasserstoff-in-waermeversorgung/> (Zugriff: 18. November 2020).
- Fraunhofer [Fraunhofer-Gesellschaft] (2021): Kompetenz für das Wasserstoff-Zeitalter. https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/ueber-fraunhofer/wissenschaftspolitik/Positionen/Kompetenzbrosch%C3%BCre_Kompetenzen%20f%C3%BCr%20das%20Wasserstoff-Zeitalter_Fraunhofer-Gesellschaft.pdf (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Fraunhofer IMWS [Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen] (2019): Reallabor erforscht gesamte Wertschöpfungskette für grünen Wasserstoff. *imws.fraunhofer.de*. 5. April. Website: <https://www.imws.fraunhofer.de/de/presse/pressemitteilungen/greenhydrochem-reallabor-wasserstoff.html> (Zugriff: 24. Juli 2020).
- Fraunhofer UMSICHT [Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik] (2019a): Aus Abgas wird Rohstoff: Carbon2Chem®-Laboreinweihung. *umsicht.fraunhofer.de*. 7. März. Website: <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/presse-medien/pressemitteilungen/2019/carbon2chem-laboreinweihung.html> (Zugriff: 17. August 2020).
- Fraunhofer UMSICHT [Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik] (2019b): Methanol-Pilotanlage in Betrieb genommen. *umsicht.fraunhofer.de*. 31. Juli. Website: <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/presse-medien/pressemitteilungen/2019/Methanolanlage.html> (Zugriff: 17. August 2020).
- Freist, Ronald (2019): Bremerhaven fährt auf Wasserstoff ab. *hannovermesse.de*. 27. Oktober. Website: <https://www.hannovermesse.de/de/news/news-fachartikel/bremerhaven-faehrt-auf-wasserstoff-ab> (Zugriff: 29. September 2020).
- FuelsEurope (2018): Vision 2050 - A Pathway for the Evolution of the Refining Industry and Liquid Fuels. Vision. https://www.fuels.eu/wp-content/uploads/DEF_2018_V2050_Narratives_EN_digital.pdf (Zugriff: 9. September 2020).
- future.hamburg (2021): Wind2Gas - Practical demonstration of sector coupling between gas and electricity. *future.hamburg*. 26. Mai. Website: <https://future.hamburg/en/artikel/wind2gas> (Zugriff: 17. November 2020).
- Gerdes, Gerhard, Anna-Kathrin Wallasch, Silke Lüers und Lewin Gerdes (2017): Anreizsituation für Hybrid-Parks (Kombination aus Windenergie und PV). https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/anreizsituation_fuer_hybridparks.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Zugriff: 2. Februar 2021).
- Geres, Roland, Andreas Kohn, Sebastian Lenz, Florian Ausfelder, Alexis Michael Bazzanella und Alexander Möller (2019): Roadmap Chemie 2050 - Auf dem Weg zu einer treibhausneutralen chemischen Industrie in Deutschland. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.; FutureCamp Climate GmbH. <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/2019-10-09-studie-roadmap-chemie-2050-treibhausgasneutralitaet.pdf> (Zugriff: 11. Oktober 2019).
- Giehl, Johannes Felipe, Hayri Göcke, Benjamin Grosse, Johannes Kochems, Flora v. Mikulicz-Radecki und Joachim Müller-Kirchenbauer (2019): Data Documentation Vollaufnahme und Klassifikation von Geschäftsmodellen der Energiewende (27. Oktober). <https://zenodo.org/record/3518997> (Zugriff: 7. Mai 2020).
- Giehl, Johannes, Hayri Göcke, Benjamin Grosse, Johannes Kochems und Joachim Müller-Kirchenbauer (2020): Survey and Classification of Business Models for the Energy Transformation. *Energies* 13, Nr. 11 (10. Juni): 2981.
- van der Giesen, Coen, René Kleijn und Gert Jan Kramer (2014): Energy and Climate Impacts of Producing Synthetic Hydrocarbon Fuels from CO₂. *Environmental Science & Technology* 48, Nr. 12 (17. Juni): 7111–7121.
- Goritschnig, Markus, Katharina Kreuter, Philipp Novakovits, Mario Pomper, Richard Zweiler, Hermann Hofbauer, Peter Groß, Reinhard Rauch, Christian Aichernig, Nabeel Ataimisch, et al. (2017): Projekttitle: Winddiesel_klienIF. Untersuchung des Lastwechselverhaltens eines Slurryreaktors zur Einkopplung von H₂ und Produktion von FT-Diesel. Endbericht. Güssing. https://winddiesel.at/images/Downloads/13003-BB006a_Publizierbarer_endbericht_Winddiesel_klienIF.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Görner, Klaus und Dietmar Lindenberger (2018): Virtuelles Institut: „Strom zu Gas und Wärme“ - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System. Abschlussbericht. <http://strom-zu-gas-und-waerme.de/wp-content/uploads/2018/11/Virtuelles-Institut-SGW-Band-I-Systemanalyse.pdf> (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Gorre, Jachin, Felix Ortloff und Charlotte van Leeuwen (2019): Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. *Applied Energy* 253 (November): 113594.
- GP JOULE [GP JOULE GmbH] (2020): „eFarm“ - echt nordisch; Innovatives Pilotprojekt: Wasserstoffmobilität in Nordfriesland. *gp-joule.de*. Website: <https://www.gp-joule.de/referenzen/efarm> (Zugriff: 29. September 2020).

- GP JOULE [GP JOULE GmbH] (2021a): Zwei Brennstoffzellen-Linienbusse für Nordfriesland: GP JOULE beauftragt portugiesische CaetanoBus. *gp-joule.de*. Website: <https://www.gp-joule.de/newsroom/presse/artikel/zwei-brennstoffzellen-linienbusse-fuer-nordfriesland> (Zugriff: 1. Oktober 2020).
- GP JOULE [GP JOULE GmbH] (2021b): Größtes Modellprojekt für grüne Wasserstoff-Mobilität geht in die Umsetzung: GP JOULE macht Windenergie für die Mobilität nutzbar. *gp-joule.de*. Website: <https://www.gp-joule.de/newsroom/presse/artikel/presse-mitteilung-wasserstoff-mobilitaet> (Zugriff: 2. Oktober 2020).
- Graichen, Patrick, Frank Peter, Alice Sakhel, Christoph Podewils, Thorsten Lenck und Fabian Hein (2019): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2018. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2019. Hg. v. Agora Energiewende. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Jahresauswertung_2018/125_Agora-JAW-2018_WEB.pdf (Zugriff: 15. Juli 2021).
- Green Hydrogen Esslingen [Green Hydrogen Esslingen GmbH] (2021): Klimaneutrales Stadtquartier in Esslingen. *green-hydrogen-esslingen.de*. Website: <https://green-hydrogen-esslingen.de/> (Zugriff: 17. November 2020).
- Green Planet Energy [Green Planet Energy eG] (2021): Unser Windgas im Detail. *green-planet-energy.de*. Website: <https://green-planet-energy.de/privatkunden/gas/unser-gas-im-detail.html> (Zugriff: 30. Oktober 2020).
- Greenpeace Energy eG (2020): Unser Windgas im Detail. Website: <https://www.greenpeace-energy.de/privatkunden/oekogas/unser-windgas-im-detail.html> (Zugriff: 5. Mai 2020).
- Grinix [Grinix GmbH] (2020): EU H2020 Projekt STORE&GO Das Projekt und seine Ergebnisse. 9. September. https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/ExpGespr20200909/Projekt_Store_Go_Ergebnisse_J._Gorre.pdf (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Haake, Rüdiger (2019): Wasserstoffbasierte Speicherkette geschlossen. *industr.com*. 29. August. Website: <https://www.industr.com/de/wasserstoffbasierte-speicherkette-geschlossen-2382142> (Zugriff: 18. November 2020).
- Hanak, Dawid P., Dante Powell und Vasilije Manovic (2017): Techno-economic analysis of oxy-combustion coal-fired power plant with cryogenic oxygen storage. *Applied Energy* 191 (April): 193–203.
- Hanke, Steven (2019): Reallabore: Offshore-Windstrom wird zu Kerosin. *energate-messenger.de*. 22. Juli. Website: <https://www.energate-messenger.de/news/193313/reallabore-offshore-windstrom-wird-zu-kerosin> (Zugriff: 18. August 2020).
- Hartmann, Jörn (2019): ImplaN – Initialinfrastruktur für Wasserstoffmobilität auf Basis planbarer Nachfrager. https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2020/10/ImplaN_Abschlussbericht.pdf (Zugriff: 29. Juni 2021).
- Haumaier, Julian, Philipp Hauser, Hannes Hobbie und Dominik Möst (2020): Grünes Gas für die Gaswirtschaft – Regionale Power-to-Gas-Potentiale aus Onshore-Windenergie in Deutschland. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 44, Nr. 2 (Juni): 61–83.
- Hauptmeier, Karl (2020): Norsk e-Fuel: Leading the way to renewable aviation. Webinar. https://www.powerfuels.org/fileadmin/powerfuels.org/Dokumente/7_PowerfuelsConf_Scaling_Powerfuels_Projects_Karl_Hauptmeier_Norsk_efuels_2020.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Hauser, Eva, Sascha Heib, Jan Hildebrand, Irina Rau, Andreas Weber, Jana Welling, Jannik Guldenberg, Christian Maaß, Juliane Mundt, Robert Werner, et al. [Umweltbundesamt] (2019): Marktanalyse Ökostrom II - Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung - Abschlussbericht. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-15_cc_30-2019_marktanalyse_oekostrom_ii.pdf (Zugriff: 2. Februar 2021).
- Hecking, Harald, Jürgen Kruse, Oliver Hennes, Theresa Wildgrube, Dominic Lencz, Martin Hintermayer, Max Gierkink, Jakob Peter, Stefan Lorenczik, Christian Rehtanz, et al. [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2018): Teil B: Gutachterbericht. In: *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*, hg. v. dena. Berlin. https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf.
- Henneka, Maximilian, Wolfgang Köppel, Kerstin Kröger und Dietrich Gerstein [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (2019): Bewertung von Gasbussen für den öffentlichen Personennahverkehr und Vergleich mit Alternativkonzepten (Busstudie). Hg. v. DVGW. <https://www.dvgw-ebi.de/download/g201810-busstudie-abschlussbericht.pdf> (Zugriff: 28. Januar 2021).
- Heuel, Dominik (2021): Hoyer-Tochter Hanseatic Oil Trading erweitert ihr Versorgungsnetz. <https://www.eid-aktuell.de/nachrichten/mineraloel/detail/news/hanseatic-oil-trading-erweitert-versorgungsnetz.html> (Zugriff: 10. September 2021).

