



2. Roadmap
des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“:
Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X)

OPTIONEN FÜR EIN NACHHALTIGES ENERGIE- SYSTEM MIT POWER-TO-X- TECHNOLOGIEN

**Nachhaltigkeitseffekte – Potenzielle
Entwicklungsmöglichkeiten**

Herausgeber: Florian Ausfelder, Hanna Dura

GEFÖRDERT VOM

KOPERNIKUS
P2X >>> **PROJEKTE**
Die Zukunft unserer Energie



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Erstellt im Rahmen der Roadmapping-Aktivitäten im Kopernikus-Projekt „Power-to-X“:
Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X) gefördert durch das Bundesministerium
für Bildung und Forschung.

FKZ: 03SFK2WO (DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.)

2. Roadmap
des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“:
Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X)

OPTIONEN FÜR EIN NACHHALTIGES ENERGIE- SYSTEM MIT POWER-TO-X- TECHNOLOGIEN

**Nachhaltigkeitseffekte – Potenziale
Entwicklungsmöglichkeiten**

Herausgeber: Florian Ausfelder, Hanna Dura



VORWORT

Liebe Leserin, lieber Leser,

mit dem Klimawandel nehmen die Konsequenzen unseres Lebensstils greifbare Gestalt an. Eine Minderung dieser Konsequenzen auf ein „erträgliches“ Maß stellt die Menschheit vor nie dagewesene Herausforderungen, da sich die Ursachen über alle Aspekte der Gesellschaft ziehen. Angefangen bei der Energieumwandlung, über die Produktionswege und den Vertrieb von Gütern, bis hin zur individuellen Entscheidung jedes Konsumenten. Unser Wirtschaftssystem basiert gegenwärtig auf der Nutzung von fossilem Kohlenstoff und ist auf stetiges Wachstum ausgelegt.

1997 wurde mit dem Kyoto-Protokoll der Grundstein für international verbindlichen Klimaschutz gelegt. Die Umsetzung der im Kyoto-Protokoll und den aktuellen Pariser Verträgen getroffenen Vereinbarungen obliegt dabei jedem teilnehmenden Land selbst. Aufgrund gegenläufiger Entwicklungen, die sich hauptsächlich unter den Aspekten des Wirtschafts- und Bevölkerungswachstums (erhöhter Energiebedarf, erhöhte Transportleistungen, etc.) subsumieren lassen, sind diese Vereinbarungen jedoch schwer einzuhalten. Die Sorgen vieler Bürgerinnen und Bürger, vor allem der jungen Generation, finden mit Aktionen wie den Fridays for Future-Demonstrationen ihren Ausdruck. Sie sollen den Druck auf Politik, Wirtschaft und Gesellschaft erhöhen, die nötigen Änderungen zügig vorzunehmen, um das Klima zu schützen.

Deutschland bekennt sich zu den internationalen Klimaschutzziele und hat sich im nationalen Klimaschutzplan von 2016 zum Ziel gesetzt, bis 2050 weitgehend THG-neutral zu werden. Die Energiewende ist integraler Bestandteil des Pfades zur THG-Neutralität und sieht einen radikalen Umbau des Energiesystems vor, der gezielt den Ausbau der erneuerbaren Energien fördert.

Mit den erneuerbaren Energiequellen der Windkraft, Photovoltaik und Biomasse konnte für den Stromsektor ein klarer Lösungsweg definiert werden. Der kontinuierliche Zubau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen zeigt den stetigen Fortschritt auf diesem Weg. Für andere Sektoren wie Industrie, Wärmebereitstellung und Verkehr existieren zwar eine Reihe von Ansätzen, jedoch konnte noch kein eindeutiger Lösungsweg festgelegt werden, den es lediglich noch zu beschreiten gilt.

Um die technologischen und politischen Herausforderungen der Energiewende durch neue Optionen zu adressieren, sind 2016 vier durch das BMBF geförderte, sogenannte Kopernikus-

Projekte angetreten. Das Projekt SynErgie beschäftigt sich mit der Flexibilisierung von Industrieprozessen, ENSURE erarbeitet neue Netzkonzepte und das Projekt ENavi adressiert die sozial-politischen Aspekte der Energiewende.