- Hilpert, Johannes [Stiftung Umweltenergierecht] (2018): Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien. Dezember. https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2019/02/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStudien_12_PPA.pdf (Zugriff: 2. Februar 2021).
- Hobohm, Jens, Hans Dambeck, Hanno Falkenberg, Dr. Andreas Kemmler, Sylvie Koziel, Paul Wendring und Inka Ziegenhagen (2017): Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende. https://www.umsicht-suro.fraunhofer.de/content/dam/umsicht-suro/de/images/pressemitteilungen/2018/EndberichtPrognos/Prognos-Endbericht_Fluessige_Energietraeger_Web-final.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Hombach, Laura E., Larissa Doré, Katrin Heidgen, Heiko Maas, Timothy J. Wallington und Grit Walther (2019): Economic and environmental assessment of current (2015) and future (2030) use of E-fuels in light-duty vehicles in Germany. *Journal of Cleaner Production* 207 (Januar): 153–162.
- Hope-Morley, Alastair, Ben Madden und Ed Boyd (2017): New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots – Business cases to support fuel cell bus commercialisation. http://newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2019/03/NewBusFuel_D3.8_Business-cases-to-support-FC-bus-commercialisation.pdf (Zugriff: 28. Januar 2021).
- Hornberg, Claudia, Claudia Kemfert, Christina Dornack, Wolfgang Köck, Wolfgang Lucht, Josef Settele und Annette Elisabeth Töller [Sachverständigenrat für Umweltfragen] (2021): Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse. https://www.umwelt-rat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2021_06_stellungnahme_wasserstoff_im_klimaschutz.pdf;jsessionid=A00E7FB1D03ED41AECA3D4580D93BFBC.2_cid284?__blob=publicationFile&v=4 (Zugriff: 21. Juli 2021).
- H-TEC SYSTEMS [H-TEC SYSTEMS GmbH] (2018): H-TEC SYSTEMS liefert 5 Elektrolyseure an das größte Wasserstoff-Mobilitätsprojekt in Deutschland. 19. Dezember. Website: <https://w3.windmesse.de/windenergie/pm/30333-h-tec-systems-wasserstoff-gas-windkraft-schleswig-holstein-mobilitat-elektrolyseure-efarming> (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Hu, Yukun, Xun Li, Hailong Li und Jinyue Yan (2013): Peak and off-peak operations of the air separation unit in oxy-coal combustion power generation systems. *Applied Energy* 112: 747–754.
- Hustadt, Daniel und Arne Jacobsen (2016): Vorhabenbezeichnung: Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP): Einsatz von Wasserstoff im Verkehr - Wasserstofftankstelle HafenCity Hamburg. https://epub.sub.uni-hamburg.de/epub/volltexte/2017/66268/pdf/883869322_1.pdf (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Hüthig GmbH (2019): Konsortium plant industrielle Power to Liquid-Anlage in Stade. *CHEMIE TECHNIK*. Website: <https://www.chemietechnik.de/markt/konsortium-plant-industrielle-power-to-liquid-anlage-in-stade.html> (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Hydrogeit [Hydrogeit Verlag] (2019): HZwei - Das Magazin für Wasserstoff und Brennstoffzellen 19. Jahrgang, Heft 2 (April).
- Industrieanzeiger (2017): Energiewirtschaft beginnt, sich für Wasserstoff zu öffnen. *industrieanzeiger.industrie.de*. 16. Januar. Website: <https://industrieanzeiger.industrie.de/technik/energiewirtschaft-beginnt-sich-fuer-wasserstoff-zu-oeffnen/> (Zugriff: 18. November 2020).
- Intersolar Europe (2019): Best-Practice-Beispiel: Was das Her(t)z begehrt. 3. Dezember. <https://www.intersolar.de/de/news-presse/fuer-journalisten/pressemitteilungen/pressemitteilung/best-practice-beispiel-was-das-hertz-begehrt-3631> (Zugriff: 17. November 2020).
- IPCC [Intergovernmental Panel on Climate Change] (2021): Climate Change 2021. The Physical Science Basis. Working Group I contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-i/> (Zugriff: 17. Januar 2022).
- IWO [Institut für Wärme und Oeltechnik] (2020a): Innovation flüssige Energie. Website: <https://iwo-austria.at/innovation-fluessige-energie/> (Zugriff: 17. Januar 2022).
- IWO [Institut für Wärme und Öltechnik] (2020b): IWO und AVL führen Österreich in CO₂-neurale Zukunft. Gemeinsames Pilotprojekt „Innovation Flüssige Energie“ zur Herstellung synthetischer Brenn- und Kraftstoffe. https://iwo-austria.at/wp-content/uploads/2020/07/200720_PA_Innovation-Flüssige-Energie_IWO.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- IWR [Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien] (2019): Power-to-Gas: Methanisierung in Falkenhagen geht in Betrieb. *iwr.de*. 28. März. Website: <https://www.iwr.de/news/power-to-gas-methanisierung-in-falkenhagen-geht-in-betrieb-news35910> (Zugriff: 30. Oktober 2020).
- Jendrischik, Martin (2019): Erneuerbares Kerosin: Am Flughafen Rotterdam soll Demoanlage entstehen. *Cleanthinking.de*. Website: <https://www.cleanthinking.de/erneuerbares-kerosin-demoanlage-rotterdam-den-haag/> (Zugriff: 24. Mai 2021).

- Joas, Fabian, Wido Witecka, Thorsten Lenck, Frank Peter, Fiona Seiler, Sascha Samadi, Clemens Schneider, Georg Holtz, Georg Kobiela, Stefan Lechtenböhrer, et al. (2019): Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin: Agora Energiewende. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Joyce, Alexandre und Raymond L. Paquin (2016): The triple layered business model canvas: A tool to design more sustainable business models. *Journal of Cleaner Production* 135 (November): 1474–1486.
- Jülch, Verena, Jessica Thomsen, Niklas Hartmann, Tobias Junne, Lea Unterreiner, Markus Arnold, Sören Reith, Ludger Eltrop, Sandra Wassermann und Marlen Niederberger (2016): Betreibermodelle für Stromspeicher – Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregionale Versorgungsaufgaben. https://fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/119578/bwe13015_13016.pdf?command=downloadContent&filename=bwe13015_13016.pdf&FIS=203 (Zugriff: 22. April 2020).
- Kalis, Michael (2019): Rechtsrahmen für ein H₂-Teilnetz - Nukleus einer bundesweiten, öffentlichen Wasserstoffinfrastruktur – Rechtswissenschaftliche Studie. <https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2019/10/Rechtsrahmen-f%C3%BCr-ein-H2-Teilnetz.pdf> (Zugriff: 11. Januar 2021).
- Kasten, Peter und Sven Kühnel (2019): Positionen zur Nutzung strombasierter Flüssigkraftstoffe (efuels) im Verkehr. Darstellung von Positionen verschiedener gesellschaftlicher Akteure zum Einsatz von efuels im Verkehr. Berlin. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Stakeholder-Positionen-e-fuels.pdf>.
- Katner, Jannes und Hannes Bluhm (2022): Umweltauswirkungen von Power-to-Gas und Power-to-Liquid-Technologien – Lebenszyklusanalyse ausgewählter Prozesse für eine Produktion in Deutschland und Nord-Afrika. Diskussionspapier des IÖW 74/22. Berlin.
- KIT [Karlsruher Institut für Technologie] (2019): Forschungsoffensive zu regenerativen Kraftstoffen. Projektstart: „reFuels - Kraftstoffe neu denken“ - Verkehrsminister Hermann: „Kraftstoffherstellung mithilfe erneuerbarer Energie dient dem Klimaschutz“. Presseinformation 008/2019. https://www.kit.edu/kat/pi_2019_008_forschungsoffensive-zu-regenerativen-kraftstoffen.php (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Kobiela, Georg, Sascha Samadi, Jenny Kurwan, Annika Tönjes, Manfred Fishedick, Thorsten Koska, Stefan Lechtenböhrer, Steven März und Dietmar Schüwer (2020): CO₂-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7606/file/7606_CO2-neutral_2035.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Koch, Melanie und John-Heinrich Ingwersen [eFarming GmbH & Co.KG/Windpark Bosbüll GmbH & Co.KG] (2019): Das Verbundvorhaben Wasserstoffmobilität in Nordfriesland. Veranstaltung: HUSUM Wind 2019, 11. September, Husum. https://www.wattzweipunktnull.de/fileadmin/Content/Veranstaltungen/2019_HusumWind/2019_09_11_Vortraege/eFarm_Koch_2019_09_11_watt20.pdf (Zugriff: 10. Januar 2019).
- König, Daniel (2016): Techno-ökonomische Prozessbewertung der Herstellung synthetischen Flugturbinentreibstoffes aus CO₂ und H₂. Dissertation, Stuttgart: Universität Stuttgart. <https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/9060/1/2016-Dissertation-DHKonig.pdf>.
- Konstantin, Panos (2013): *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. <http://link.springer.com/10.1007/978-3-642-37265-0>.
- Krail, Michael, Daniel Speth und Martin Wietschel (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Webinar: Verkehrssektor. 8. Juli, Online. <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/Webinar-Verkehr.pdf> (Zugriff: 20. Juli 2021).
- Kreidelmeyer, Sven, Hans Dambeck, Almut Kirchner und Marco Wünsch (2020): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformatiionspfade-fuer-strombasierte-energetraeger.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff: 17. Januar 2022).
- van Leeuwen, Charlotte und Machiel Mulder (2018): Power-to-gas in electricity markets dominated by renewables. *Applied Energy* 232 (Dezember): 258–272.
- Lehner, Markus, Robert Tichler, Horst Steinmüller und Markus Koppe (2014): *Power-to-Gas: Technology and Business Models*. SpringerBriefs in Energy. Cham: Springer International Publishing. <http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-03995-4>.
- Löbbe, Sabine und André Hackbarth (2017): Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft: Ein Kompendium von der Methodik bis zur Anwendung (18. Mai). <https://publikationen.uni-tuebingen.de/xmlui/handle/10900/76311> (Zugriff: 7. Mai 2020).

- Lösch, Oliver, Eberhard Jochem, Natalja Ashley-Belbin und Gregor Zesch (2020): Bewertung der Direktreduktion von Eisenerz mittels Elektrolyse-Wasserstoff. Karlsruhe. https://irees.de/wp-content/uploads/2020/10/200918_IREES_EDUARD-Bewertung-Direktreduktion_final_korrektur.pdf (Zugriff: 12. Januar 2021).
- Lübesse Energie (2020): Fragen und Antworten zur Power-to-X-Anlage. <https://luebesse-energie.de/fragen-antworten/fragen-power-to-x/>. (Zugriff: 17. November 2020).
- Lübesse Energie (2021): Fragen und Antworten zur Nahwärmeversorgung. [luebesse-energie.de](https://luebesse-energie.de/nahwaerme-aus-der-energiefabrik/). Website: <https://luebesse-energie.de/nahwaerme-aus-der-energiefabrik/> (Zugriff: 18. November 2020).
- Lüke, Dr. Wiebke (2018): Carbon2Chem@Commercial potential and methanol production. 17. Juli. https://www.vng-gasspeicher.de/speicherung_gruener_wasserstoff (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Maksimenko, Artjom (2019): Reallabore: „RefLau“ testet H2 als chemischen Speicher. [energate-messenger.de](https://www.energate-messenger.de/news/193359/reallabore-reflau-testet-h2-als-chemischen-speicher). 24. Juli. Website: <https://www.energate-messenger.de/news/193359/reallabore-reflau-testet-h2-als-chemischen-speicher> (Zugriff: 10. August 2020).
- Matern, Matthias (2011): Frischer Wind für das Öko-Kraftwerk Vattenfall und Total für Hybridanlage. [tagesspiegel.de](https://www.tagesspiegel.de/berlin/frischer-wind-fuer-das-oeko-kraftwerk-vattenfall-und-total-fuer-hybridanlage/3710292.html). 18. Januar. Website: <https://www.tagesspiegel.de/berlin/frischer-wind-fuer-das-oeko-kraftwerk-vattenfall-und-total-fuer-hybridanlage/3710292.html> (Zugriff: 17. November 2020).
- Matthes, Felix Chr. (2020): Der Preis auf CO2 - Über ein wichtiges Instrument ambitionierter Klimapolitik. Band 48 der Schriftenreihe Ökologie. Berlin.
- Matthes, Felix Chr., Christoph Heinemann, Tilman Hesse, Peter Kasten, Roman Mendelewitsch, Dominik Seebach, Christof Timpe und Vanessa Cook (2020): Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe - Eine Überblicksuntersuchung. Berlin. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Wasserstoff-und-wasserstoffbasierte-Brennstoffe.pdf> (Zugriff: 16. Juni 2021).
- Mellahn, Stefan (2021): Szenariorahmen 2022: Kapazitätsbedarfe gemäß §§38/39 GasNZV, Gasbedarf und Gasaufkommen. 1. Juli, Berlin. https://www.fnb-gas.de/media/2021_07_01_konsultationsworkshop_sr_2022_gasbedarf_gasaufkommen.pdf (Zugriff: 21. Juli 2021).
- Messe Düsseldorf (2020): H-TEC SYSTEMS beliefert das größte grüne Wasserstoff-Mobilitätsprojekt „eFarm“. [eseexpo.de](https://www.eseeexpo.de/de/News/H-TEC_SYSTEMS_beliefert_das_gr%C3%B6%C3%9Fte_gr%C3%BCne_Wasserstoff-Mobilit%C3%A4tsprojekt_eFarm). Website: https://www.eseeexpo.de/de/News/H-TEC_SYSTEMS_beliefert_das_gr%C3%B6%C3%9Fte_gr%C3%BCne_Wasserstoff-Mobilit%C3%A4tsprojekt_eFarm (Zugriff: 1. Oktober 2020).
- Michaelis, Julia, Julian Junker und Martin Wietschel (2013): Eine Bewertung der Regelenergievermarktung im Power-to-Gas-Konzept. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37, Nr. 3 (September): 161–175.
- Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg und INERATEC (2020): Zusammenfassung der Machbarkeitsstudie zur Erzeugung von synthetischem Kerosin aus Zementwerk-Abgasen - CO2 als Rohstoff für reFuels. https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/PM_Anhang/200116_ANHANG_2_Pressemitteilung_Refuels_CO2_aus_der_Zementherstellung_als_Rohstoff_geeignet.pdf (Zugriff: 27. Juli 2020).
- Müller-Syring, Gert, Marco Henel, Wolfgang Köppel, Herwig Mlaker, Michael Sterner und Thomas Höcher (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches. http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g1_07_10.pdf (Zugriff: 10. Februar 2016).
- Nachhaltigkeitsatlas A3 (2021): Wasserstoff aus erneuerbaren Energien für Mobilität nutzen. [nachhaltigkeitsatlas-a3.de](https://www.nachhaltigkeitsatlas-a3.de/portfolio-items/h-tec-systems/). Website: <https://www.nachhaltigkeitsatlas-a3.de/portfolio-items/h-tec-systems/> (Zugriff: 1. Oktober 2020).
- Nationaler Wasserstoffrat (2021): Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021 – 2025. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/NWR_Aktionsplan_Wasserstoff_2021-2025_WEB-Bf.pdf (Zugriff: 21. Juli 2021).
- Neu, Johannes [Technische Universität Berlin] (2019): Eine ökonomische Analyse isolierter und integrierter Optionen für den Vertrieb von Mobilitätsangeboten unter besonderer Betrachtung des öffentlichen Personennahverkehrs und Carsharing in Deutschland. Hg. v. TU Berlin. <https://depositonce.tu-berlin.de/handle/11303/9481> (Zugriff: 10. Februar 2021).
- Neuling, Ulf (2019): Power to Liquid Anlage im industriellen Maßstab geplant. Industriekonsortium auf dem Weg zu grünem Kerosin. https://intranet.tuhh.de/aktuell/pressemitteilung_einzeln.php?Lang=de&id=12037 (Zugriff: 18. Januar 2022).
- Neumann, Hinrich (2020): Elektrolyse mit dem Strommarkt gekoppelt. [topagrar.com](https://www.topagrar.com/energie/news/elektrolyse-mit-dem-strommarkt-gekoppelt-12101720.html). 2. Juli. Website: <https://www.topagrar.com/energie/news/elektrolyse-mit-dem-strommarkt-gekoppelt-12101720.html> (Zugriff: 18. August 2020).
- Nguyen, T., Z. Abdin, T. Holm und W. Mérida (2019): Grid-connected hydrogen production via large-scale water electrolysis. *Energy Conversion and Management* 200 (November): 112108.