Das Kopernikus-Projekt P2X beschäftigt sich mit Technologien für die Sektorkopplung, die es ermöglichen, Energie aus erneuerbarer Stromerzeugung in andere Sektoren zu übertragen, die noch vorrangig auf fossilen Energieträgern basieren. Das Konsortium von 50 Partnern aus Hochschulen, Forschungseinrichtungen, Industrie und Zivilgesellschaft verfolgt das Ziel, die Power-to-X-Technologien möglichst bis zur Marktreife weiterzuentwickeln und damit einen aktiven Beitrag zum Gelingen der Energiewende zu leisten.

Dies kann entweder durch eine direkte Elektrifizierung oder durch eine Übertragung der elektrischen Energie auf stoffliche Energieträger erfolgen. Diese Technologien werden unter dem Begriff Power-to-X (PtX) zusammengefasst. Der Einsatz dieser synthetischen Energieträger ermöglicht eine weitere Option zur Transformation der anderen Sektoren hin zu einem nachhaltigeren Energiesystem.

Die Herausforderungen sind beachtlich:

- Die Prozessketten sind verlustbehaftet und die Gesamteffizienz niedrig.
- Der Strombedarf ist entsprechend hoch und müsste durch einen zusätzlichen Ausbau an erneuerbarer Stromerzeugung gedeckt werden.
- Einige der Technologien stecken noch in den Kinderschuhen. Die Betriebserfahrungen sind in diesen Fällen daher begrenzt.
- Die absehbaren Kosten der Herstellung der Energieträger übersteigen deutlich die Kosten ihrer fossilen Äquivalente.

Die verschiedenen Technologien befinden sich auf unterschiedlichem Entwicklungsniveau und zielen auf unterschiedliche Anwendungen in den Bereichen der nachhaltigen Bereitstellung von Rohstoffen für die chemische Industrie oder von Energieträgern für Anwendungen im Verkehr oder in der Energiespeicherung.

Der Projektfortschritt wird von dem sogenannten Roadmapping-Prozess begleitet, der versucht, die Entwicklung

der verschiedenen Technologien nachzuverfolgen und im Sinne der Zielstellung auf ökologische, ökonomische und soziale Nachhaltigkeit zu bewerten. Diese Bewertungen bilden die Grundlage für eine systemische Einordnung unter den gegenwärtigen regulatorischen und politischen Gegebenheiten, mit dem Ziel, die dezidierten Analysen greifbarer zu machen. Die aktive Teilnahme an diesem Roadmapping-Prozess steht allen Projektpartnern offen.

Die Energiewende ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe und in diesem Sinne ist es ebenfalls wichtig, dass Forschungs- und Entwicklungsarbeiten nicht isoliert von der gesamtgesellschaftlichen Debatte durchgeführt, sondern im Gegenteil diese mit neuen Informationen, Einordnungen und Erkenntnissen unterstützt und begleitet werden. Es gilt letztlich, diese Diskussion offen innerhalb ebenso wie außerhalb des Projekts zu führen, um dazu beizutragen, dass eine gut informierte Gesellschaft Entscheidungen in der Tragweite treffen kann, wie sie für die Energiewende notwendig sind.

Das Ihnen vorliegende Werk markiert das Ende der ersten Förderphase des Kopernikus-Projektes P2X. Da sich die Technologien wie auch die gesellschaftliche und politische Debatte jedoch in ständiger Weiterentwicklung befinden, ist dieses ebenfalls als ein lebendes Dokument zu betrachten. Es ist nicht als abschließende Beschreibung der Technologien und letztgültige Bewertung ihrer jeweiligen Zukunftsfähigkeit zu verstehen, sondern als Momentaufnahme des gegenwärtigen Entwicklungsstandes. Die gesammelten Erkenntnisse auf technologischer Seite sowie auf der Seite der Technologiebewertung sollen in die zweite Förderphase überführt und weiterentwickelt werden, um auf diese Weise die Energiewende zu unterstützen.

In diesem Sinne wünschen wir Ihnen eine aufschlussreiche Lektüre, deren Erstellung ohne die konstruktive Mitarbeit der Projektpartner nicht möglich gewesen wäre. Der Austausch und die regen Diskussionen führen an einigen Stellen zu Kontroversen, die die Arbeiten im Projekt befruchten und so dazu verhelfen, die Technologien in ihrer Gesamtwirkung zu untersuchen. Daher möchten wir uns auf diesem Wege bei allen Projektpartnern und insbesondere den Kollegen bedanken, die die Daten und Ergebnisse für diese Roadmap zur Verfügung gestellt haben.