- NIP [Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie] (2021): WindGas Hamburg – 1 MW-PEM-Wasserelektrolyse-System. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/08/03bi110_windgas-hamburg_nip-projektsteckbrief.pdf (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Noack, Christoph, Fabian Burggraf, Seyed Schwan Hosseiny, Philipp Lettenmeier, Svenja Kolb, Stefan Belz, Josef Kallo, Andreas Friedrich, Thomas Pregger, Karl Kiên Cao, et al. (2014): Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Stuttgart, Ottobrunn, Freiburg, Hannover: DLR, LBST, Fraunhofer ISE, KBB. https://elib.dlr.de/94979/1/2014_DLR_ISE_KBB_LBST_PlanDelyKaD.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Norsk e-Fuel (2020): Norsk e-Fuel plant die erste kommerzielle Anlage für Wasserstoff basierten, erneuerbaren Flugkraftstoff in Norwegen.
- NOW, Hrsg. [Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie GmbH] (2018): Einführung von Wasserstoffbussen im ÖPNV. https://www.starterset-elektromobilität.de/content/1-Bausteine/5-OEPNV/now_leitfaden_einfuehrung-wasserstoffbussse.pdf (Zugriff: 16. September 2021).
- NOW [Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie GmbH] (2020): Mit dem Projekt „eFarm“ startet das bisher größte grüne Wasserstoff-Mobilitätsprojekt in Deutschland. *now-gmbh.de*. Website: <https://www.now-gmbh.de/projektfinder/efarm/> (Zugriff: 29. September 2020).
- NOW [Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie GmbH] (2021a): Wasserstofftankstelle Hafencity Hamburg. *now-gmbh.de*. Website: <https://www.now-gmbh.de/projektfinder/wasserstofftankstelle-hafencity-hamburg/> (Zugriff: 29. September 2020).
- NOW [Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie GmbH] (2021b): Kompaktes 1 MW-PEM-Wasserelektrolyse-System – regenerativer Wasserstoff für Mobilität und Energiespeicherung. *now-gmbh.de*. Website: <https://www.now-gmbh.de/projektfinder/windgas-hamburg/> (Zugriff: 30. Oktober 2020).
- NOW, NOW GmbH, und thinkstep AG, Hrsg. [Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie GmbH] (2018): Einführung von Wasserstoffbussen im ÖPNV – Fahrzeuge, Infrastruktur und betriebliche Aspekte. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2018/12/NOW-Broschuere_Wasserstoffbusse-im-OePNV.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Osterwalder, Alexander und Yves Pigneur (2010): *Business model generation: a handbook for visionaries, game changers, and challengers*. New York: Wiley&Sons. https://books.google.de/books?hl=en&lr=&id=UzuTAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA9&dq=Business+model+generation:+a+handbook+for+visionaries,+game+changers,+and+challengers&ots=yYER-AaJb1z&sig=mJ_oYYvqzYNBoqYty-l23qGytk#v=onepage&q=Business%20model%20generation%3A%20a%20handbook%20for%20visionaries%2C%20game%20changers%2C%20and%20challengers&f=false.
- Otto, Alexander, Martin Robinius, Thomas Grube, Sebastian Schiebahn, Aaron Praktiknjo und Detlef Stolten (2017): Power-to-Steel: Reducing CO₂ through the Integration of Renewable Energy and Hydrogen into the German Steel Industry. *Energies* 10, Nr. 4 (1. April): 451.
- Paulus, Jan (2013): Präqualifikation für den Regelenergiemarkt: Was ist das und wie funktioniert es? *Unter Strom – Das grüne Brett der Energiewende*. <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/praequalifikation-regelenergiemarkt> (Zugriff: 19. Juni 2021).
- Polarstern (2021): Smarte Quartiersentwicklung: Zukunft des Wohnens inklusive Mieterstrom und grünem Wasserstoff. *polarstern-energie.de*. Website: <https://www.polarstern-energie.de/mieterstrom/smart-e-quartiersentwicklung/> (Zugriff: 17. November 2020).
- Preiß, Dr. Stefan (2019): Power-to-Gas: Steag will gemeinsam mit Partnern im „HydroHub-Fenne“ grünen Wasserstoff erzeugen. *euwid-energie.de*. 30. April. Website: <https://www.euwid-energie.de/power-to-gas-steag-will-gemeinsam-mit-partnern-im-hydrohub-fenne-gruenen-wasserstoff-erzeugen/> (Zugriff: 24. Juli 2020).
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann - Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende Klimaneutrales Deutschland. Berlin, Wuppertal. https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Proost, Joris (2019): State-of-the art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings. *International Journal of Hydrogen Energy* 44, Nr. 9: 4406–4413.
- PtG-BW [Power-to-Gas Baden-Württemberg] (2021): Ziele. *ptg-bw.de*. Website: <https://www.ptg-bw.de/forschung/ziele/themen.html> (Zugriff: 18. November 2020).

- PwC und BDEW [PricewaterhouseCoopers, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.] (2021): Grüner Wasserstoff für emissionsfreie Mobilität. *eco-mobility.org*. Website: <https://eco-mobility.org/projekte/wasserstoffstation-hafencity-hamburg/> (Zugriff: 29. September 2020).
- RAG, AXIOM angewandte Prozesstechnik GesmbH, VERBUND AG, Montanuniversität Leoben, BOKU, und Energieinstitut an der JKU [Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, Universität für Bodenkultur Wien, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz] (2017): Underground Sun.Storage – Publizierbarer Endbericht. Wien. https://www.underground-sun-storage.at/fileadmin/bilder/SUNSTORAGE/Publikationen/UndergroundSunStorage_Publizierbarer_Endbericht_3.1_web.pdf (Zugriff: 22. April 2020).
- REFHYNE (2019a): Shell Rheinland Raffinerie: Baubeginn der weltweit größten Wasserstoff-Elektrolyse. *refhyne.eu*. 25. Juni. Website: <https://refhyne.eu/shell-rheinland-raffinerie-baubeginn-der-weltweit-grosten-wasserstoff-elektrolyse/> (Zugriff: 24. Juli 2020).
- REFHYNE (2019b): Shell Rheinland Raffinerie: Baubeginn der weltweit größten Wasserstoff-Elektrolyse. *refhyne.de*. 28. Juli. Website: <https://refhyne.eu/de/shell-rheinland-raffinerie-baubeginn-der-weltweit-grosten-wasserstoff-elektrolyse-2/> (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Regett, Anika, Christoph Pellingner und Sebastian Eller (2014): Power2Gas - Hype oder Schlüssel zur Energiewende? 64, Nr. 10. *Energiwirtschaftliche Tagefragen*: 79–84.
- Reinholz, Toni und Klaus Völler [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2019): Branchenbarometer Biomethan 2019. Hg. v. dena. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Analyse_Branchenbarometer_Biomethan_2019.pdf (Zugriff: 29. Juni 2021).
- Reuß, Markus Eduard (2019): Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur. *Energie & Umwelt*. <https://publications.rwth-aachen.de/record/765438/files/765438.pdf> (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Reuter, Benjamin, Michael Faltenbacher, Nicole Whitehouse und Simon Whitehouse (2017): New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots – Guidance Document on Large Scale Hydrogen Bus Refuelling. http://newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2017/03/NewBusFuel_D4.3_Guidance-document-for-large-scale-hydrogen-refuelling_final.pdf (Zugriff: 28. Januar 2021).
- Reuther, Marco (2019): Zukunfts-Technologie wird an der Saar im industriellen Maßstab getestet: Der (Wasser-)Stoff, aus dem die Träume sind. *saarbruecker-zeitung.de*. 20. November. Website: https://www.saarbruecker-zeitung.de/saarland/saarbruecken/voelklingen/wasserstoff-grossprojekt-in-voelklingen-mit-dem-hydrohub-fenne_aid-47320055 (Zugriff: 24. Juli 2020).
- RLI, Hrsg. [Reiner Lemoine Institut] (2016): Wasserstofftankstellen richtig auslegen und betreiben – Projekt H2BER. https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2017/05/2017_05_16_RLI_Brosch%C3%BCre_H2BER2_Webversion.pdf (Zugriff: 29. Juni 2021).
- Rudat, Jörg (2017): Power to Gas - Die Prozesskette in Norddeutschland. Veranstaltung: 15. Energieworkshop von HK und VDI, 11. April, Hamburg. <https://docplayer.org/12385476-Windgas-und-smarte-netze-in-norddeutschland.html> (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Saba, Sayed M, Martin Müller, Martin Robinius und Detlef Stolten (2018): The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years. *International journal of hydrogen energy* 43, Nr. 3: 1209–1223.
- Santos, Dorothee dos (2020): IWO und AVL planen Power-to-Liquid-Anlage. *EUWID Neue Energie*. <https://www.contextcrew.de/iwo-und-avl-planen-power-to-liquid-anlage/> (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Schallmo, Daniel R. A. (2013): *Geschäftsmodelle erfolgreich entwickeln und implementieren*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. <http://link.springer.com/10.1007/978-3-642-37994-9>.
- Schallmo, Daniel R. A. (2018): *Geschäftsmodelle erfolgreich entwickeln und implementieren: Mit Aufgaben, Kontrollfragen und Templates*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. <http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-57605-2>.
- Schenuit, Carolin, Reemt Heuke und Jan Paschke [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2016): Potenzialatlas Power to Gas - Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen. Berlin. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9144_Studie_Potenzialatlas_Power_to_Gas.pdf (Zugriff: 16. Juni 2021).
- Schimek, Felix, Marvin Heimann, Patrick Wienert, Marcel Corneille, Johannes Kuhn, Lena Maier, Thomas Schmeding, Jan-Hendrik vom Wege, Fabian Rottmann, David Siegler, et al. (2021): Gutachten H2-Erzeugung und Märkte Schleswig-Holstein. https://www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/E/energiwende/Downloads/Wasserstoff-Gutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Zugriff: 17. Januar 2022).

- Schmid, Katrin, Felix Hadwiger und Peter Wilke (2019): Branchenanalyse Mineralölindustrie. Working Paper Forschungsförderung. Düsseldorf. <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/216054/1/hbs-fofoe-wp-133-2019.pdf> (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Schmidt, Maike, Simon Schwarz, Bernd Stürmer, Leon Wagener und Ulrich Zuberbühler (2018): Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. In: *Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7059/file/7059_Power-to-gas.pdf.
- Schmidt, Patrick R, Werner Zittel, Werner Weindorf und Tetyana Raksha (2016): LBST: Renewables in Transport 2050 - Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity. Report. Frankfurt a. M. http://www.lbst.de/news/2016_docs/FVV_H1086_Renewables-in-Transport-2050-Kraftstoffstudie_II.pdf (Zugriff: 2. November 2020).
- Schnülle, Christian, Arnim von Gleich, Stefan Gößling-Reisemann, Kasper Kisjes, Igor Nikolic, Torben Stühmann und Pablo Thier (2016): Optionen für die Integration von Power-to-Fuel in den Energiewendeprozess aus einer sozioökonomischen Perspektive. *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung* 85, Nr. 4: 53–74.
- Sensfuß, Frank, Benjamin Lux, Christiane Bernath, Christoph Kiefer, Benjamin Pfluger, Christoph Kleinschmitt, Katja Franke, Gerda Deac, Heike Brugger, Tobias Fleiter, et al. (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Kurzbericht: 3 Hauptszenarien. Karlsruhe: Consentec, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Technische Universität Berlin. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/LFS_Kurzbericht.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Shanmugam, Saravanan (2019): Business model analysis for cross-industrial cooperation through Power to X and Carbon Capture and Utilisation Concepts. Master Thesis, Berlin: Technische Universität Berlin.
- Siemens [Siemens AG] (2019): Großelektrolyseur Leuna Gewinner im Ideenwettbewerb Reallabore der Energiewende. 18. Juli. <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:7e48d409-80b5-4d14-b7a5-fd1a670ba05e/20190718-GreenHydroChem-Reallabor-Leuna.pdf> (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Siemens [Siemens AG] (2021): SILYZER 300: Die nächste Dimension der PEM-Elektrolyse. <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public/1524040818.abae9c1e48d6d239c06d88e565a25040ed2078dc.ct-ree-18-047-db-silyzer-300-db-de-en-rz.pdf> (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Siemens und Salzgitter [Siemens AG, Salzgitter AG] (2019): Siemens liefert PEM-Elektrolyseur an Salzgitter AG. *siemens.com*. 18. November. Website: <https://press.siemens.com/global/de/pressemitteilung/siemens-liefert-pem-elektrolyseur-salzgitter-ag> (Zugriff: 24. Juli 2020).
- SmarterWorld (2019): Großelektrolyseur gewinnt Energiewende-Preis. *smarterworld.de*. 22. Juli. Website: <https://www.smarterworld.de/smart-generation/sonstige/grosselektrolyseur-gewinnt-energiewende-preis.167589.html> (Zugriff: 1. Oktober 2020).
- Smolinka, Tom (2019): Wasserstoffbereitstellung mittels Wasser-Elektrolyse: Stand der Technik und Perspektiven. 5. November. https://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-5783104.pdf (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Smolinka, Tom, Nikolai Wiebe, Philip Sterchele, Andreas Palzer, Franz Lehner, Malen Jansen, Steffen Kiemel, Rober Mieke, Sylvia Wahren und Fabian Zimmermann (2018): Studie IndWEde – Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Berlin. http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-5194940.pdf (Zugriff: 23. Oktober 2020).
- Spiegelhauer, Andres (2020): Müll macht mobil: WSW-Busse fahren mit Wasserstoff aus dem MHKW. *awg.wuppertal.de*. 22. Juni. Website: <https://awg.wuppertal.de/ueber-uns/aktuelles/archiv/muell-macht-mobil-wsw-busse-fahren-mit-wasserstoff-aus-dem-mhkw.html> (Zugriff: 1. Oktober 2020).
- stadt+werk (2017): Greenpeace Energy: Mehr Wasserstoff aus Windkraft. 25. Januar. https://www.stadt-und-werk.de/meldung_25559_Mehr+Wasserstoff+aus+Windkraft.pdf (Zugriff: 23. Juni 2021).
- stadt+werk (2019a): Steag: Kraftwerk für grünen Wasserstoff. *stadt-und-werk.de*. 22. Juli. Website: https://www.stadt-und-werk.de/meldung_32024_Kraftwerk+f%C3%BCr+gr%C3%BCnen+Wasserstoff.html (Zugriff: 24. Juli 2020).
- stadt+werk (2019b): Startschuss für Referenzkraftwerk. *stadt-und-werk.de*. 18. Dezember. Website: https://www.stadt-und-werk.de/meldung_33051_Startschuss+f%C3%BCr+Referenzkraftwerk+.html (Zugriff: 10. August 2020).
- Stadt Wuppertal (2021): Wasserstoff für Wuppertal - Wasserstoff-Technologie praxisnah erleben. *wuppertal.de*. Website: <https://www.wuppertal.de/microsite/e-mobilitaet/modellregion-wasserstoff/modellregion-wasserstoff.php> (Zugriff: 1. Oktober 2020).