Florian Ausfelder



Hanna Ewa Dura

HERAUSGEBER

Florian Ausfelder, Hanna Dura DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Die Ergebnisse der Analysen basieren auf den Arbeiten und Daten, die von den jeweiligen Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern zur Verfügung gestellt wurden. Basierend auf den Ergebnisdaten haben die Autorinnen und Autoren die jeweiligen Kapitel in eigener Arbeit verfasst. Für die Ergebnisse selbst und ihre Robustheit sind die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus den beteiligten Institutionen verantwortlich.

VERANTWORTLICHKEITEN

Nachname	Vorname	Institution	Kapitel
Ausfelder	Florian	DEC DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.	Autor 4, 12, 13, 14, Teil D
BareiB	Kay	TUM Technische Universität München – Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme	Autor 2.2, 3.1, Urheber von Ergebnissen 5.1, 5.2, 5.3, 8.1, 9.1
Bauer	Franz	FENES Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher	Autor 10
Deutz	Sarah	LTT RWTH Aachen University – Lehrstuhl für Technische Thermodynamik	Autorin 2.2, 3.2.3, Urheberin von Ergebnissen 5.1, 5.3, 8.2, 9.2
Dura	Hanna	DEC DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.	Autorin 1.1, 1.2, 2.1, 2.2, 2.3, 3.1, 3.2, 3.3, 5.1, 5.2, 5.3, 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 8.1, 8.2, 9.1, 9.2, 11, 12, 13
Forster	Susanne	Audi AG	Autorin 2.2, Urheberin von Ergebnissen 5.1, 5.3, 8.2, 9.2
Fröhlich	Thomas	ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH	Autor 2.2, 3.2.3, Urheber von Ergebnissen 5.1, 5.2, 8.1, 9.1
Giegrich	Jürgen	ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH	Autor 3.2.3
Grube	Thomas	FZJ IEK3 Forschungszentrum Jülich – Institut für Energie- und Klimaforschung Elektrochemische Verfahrenstechnik	Urheber von Ergebnissen 8.2, 9.2
Hamacher	Thomas	TUM Technische Universität München – Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme	Autor Schlaglicht II
Hildebrand	Jan	IZES gGmbH	Autor 3.4, 7, 13
Hofrichter	Andreas	FENES Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher	Autor 10
JanBen	Tomke	WI Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH	Autor 8.1
Kasten	Peter	ÖI Öko-Institut e.V.	Autor Schlaglicht I
Liebich	Axel	ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH	Autor 3.2.3
Merten	Frank	WI Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH	Autor 8.1, 9.1
Merz	Cornelia	ÖI Öko-Institut e.V.	Autorin 2.2, 3.2.3, Urheberin von Ergebnissen 5.1, 5.3, 8.2, 9.2
Müller	Sabrina	DEC DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.	Autorin 1.2
Omari	Ahmad	VKA RWTH Aachen University – Lehrstuhl für Verbrennungskraftmaschinen und Institut für Thermodynamik	Autor 9.2
Patyk	Andreas	ITAS Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse	Autor 2.2, 3.3, Urheber von Ergebnissen 5.1, 5.2, 5.3, 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 8.1, 8.2, 9.1, 9.2
Poncette	Dominik	ITAS Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse	Autor 2.2, 3.3, Urheber von Ergebnissen 5.1, 5.2, 5.3, 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 8.1, 8.2, 9.1, 9.2
Preuster	Patrick	FAU Friedrich Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg – Lehrstuhl für Chemische Reaktionstechnik	Autor 2.2, Urheber von Ergebnissen 8.2, 9.2
Raab	Moritz	DLR Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt – Institut für technische Thermodynamik	Autor 3.3, Urheber von Ergebnissen 6.1, 6.2, 6.3, 6.4
Robinius	Martin	FZJ IEK3 Forschungszentrum Jülich – Institut für Energie- und Klimaforschung, Elektrochemische Verfahrenstechnik	Urheber von Ergebnissen 8.2, 9.2
Schäfer	Dominik	FZJ Forschungszentrum Jülich	Urheber von Ergebnissen 8.1
Schill	Wolf-Peter	DIW Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V.	Urheber von Ergebnissen 8.2, 9.2
Scholz	Alexander	WI Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH	Autor 8.1
Schönleber	Konrad	TUM Technische Universität München – Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme	Autor 3.1
Schreiber	Andrea	FZJ IEK3 STE Forschungszentrum Jülich – Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung	Autorin 3.2.3
Stefan	Andreas	TUM Technische Universität München – Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme	Autor 2.2, Urheber von Ergebnissen 8.1, 9.1
Sterner	Michael	FENES Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher	Autor 10
Stolten	Detlef	FZJ IEK3 Forschungszentrum Jülich – Institut für Energie- und Klimaforschung, Elektrochemische Verfahrenstechnik	Urheber von Ergebnissen 8.2, 9.2
Sutter	Jürgen	ÖI Öko-Institut e.V.	Autor 2.2, 3.2.3, Urheber von Ergebnissen 5.1, 5.3, 8.2, 9.2
Taubitz	Ansgar	WI Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH	Autor 7, 9.1
Tenhumberg	Nils	tkIS thyssenkrupp Industrial Solutions	Urheber von Ergebnissen 6.1, 6.3
Yildirim	Ömer	tkIS thyssenkrupp Industrial Solutions	Autor 3.3
Zapp	Petra	FZJ IEK3 STE Forschungszentrum Jülich – Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung	Autorin 2.2, 3.2.3, Urheberin von Ergebnissen 5.1, 5.2, 8.1, 9.1

INHALT

EXECUTIVE SUMMARY	7
KURZFASSUNG	11
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	17
TABELLENVERZEICHNIS / VERZEICHNIS DER INFOBOXEN UND SCHLAGLICHTER	23
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	24
A. EINBETTUNG DER PtX-TECHNOLOGIEN IN DIE PFADE ZUM KLIMASCHUTZ UND DER ENERGIEWENDE	27
1. PtX-Technologien im Kontext der Klimaschutzziele und Energiewende	27
1.1 Nationale Klimaschutzziele und ihre bisherige Umsetzung	28
1.2 Ziele der Energiewende und ihre bisherige Umsetzung	31
2. Wie kann PtX eingesetzt werden?	34
2.1 Allgemeine Beschreibung der Technologien	34
2.2 Anwendungsmöglichkeiten von PtX-Technologien	36
2.3 Mögliche Betriebsstrategien	45
B. ZUSAMMENGEFASSTE ERGEBNISSE DER PTX-TECHNOLOGIE-BEWERTUNG	51
3. Abriss methodischer Grundlagen	51
3.1 Übersicht des zugrunde gelegten Energiemodells	51
3.2 Übersicht der Grundlagen der ökologischen Bewertung	54
3.3 Übersicht der Grundlagen der ökonomischen Bewertung	62
3.4 Übersicht der Grundlagen zur sozialen Akzeptanz	63
4. Abschätzung von Potenzialen	67
4.1 Bereitstellung eines Angebots von stofflichen PtX-Produkten	68
4.2 Deckung der Nachfrage von PtX-Produkten	74
4.3 Beispielhafte Erhebung einzelner Potenziale	77
5. Ökologische Bewertung der PtX-Routen und -Produkte	82
5.1 Allgemeine Trends aller PtX-Prozessketten und -Produkte	82
5.2 Bereitstellung chemischer Grundstoffe	86
5.3 Bereitstellung und Nutzung von PtX-Kraftstoffen	100
6. Ökonomische Bewertung der PtX-Routen und -Produkte	117
6.1 Allgemeine Trends aller PtX-Prozessketten und -Produkte	117
6.2 Bereitstellung chemischer Grundstoffe	118
6.3 Bereitstellung von PtX-Kraftstoffen	120
6.4 Sensitivitäten	126
7. Abschätzung der sozialen Akzeptanz	129
7.1 Konzeptionelle Schritte der Akzeptanzabschätzung	129
7.2 Bewertungen am Beispiel der HT-Co-Elektrolyse	131