- Stadtwerk Haßfurt (2017): Einweihungsfeier der Power-to-Gas Anlage – Ein weiteres Stück Zukunft in Haßfurt geht in den Betrieb. *stwhas.de*. 14. Juli. Website: [Windgas Haßfurt](#) (Zugriff: 30. Oktober 2020).
- Stadtwerk Haßfurt (2021): Power-to-Gas Anlage. *stwhas.de*. Website: <https://www.stwhas.de/stadtwerk/projekte/power-to-gas/> (Zugriff: 30. Oktober 2020).
- Stadtwerke Brunsbüttel (2021): JETZT WECHSELN: UMWELTFREUNDLICHES WINDGAS. https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwi318Kw-8TzAhW6g_0HHQCRA-OQQFnoECAUQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.stadtwerke-brunsbuettel.de%2Fde%2Fprodukte%2Fgas%3Ffile%3Dfiles%2Fdownloads%2Fprodukte%2Fgas%2Fwind-gas%2Fwindgas-in-foblatt.pdf%26cid%3D529&usg=AOvVaw24f0aUwE1kQwB8WIPep3yH (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Stark, Alexander (2020): Grüner Wasserstoff für die Mobilität: Schon mehr als 60 Trailer befüllt. *process.vogel.de*. 16. April. Website: <https://www.process.vogel.de/gruener-wasserstoff-fuer-die-mobilitaet-schon-mehr-als-60-trailer-befuehlt-a-925001/> (Zugriff: 18. November 2020).
- Steag [Steag AG] (2019): HydroHub-Fenne wird Reallabor. *steag.com*. 19. Juli. Website: <https://www.steag.com/de/pressemitteilung/19-07-2019-19-07-2019-hydrohub-fenne-wird-reallabor> (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Steag [Steag AG] (2021): HydroHub – mit Wasserstoff die Energiewende gestalten. *steag.com*. Website: <https://www.steag.com/de/steag-news-ausgabe-4-2019/hydrohub-fenne-mit-wasserstoff-die-energiewende-gestalten> (Zugriff: 24. Juli 2020).
- Steinmüller, Horst, Gerda Reiter, Robert Tichler, Christina Friedl, Michael Furtlehner, Johannes Lindorfer, Markus Schwarz, Markus Koppe, Philipp Biegger, Aaron Felder, et al. (2014): Power to Gas – eine Systemanalyse. Markt- und Technologiescouting und -analyse. Endbericht. https://www.ea.tuwien.ac.at/fileadmin/t/ea/projekte/PtG/Endbericht_-_Power_to_Gas_-_eine_Systemanalyse_-_2014.pdf (Zugriff: 21. April 2020).
- Süddeutsche Zeitung (2019): Wasserstoffbasiertes Kraftwerk soll in der Lausitz entstehen. *sueddeutsche.de*. 13. Dezember. Website: <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/energie-spremerberg-wasserstoffbasiertes-kraftwerk-soll-in-der-lausitz-entstehen-dpa.urn-newsml-dpa-com-20090101-191213-99-131166> (Zugriff: 10. August 2020).
- SÜDKURIER (2020): Energiedienst produziert vorerst in Laufenburg keinen synthetischen Diesel. Website: <https://www.suedkurier.de/region/hochrhein/laufenburg/Energiedienst-produziert-vorerst-in-Laufenburg-keinen-synthetischem-Diesel;art372611,10433051> (Zugriff: 18. Januar 2022).
- Sunfire (2019): Rotterdam The Hague Airport initiates study for the production of renewable jet fuel from air. <https://www.sunfire.de/en/company/news/detail/rotterdam-the-hague-airport-initiates-study-for-the-production-of-renewable-jet-fuel-from-air> (Zugriff: 9. September 2020).
- swa [Stadtwerke Augsburg] (2019): Klimafreundliches Wohnen in Augsburg. 22. Mai. https://www.energiespage.de/fileadmin/user_upload/2019/Vortraege/6.10_Viets_Wohnen_in_Augsburg.pdf (Zugriff: 23. Juni 2021).
- swe [Stadtwerke Esslingen] (2019): Innovative Energieversorgung in der Neuen Weststadt. *swe.de*. 13. Februar. Website: <https://www.swe.de/de/News-room/Blog/Klimaschutz-Trinkwasser/Klimaschutz-Trinkwasser1/Innovative-Energieversorgung-in-der-Neuen-Weststadt.html> (Zugriff: 18. November 2020).
- SWE [Stadtwerke Esslingen] (2020): Bitte einsteigen: Die neuen O-Busse sind unterwegs. *swe.de*. 15. Mai. Website: <https://www.swe.de/de/News-room/Presse/Pressearchiv/Pressemeldung-2020/Bitte-einsteigen-Die-neuen-O-Busse-sind-unterwegs.html> (Zugriff: 18. November 2020).
- Teuffer, Mareike (2019): Power-to-Gas-Anlage in Brunsbüttel offiziell in Betrieb. *energate-messenger.de*. 8. August. Website: <https://www.energate-messenger.de/news/193747/power-to-gas-anlage-in-brunsbuettel-offiziell-in-betrieb> (Zugriff: 17. November 2020).
- Teuffer, Mareike (2020): Erste Förderzusage für Reallabor „Wesküste 100“e. *energate-messenger.de*. 3. August. Website: <https://www.energate-messenger.de/news/204414/erste-foerderzusage-fuer-reallabor-westkueste-100-> (Zugriff: 18. August 2020).
- Thielmann, Manuel (2019): Grüner Wasserstoff und Mieterstrom im Zukunfts-Quartier Lok.West. *energyload.eu*. 14. April. Website: <https://energyload.eu/energiewende/deutschland/gruener-wasserstoff-und-mieterstrom-im-zukunfts-quartier-lok-west/> (Zugriff: 17. November 2020).
- ThyssenKrupp [ThyssenKrupp AG] (2021): Unser Projekt Carbon2Chem®. *thyssenkrupp.com*. Website: <https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/content-page-162.html> (Zugriff: 18. August 2020).

- ThyssenKrupp AG (2020): Grüner Wasserstoff für grünen Stahl aus Duisburg: STEAG und thyssenkrupp planen gemeinsames Wasserstoffprojekt. *thyssenkrupp*. 3. Dezember. Website: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/steag-und-thyssenkrupp-planen-gemeinsames-wasserstoffprojekt.html> (Zugriff: 17. Februar 2021).
- Tichler, Robert, Horst Steinmüller, Gerda Reiter, Michael Furtlehner, Sebastian Goers, Johannes Lindorfer, Stefan Schmidinger und Markus Schwarz [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.] (2014): Wirtschaftlichkeit und Systemanalyse von Power-to-Gas-Konzepten - Teilprojekt D. Abschlussbericht – Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten. Bonn. https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g3_01_12_tp_b_d.pdf (Zugriff: 16. April 2020).
- Transforming Cities (2018): Power-to-Gas: Leuchtturmprojekt für E-Mobilität am Hochrhein. *transforming-cities.de*. 15. November. Website: <https://www.transforming-cities.de/power-to-gas-leuchtturmprojekt-fuer-e-mobilitaet-am-hochrhein/> (Zugriff: 18. November 2020).
- Tremel, Alexander, Peter Wasserscheid, Manfred Baldauf und Thomas Hammer (2015): Techno-economic analysis for the synthesis of liquid and gaseous fuels based on hydrogen production via electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy* 40: 11457–11464.
- Tschersich, Conrad (2019): Wasserstoff-Produktion am Standort MHKW Wuppertal als Baustein einer hochwertigen energetischen Verwertung – Nachhaltige Energie für den lokalen ÖPNV aus regionalen Abfällen. In: *Energie aus Abfall*, hg. v. Stephanie Thiel, Elisabeth Thomé-Kozmiensky, Peter Quicker, Alexander Gosten, und TK Verlag, 16: S. 249–258. Neuruppin: TK Verlag. https://www.vivis.de/wp-content/uploads/EaA16/2019_eaa_247-258_tschersich.
- Tschiggerl, Karin, Christian Sledz und Milan Topic (2018): Considering environmental impacts of energy storage technologies: A life cycle assessment of power-to-gas business models. *Energy* 160 (Oktober): 1091–1100.
- UBA [Umweltbundesamt] (2021): Erneuerbare Energien in Zahlen. *umweltbundesamt.de*. 4. März. Website: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick> (Zugriff: 6. Oktober 2021).
- UmweltDialog (2015): E.ON WindGas wird neu aufgelegt. *umweltdialog.de*. 29. Oktober. Website: <https://www.umweltdialog.de/de/wirtschaft/businesscase/2018/E.ON-WindGas-wird-neu-aufgelegt.php> (Zugriff: 17. November 2020).
- Umweltfinanz [Umweltfinanz AG] (2020): ENERTRAG-Projektkonsortium erhält Förderung als „Reallabor für die Energiewende“. *umweltfinanz.de*. Januar. Website: <https://www.umweltfinanz.de/aktuelles/gruener-wasserstoff-enertrag-mit-reallabor-projekt-dabei> (Zugriff: 10. August 2020).
- Uniper [Uniper SE] (2021): Power-to-Gas - Unser Beitrag zur Energiewende. *uniper.energy*. Website: <https://www.uniper.energy/storage/de/geschaeft/power-to-gas> (Zugriff: 30. Oktober 2020).
- Uniper, thyssenkrupp Industrial Solutions, DVGW, und KIT [Uniper SE, thyssenkrupp Industrial Solutions AG, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Karlsruher Institut für Technologie] (2019): Methanisierungsanlage in Falkenhagen geht in Betrieb und liefert synthetisches Methan – weiterer Schritt für eine erfolgreiche Energiewende. *uniper.energy*. 26. März. Website: <https://www.uniper.energy/news/de/methanisierungsanlage-in-falkenhagen-geht-in-betrieb-und-liefert-synthetisches-methan--weiterer-schritt-fur-eine-erfolgreiche-energiewende> (Zugriff: 30. Oktober 2020).
- Uniper, VNG Gasspeicher, Ontras Gastransport, Terrawatt Planungsgesellschaft, und DBI-GTI [Verbundnetz Gasspeicher GmbH, Deutsches Brennstoffinstitut - Gastechnologisches Institut] (2021): Reallaborvorhaben Energiepark Bad Lauchstädt - Großtechnische Speicherung sowie bedarfsgerechte Bereitstellung von grünem H2 für energetische und stoffliche Nutzungspfade mittels Sektorenkopplung. (Zugriff: 23. Juni 2021).
- Vattenfall [Vattenfall GmbH] (2020): Naturpur Ausgabe 1/17. Neue Mobilität dank Wasserstoff. Website: <https://www.vattenfall.de/naturpur-neue-mobilitat-dank-wasserstoff> (Zugriff: 29. September 2020).
- VCI [Verband der Chemischen Industrie e.V.] (2018): Im Einklang mit den Nachhaltigkeitszielen der Vereinten Nationen. *vci.de*. 27. September. Website: <https://www.vci.de/presse/pressemitteilungen/im-einklang-mit-un-nachhaltigkeitszielen-vci-praemiert-preistraeger-responsible-care-wettbewerb-2018.jsp> (Zugriff: 19. August 2020).
- VCI und IG BCE [Verband der chemischen Industrie e.V., Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie] (2020): Gemeinsame Strategie von IG BCE und VCI zu einer Wasserstoffwirtschaft. <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/2020-09-29-ig-bce-vci-h2-strategie-final.pdf> (Zugriff: 29. Juni 2021).
- VDI [Verein Deutscher Ingenieure e.V.] (2000): VDI 2067 Blatt 1. Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnungen.
- VDI [Verein Deutscher Ingenieure e.V.] (2012): Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen VDI 6025.