8. Abschätzung der Systemkompatibilität der PtX-Routen und -Produkte	133
8.1 Bereitstellung chemischer Grundstoffe	134
8.2 Bereitstellung und Nutzung von PtX-Kraftstoffen	138
9. Abschätzung der Entwicklungspfade der PtX-Routen und -Produkte	143
9.1 Bereitstellung chemischer Grundstoffe	143
9.2 Bereitstellung und Nutzung von PtX-Kraftstoffen	144
10. Systemanalyse von Power-to-X-Pfaden – Ergebnisse des Satellitenprojektes „SPIKE“	145
10.1 Beschreibung des Energiemodells	145
10.2 Annahmen und Randbedingungen	149
10.3 Ergebnisse	151
10.4 Zusammenfassung und weitere Schritte	153
C. FAZIT UND AUSBLICK DER BEWERTUNGSARBEITEN IN DER ERSTEN FÖRDERPHASE	155
11. Restriktionen der Technologiebewertung	155
11.1 Energiemodell	156
11.2 Life Cycle Assessment	156
11.3 Techno-ökonomische Analyse	157
12. Einschätzung der ökonomisch-ökologischen Eigenschaften der analysierten PtX-Technologien	158
13. Zu erwartende Entwicklungspfade und Systemkompatibilität der neuen Technologien	161
14. Ausblick	165
D. KONTROVERSE: URSPRUNG DES VERWENDETEN CO₂	169
E. ZUSAMMENSTELLUNG UNTERSCHIEDLICHER PERSPEKTIVEN IM PtX-KONSORTIUM	177
15. Perspektiven innerhalb des Handlungsfeldes „Technologie“	177
15.1 Perspektive des FZJ – Institut für Energie- und Klimaforschung Elektrochemische Verfahrenstechnik	177
15.2 Perspektive des Karlsruher Institut für Technologie	178
15.3 Perspektive des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme	179
16. Perspektiven innerhalb des Handlungsfeldes „Gesellschaft“	180
16.1 Perspektive der Naturschutzverbände BUND und WWF	180
16.2 Perspektive der Deutschen Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.	182
16.3 Perspektive des Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH	183
16.4 Perspektive des Öko-Institut e.V.	184
16.5 Perspektive der am Projekt beteiligten Wissenschaftler des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung e.V.	185
16.6 Perspektive des Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH	185
16.7 Perspektive des Wissenschaftszentrum Berlin für Sozialforschung gGmbH	186
17. Perspektiven innerhalb der Anwendungsfelder	187
17.1 Perspektive der ArevaH ₂ Gen	187
17.2 Perspektive der Covestro AG	188
17.3 Perspektive von INERATEC GmbH	189
17.4 Perspektive von innogy SE	189
17.5 Perspektive von Siemens AG	190
LITERATURVERZEICHNIS	192

EXECUTIVE SUMMARY

The Kopernikus-project P2X „Flexible use of renewable resources“ unites 50 partners in research and development and aims to reach market entry level of chemical power-to-X-technologies (PtX). The progress of the research and development is continuously monitored, documented and analysed using the roadmap-process. PtX-technologies are evaluated based on economical, ecological as well as societal aspects and discussed in the wider context of the energy system. An initial version of the roadmap was published in August 2018 and presented the preliminary evaluation of the project’s work. This present document is meant to be a continuation of the first document and is also considered to be a reference point for the planned work in the upcoming next funding phase of the project.

The Paris Climate Agreement puts climate protection as the main issue on the global political agenda. The goals outlined in the agreement won’t be achievable without fundamentally changing our energy system and therefore the agreement requires social acceptance. In particular, the current use of fossil fuels, coal, oil and gas has to be severely curtailed, with the perspective of coming to an end in 2050.

The energy requirements will still have to be met by renewable sources, i.e. mainly energy from solar radiation (photovoltaics, solar thermal), wind, hydropower and biomass. Only biomass, CO₂ and recyclables from organic materials will be available as carbon carriers for the production of materials, chemicals and fuels.

PtX-technologies can provide synthetic products to cover a broad range of applications and thereby facilitate the replacement of fossil-based energy sources in certain applications, where alternatives to fossil-based substances and processes are otherwise not readily available. These include parts of the transport sector (e.g. aviation, marine, heavy-duty vehicles and long-distance transport), as well as the chemical industry.

From a technical point of view, PtX products could in principle replace fossil-based energy sources in most applications (heat supply, fuels and chemical raw materials). However, in order to identify the best applications in terms of ecological effects, economic efficiency and societal impact, a more comprehensive analysis of their effects, as presented in this document, is essential.

Within this Kopernikus-project a number of different PtX-processes and -products are developed. **Figure 0.1** shows an overview of the processes and products that are examined within P2X and evaluated within the roadmap process regarding their economic, ecological and societal impact.

A simplified energy model, which defines the electricity mix as well as the available full-load hours for the target year 2050 and the interim year 2030, was used for the evaluation. Within the barrier limits and assumptions of the model, it provides rather high full-load hours that are available to the PtX-processes, especially for the year 2050. Consequently, the results of the ecological and economic analyses have to be classified as rather optimistic.

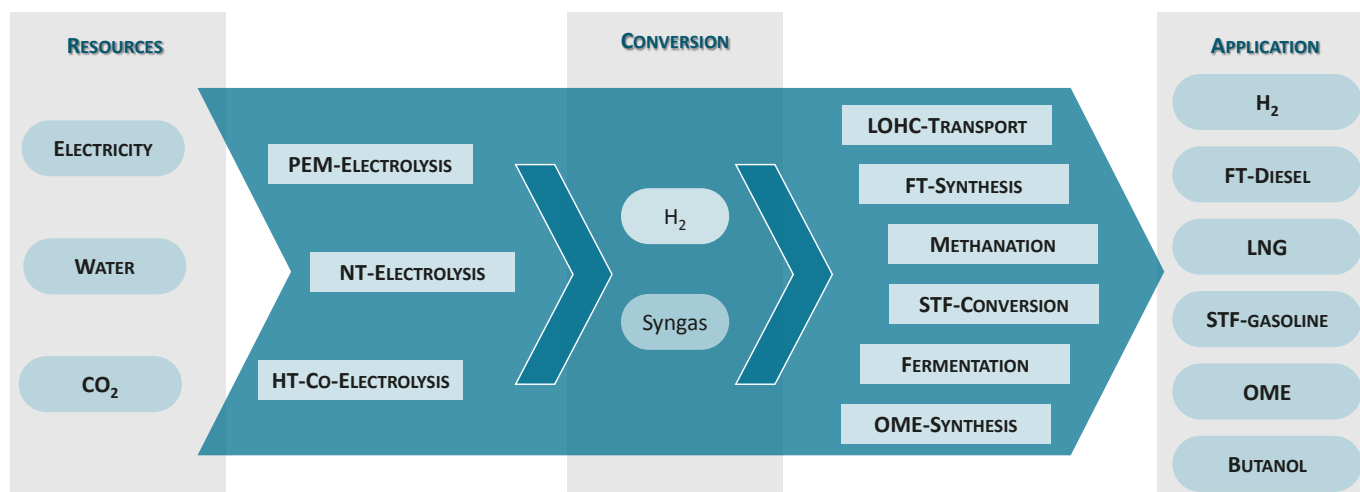


Figure 0.1: Overview of the PtX-production chains and -products subject to the analysis within the roadmap process.

In order to demonstrate the full range of possibilities of PtX-technologies, different modes of operation were investigated:

- A remote scenario with Norwegian hydropower (with 4,500 full-load hours)
- Flexible operation to support grid stabilisation (with 1,000 full-load hours in the interim year 2030 and 3,000 full-load hours in 2050 for lower GHG reduction ambition (KS 80) and 6,500 full-load hours for a higher GHG reduction ambition (KS 95) respectively)
- Continuous operation (with 8760 full-load hours)

TRENDS OF THE RESULTS OF THE LIFE CYCLE ASSESSMENT (LCA)

The previous statements, made in the first edition of the Roadmap document (Ausfelder; Dura 2018) regarding the cumulative energy demand (CED) and the greenhouse gas potential (GWP), have been confirmed by the accompanying assessment in line with the progress of the project. The ecological assessment (based on life cycle assessment, LCA) of the investigated processes has been extended with additional relevant criteria: Metal Depletion Potential (MDP), Photochemical Ozone Creation Potential (POCP), Particle Matter Formation (PM), as well as water and area consumption. In addition, an initial assessment of the expected demand for critical raw materials was made. This extension gives a better insight into the environmental footprint of PtX-technologies compared to their fossil counterparts, but can by no means be considered exhaustive with respect to all possible ecological aspects.