- VDV [Verband Deutscher Verkehrsunternehmen] (2012): Aktiver Vertrieb - Erlöspotentiale identifizieren und heben. <https://www.vdv.de/vdv-aktiver-vertrieb.pdf> (Zugriff: 10. Februar 2021).
- VDV, Hrsg. [Verband Deutscher Verkehrsunternehmen] (2020): VDV-Statistik 2019. <https://www.vdv.de/vdv-statistik-2019.pdf> (Zugriff: 26. Juli 2021).
- Viebahn, Peter, Juri Horst, Alexander Scholz und Ole Zelt (2018): Technologiebericht 4.4 Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. Wuppertal Report. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken: Wuppertal Institut, ISI, IZES. [https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/700186DA24E72BF7E0539A695E86E3AA/current/document/4.4_CO₂-Abtrennung_aus_Faulgasen_und_Umgebungs-luft.pdf](https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/700186DA24E72BF7E0539A695E86E3AA/current/document/4.4_CO2-Abtrennung_aus_Faulgasen_und_Umgebungs-luft.pdf) (Zugriff: 27. September 2018).
- VNG Gasspeicher [Verbundnetz Gasspeicher GmbH] (2021): H₂-Forschungskaverne - Energiepark Bad Lauchstädt - Reallabor. [vng-gasspeicher.de](https://www.vng-gasspeicher.de). Website: https://www.vng-gasspeicher.de/speicherung_gruener_wasserstoff (Zugriff: 4. August 2020).
- Wagemann, Kurt und Florian Ausfelder (2017): E-Fuels – Mehr als eine Option. White Paper. Frankfurt a. M.
- WDR [Westdeutscher Rundfunk] (2011): 25. Oktober 2011 - Weltweit erstes Wasserstoff-Hybridkraftwerk geht in Betrieb. www1.wdr.de. 25. Oktober. Website: <https://www1.wdr.de/stichtag/stichtag-erstes-hybridkraftwerk-prenzlau-100.html> (Zugriff: 17. November 2020).
- Westküste100 (2021): Sektorenkopplung komplett: Grüner Wasserstoff und Dekarbonisierung im industriellen Maßstab. [westkueste.de](http://www.westkueste.de). Website: <https://www.westkueste100.de/> (Zugriff: 18. August 2020).
- Wietschel, Martin, Tobias Boßmann, Gerda Deac, Julia Michaelis, Claus Doll, Barbara Schломann, Wolfgang Köppel und Charlotte Degünther [Umweltbundesamt] (2019): Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen. Abschlussbericht. Dessau-Roßlau. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-12_cc_03-2019_sektrokopplung.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Wietschel, Martin, Lin Zheng, Marlene Arens, Christopher Hebling, Ombeni Ranzmeyer, Achim Schaadt, Christoph Hank, André Sternberg, Sebastian Herkel, Christoph Kost, et al. (2021): Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Karlsruhe, Freiburg, Cottbus. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/Metastudie_Wasserstoff-Abschlussbericht.pdf (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Wilms, Susan, Verena Lerm, Simon Schäfer-Stradowsky, Julia Sandén, Philipp Jahnke und Giacomo Taubert [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2018): Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels – Factsheets zur Anwendung von klimafreundlich erzeugten synthetischen Energieträgern. Hg. v. dena. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/181123_dena_PtX-Factsheets.pdf (Zugriff: 19. August 2020).
- Wind2Gas Energy (2019): Windstrom für Kühllhäuser und Lkw. topagrar.com. 30. Oktober. Website: <https://www.topagrar.com/energie/aus-dem-heft/windstrom-fuer-kuehlhaeuser-und-lkw-11863296.html> (Zugriff: 18. November 2020).
- Windbranche.de (2012): ENERTRAG HyTec startet Vorserienproduktion von Großelektrolyseuren. windbranche.de. 23. November. Website: <https://www.windbranche.de/news/presse/pm-4345-enertrag-hytec-start...> (Zugriff: 17. November 2020).
- WINDH2 (2020): Windwasserstoff Salzgitter: Das Projekt. windh2.e. Website: <https://www.windh2.de/de.html> (Zugriff: 24. Juli 2020).
- Wirtschaftsvereinigung Stahl (2021): Wasserstoff als Basis für eine klimaneutrale Stahlproduktion. Positionspapier. https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/202103_Positionspapier_WVS_Wasserstoff.pdf (Zugriff: 21. Juli 2021).
- WSW [Wuppertaler Stadtwerke GmbH] (2019): WSW erhalten ersten Wasserstoffbus. wsw-online.de. 19. Dezember. Website: <https://www.wsw-online.de/unternehmen/presse-medien/presseinformationen/pressemeldung/meldung/wsw-erhalten-ersten-wasserstoffbus/#:~:text=Die%20Wuppertaler%20Stadtwerke%20haben%20den%20ersten%20von%20zehn,Jahr%20werden%20sie%20dann%20auch%20im%20Linienverkehr%20eingesetzt.> (Zugriff: 1. Oktober 2020).
- WSW [Wuppertaler Stadtwerke GmbH] (2021): Wasserstoffbusse. Website: <https://www.wsw-online.de/wsw-mobil/mehr-service/aktuelles/wasserstoffbusse/> (Zugriff: 1. Oktober 2020).
- Wulf, Christina, Jochen Linßen und Petra Zapp (2018): Review of Power-to-Gas Projects in Europe. *Energy Procedia* 155 (November): 367–378.
- Wurster, R., W Weindorf, W. Zittel, P. Schmidt, C. Heidt, U. Lambrecht, A. Lischke und S. Müller (2014): LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen – Aktualisierung auf Verkehrsprognose 2030. München/Ottobrunn, Heidelberg, Berlin: DLR, ifeu, LBST, DBFZ. https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/mks-kurzstudie-Ing.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff: 17. Januar 2022).