The biggest lever for greenhouse gas reduction is to reduce the CO₂ burden stemming from electricity generation. A largely CO₂-free electricity generation is a precondition to reduce GHG_{LCA} emissions from PtX-products to the level of their fossil counterparts. Significant additional GHG emission reductions of PtX-products can only be achieved by accounting for the emission burden of the CO₂ utilised on the original production process. Further reductions may be achieved by increasing the efficiency of the transformation processes. However, as the results of the CED-analysis show, there is a limit to possible efficiency gains. The analysis shows that the production of PtX-products inherently leads to a higher energy demand compared to their fossil counterparts. This is due to the low energy content of the feedstock CO₂ as well as the conversion losses of the individual processes and the length of the process chain – the more conversions and process steps are required, the larger the conversion

losses. A reduction of CED that occurs in line with an increasing share of renewable electricity is not due to increased efficiency of the PtX-processes, but to the accounting methodology of the CED (see Chapter 3.2.2), where fossil fuels and renewable electricity are subject to different barrier limits. The consumption of metallic resources is also significantly higher compared to the fossil counterparts, which is to be expected for an energy system based on renewables. Overall, the Photochemical Ozone Creation Potential (POCP) and the Particle Matter Formation (PM) are also higher for all investigated PtX-routes. This is mainly due to emissions originating from conventional power plants used for electricity generation. Consequently emissions decrease with increasing renewable electricity supply. The remaining emissions stem from the upstream chain of renewable electricity generation, i.e. the production of e.g. photovoltaic panels or wind turbines, which still use conventional electricity. Hence, a reduction in emissions is foreseeable if the electricity used for the production of photovoltaic panels and wind turbines comes from renewable power sources.

Particularly in connection with water and land consumption, but also PM emissions, it should be noted that the LCA results have only limited value with regard to the ecological sustainability of different options, as these are local indicators that can be subject to strong regional (and seasonal) fluctuations. However, the aggregated display of results regarding the environmental impact from the LCA does not provide any such information.

TRENDS OF THE TECHNO-ECONOMIC ASSESSMENT

In the techno-economic assessment PtX-products show uniformly higher production costs compared to the prices of the respective fossil references. Even with a strong decrease in investment costs assumed, large savings are possible compared to today's production costs, however, they still remain at a higher level than the costs of the fossil counterparts. The production costs show very high sensitivity to the capacity utilisation of the PtX-plants and consequently also to fluctuating electricity prices. Although sensitivity to fluctuating CO₂ prices is also observed, it is not as pronounced as the dependence on electricity costs.

A transparent comparison of PtX-fuels to conventional fuels should be made either on mileage or energy content and the cost comparison to the procurement costs of the conventional fossil fuels. This is required due to the different energy contents of synthetic fuels investigated and the distinct pricing structure of fossil fuels used in transport applications in Germany. Only 29–35% of the fossil fuel price is attributable to product procurement costs, while the majority of the consumer price consists of taxes and levies. It can

be expected that some taxes and levies will also be levied on PtX-fuels. Since neither the tax rates nor the amount of levies is foreseeable, a comparison of the production cost with the product procurement costs remains the best approximation.

TENDENCIES OF SOCIAL ACCEPTANCE

In order to analyse the social acceptance of PtX-products, an appropriate methodological framework is required. Within the project, an acceptance matrix was developed which comprises a compilation of evaluation factors derived from the similar work in the field of energy infrastructures and adapted for PtX-technologies. The assessments within the acceptance matrix were initially carried out by the respective technologists within the project and further elaborated in workshop discussions. The central challenge is confirmed by the fact that a detailed assessment is difficult due to the overall low TRL or the not yet widespread use (compared to e.g. renewable energies). As a result, many categories showed a tendency towards a neutral assessment. In addition, results show that many concrete assessments or future developments of the technologies and the associated potential acceptance effects are dependent on developments in the surrounding political and economic framework conditions.

Furthermore, technological differences tend to be insignificant for the assessments from an acceptance point of view (e.g. there are hardly any differences in acceptance for PEM electrolysis, low temperature or high temperature co-electrolysis).