- Zech, K., K. Naumann, F. Müller-Langer, J. Ponitka, S. Majer, P. Schmidt, W. Weindorf, M. Altmann, J. Michalski, M. Niklaß, et al. (2015): Biokerosin und EE-Kerosin für die Luftfahrt der Zukunft - von der Theorie zu Pilotvorhaben. Studie. https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/studie-biokerosin-ee-kerosin.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff: 17. Januar 2022).
- Zhang, Chundong, Ruxing Gao, Ki-won Jun, Seok Ki Kim, Suni-Mi Hwang, Hae-Gu Park und Guofeng Guan (2019): Direct conversion of carbon dioxide to liquid fuels and synthetic natural gas using renewable power: Techno-economic analysis. *Journal of CO2 Utilization*, Nr. 34: 293–302.
- Zhang, Xiaojin, Christian Bauer, Christopher L. Mutel und Kathrin Volkart (2017): Life Cycle Assessment of Power-to-Gas: Approaches, system variations and their environmental implications. *Applied Energy* 190 (März): 326–338.
- ZSW [Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg] (2021): „Elektrolyse made in Baden-Württemberg“ (BW-Elektrolyse) Industrialisierung einer Elektrolyse-Technologie mit Partnern aus Baden- Württemberg. https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/REG_Projekte/2020-03-03_BW-Elektrolyse_Kurzfassung_exp.pdf (Zugriff: 23. Juni 2021).

7 Anhang

7.1 Quellen zu PtG- und PtL-Pilotprojekten

In der nachfolgenden Tabelle sind die einzelnen Literaturquellen zu den PtG- und PtL-Pilotprojekten, welche im Rahmen des Forschungsvorhabens ausgewertet wurden, zusammengestellt.

Projekt	Quellen
Carbon2Chem	Lüke (2018) Büker et al. (2021) Fraunhofer (2021) ThyssenKrupp AG (2021) Neumann (2020) Fraunhofer UMSICHT (2019a) Fraunhofer UMSICHT (2019b) Carbon2Chem (2021)
eFarm	H-TEC SYSTEMS (2018) Koch und Ingwersen (2019) Messe Düsseldorf (2020) GP JOULE (2020) GP JOULE (2021a) GP JOULE (2021b) Freist (2019) Nachhaltigkeitsatlas A3 (2021) NOW (2020) Enkhardt (2020)
Energiedorf Lübese	dena (2021a) Lübese Energie (2021) Lübese Energie (2020)
Energiepark BL	Czechanowsky (2019b) Energiepark Bad Lauchstädt (2021) Uniper (2021) VNG Gasspeicher (2021)
Energiepark Mainz	stadt+werk (2017) Energiepark Mainz (2021)

Projekt	Quellen
GreenHydroChem	50Hertz (2019) SIEMENS (2019) Fraunhofer IMWS (2019) BMW (2021b) SmarterWorld (2019)
H2-W	Spiegelhauer (2020) Tschersich (2019) Hydrogeit Verlag (2019) WSW (2019) WSW (2021) Stadt Wuppertal (2021)
HyBit / Hyways for Future	EWE (2020) EWE Gasspeicher (2021) Bohn (2020)
Hybridkraftwerk Prenzlau	Europäische Kommission (2015) BDEW (2019b) Windbranche.de (2012) Matern (2011) dena (2021b) Forum Synergiewende (2021) DVGW (2019) dena (2016) WDR (2011)
HydroHub-Fenne	Steag (2019) Preiß (2019) ew (2019) SIEMENS (2021) BMW (2021b) stadt+werk (2019a) Reuther (2019) Steag (2021)

Projekt	Quellen
LokWest Esslingen	SWE (2020) Fisch et al. (2020) Green Hydrogen Esslingen GmbH (2021) Thielmann (2019) swe (2019) Polarstern (2021) Intersolar Europe (2019) Energiewendebauen (2018)
PtG Falkenhagen	Wulf et al. (2018) DVGW (2019a) DVGW (2018) Industrieanzeiger (2017) IWR (2019) Albrecht (2018) Grinix (2020) Uniper (2019)
REFHYNE	REFHYNE (2019b) FCH (2020) FCH (2018) REFHYNE (2019a)
RefLau	Maksimenko (2019) DVGW (2019b) Energiequelle (2019) stadt+werk (2019b) Süddeutsche Zeitung (2019) umweltfinanz (2020)
Regelflexible Elektrolyse-Anlage	CHEmanager (2018) BWI (2021) BUKEA (2021) VCI (2018)
ReWest100	Hanke (2019) Teuffer (2020) Smolinka (2019) Collins (2019) Westküste100 (2021)

Projekt	Quellen
Wasserstoff aus Wyhlen	ZSW (2021) Büssers (2020) Energiedienst (2021) Stark (2020) Transforming Cities (2018) PtG-BW (2021)
Wasserstofftankstelle HafenCity	PwC und BDEW (2021) NOW (2021a) DVGW (2019) Hustadt und Jacobsen (2016) Vattenfall (2020)
Wind2gas Brunsbüttel	Teuffer (2019) future.hamburg (2021) Dos Santos (2019b) Stadtwerke Brunsbüttel (2021) Wind2Gas Energy (2019)
Windgas Hamburg-Reitbrook	NIP (2021) UmweltDialog (2015) NOW (2021b) DVGW (2019) Rudat (2017) Uniper (2021)
Windgas Haßfurt	Greenpeace Energy (2021) Haake (Haake 2019) dena (2021c) Stadtwerk Haßfurt (2017) Stadtwerk Haßfurt (2021)
Windgas Haurup	Dos Santos (2019a) dena (2021c)
WindH2	Siemens und Salzgitter AG (2019) WINDH2 (2020)
Zero-Emission Wohnpark Augsburg	swa (2019) EXYTRON (2017) BDEW (2019b) dena (2019)

Projekt	Quellen
Carbon2Chem	Lüke (2018) Büker et al. (2021) Fraunhofer (2021) ThyssenKrupp AG (2021) Neumann (2020) Fraunhofer UMSICHT (2019a) Fraunhofer UMSICHT (2019b) Carbon2Chem (2021)
eFarm	H-TEC SYSTEMS (2018) Koch und Ingwersen (2019) Messe Düsseldorf (2020) GP JOULE (2020) GP JOULE (2021a) GP JOULE (2021b) Freist (2019) Nachhaltigkeitsatlas A3 (2021) NOW (2020) Enkhardt (2020)
Energiedorf Lübesse	dena (2021a) Lübesse Energie (2021) Lübesse Energie (2020)
Energiepark BL	Czechanowsky (2019b) Energiepark Bad Lauchstädt (2021) Uniper (2021) VNG Gasspeicher (2021)
Energiepark Mainz	stadt+werk (2017) Energiepark Mainz (2021)
GreenHydroChem	50Hertz (2019) SIEMENS (2019) Fraunhofer IMWS (2019) BMWi (2021b) SmarterWorld (2019)

Projekt	Quellen
H2-W	Spiegelhauer (2020) Tschersich (2019) Hydrogeit Verlag (2019) WSW (2019) WSW (2021) Stadt Wuppertal (2021)
HyBit / Hyway for Future	EWE (2020) EWE Gasspeicher (2021) Bohn (2020)
Hybridkraftwerk Prenzlau	Europäische Kommission (2015) BDEW (2019b) Windbranche.de (2012) Matern (2011) dena (2021b) Forum Synergiewende (2021) DVGW (2019) dena (2016) WDR (2011)
HydroHub-Fenne	Steag (2019) Preiß (2019) ew (2019) SIEMENS (2021) BMWi (2021b) stadt+werk (2019a) Reuther (2019) Steag (2021)
LokWest Esslingen	SWE (2020) Fisch et al. (2020) Green Hydrogen Esslingen GmbH (2021) Thielmann (2019) swe (2019) Polarstern (2021) Intersolar Europe (2019) Energiewendebauen (2018)

Projekt	Quellen
PtL Laufenburg	Energiedienst (2018) SÜDKURIER (2020) dos Santos (2018) Energiedienst (2019)
Flughafen Rotterdam	Sunfire (2019) Czechanowsky (2019a) Jendrischik (2019) EDL (2018) EDL (2019)
Innovation flüssige Energie	IWO (2020a) IWO (2020b) dos Santos (2020)
Reallabor GreenPower2Jet (GP2J)	Hüthig GmbH (2019) Neuling (2019) BP Europa (2019)
reFuels – Kraftstoffe neu denken	KIT (2019) Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg und INERATEC (2020)
Norsk e-Fuel	Hauptmeier 2019 (2020) Hauptmeier (2020) en2x (2020) Norsk e-Fuel (2020)

GESCHÄFTSSTELLE BERLIN
MAIN OFFICE

Potsdamer Straße 105

10785 Berlin

Telefon: + 49 – 30 – 884 594-0

Fax: + 49 – 30 – 882 54 39

BÜRO HEIDELBERG
HEIDELBERG OFFICE

Bergstraße 7

69120 Heidelberg

Telefon: + 49 – 6221 – 649 16-0

mailbox@ioew.de

www.ioew.de