PERSPECTIVES OF DEVELOPMENT AND POTENTIALS OF PtX-TECHNOLOGIES

The development of technologies raises the question of their potential for implementation and deployment. For the time period up to 2035, it is most likely that merely particularly advantageous niche applications for PtX processes will be deployed, rather than a large-scale roll-out of the technologies, at least in Germany. This is caused by the demand of renewable electricity, high specific production costs and low technological readiness level.

With regard to the provision of fuels, the hydrogen transport technology via liquid organic hydrogen carriers (LOHC), the provision of liquid synthetic natural gas (LNG) and artificial fuels via the STF-Ottokraftstoff process, FT diesel and OME are being developed. LOHC has the potential to significantly support the roll-out of hydrogen mobility, as it requires minor changes to the existing fuel supply infrastructure. Thus, the challenge remains on

the side of the availability of fuel cell vehicles. STF-Ottokraftstoff and FT-Diesel can be added as drop-in fuels to the corresponding fossil fuels in any mixing ratio up to the pure substances used in both passenger cars and heavy-duty vehicles. No fundamental adaptations of infrastructure or vehicles are necessary, but local emissions continue to occur. It should be noted, however, that admixtures to fossil fuels can only represent a transformation path, since mixed fuels still require a fossil component, creating CO₂-emissions that are not compensated. Thus, this is not in line with GHG reduction targets for 2050.

Two basic approaches can be pursued for applications of PtX-products in the (petro-)chemical industry: (1) the use of synthesis gas at the beginning of the value chain, which allows for a large impact, as synthesis gas is a precursor of multiple products further downstream, or (2) direct production of high value specialty chemicals. For the former, the relevant size scales and low production costs must first be reached in order to compete with current fossil supply. On the other hand, market entry for specialty chemicals may be easier, as it is a higher priced segment with smaller volumes.

The contribution that PtX-technologies and -products can make to the defossilisation of the respective sectors and to the energy system transformation as a whole depends not only on the specific ecological and economic characteristics, but also on their production potential, i.e. the quantities, that can be arguably produced under certain conditions. The chosen example of Norwegian hydropower shows that different conclusions can be drawn from the analysis. On the basis of the evaluated ecological indicators (THG_{LCA}, PM, POCP, etc.), hydropower could be classified as the most advantageous energy source from an ecological point of view. However, the techno-economic analysis shows that, from an economic point of view, Norwegian hydropower would not be the most favorable production side due to the relatively low full-load hours (IRENA o. J.). Compared to the (optimistic) model assumption used, lower production costs could be achievable with constant operation within the KS 95 ambition. Assuming the still available but not yet developed hydropower potential in Norway would be available solely for PtX-fuel production, about 7.5% of today's annual passenger car fuel demand in Germany could be covered by PtX (see chapters 2.3.1 and 4.3.1). Similar local restrictions apply to water demand, as it is also a local resource: the supply of 1% of the German car fleet with PtX-fuels for one year corresponds to a required water quantity of 770,000 t/year. This comparison clearly demonstrates that the investigations on a specific basis (LCA, techno-economic analysis) must be complemented by a corresponding analysis

of the available potential in order to adequately estimate the possible contributions of a technology to the overall system.

Usually, an analysis of available potentials describes a static situation, such as a given amount of renewable energy, energy demand, available technologies, etc. Based on these statistics the potential of a given technology can be derived adequately. However, this potential merely represents a snapshot in time based on the assumptions made, e.g. the quantity of PtX-products in 2050. Thus, this potential is inadequate to describe the necessary transition trajectory up to 2050. In addition, such scenarios often assume the unique access to this potential for a sole purpose, e.g. that all PtX-fuels produced are available for Germany. Such surveys of potentials should not disregard the fact that, should a country decide to manufacture PtX-products, these are in principle available to different markets, including local or regional markets, in accordance with the investor's interests. These interrelationships show the need for further analysis to assess possible potentials and to put specific environmental influences and techno-economic analyses into perspective.

ROLE OF REGULATORY FRAMEWORKS

The current results of the LCA and techno-economic analyses are already impacted by the relevance of the regulatory framework, as briefly described in the respective sections. The regulations relevant for PtX include the EU ETS (mainly relevant for the industrial sector), the EU ESD (mainly relevant for the transport sector) and the RED II (also relevant for the transport sector). So far, however, only RED II has taken PtX-fuels specifically into account at the European level. The sector coupling nature of PtX-technologies and -products leads to a convergence or even an overlap of different regulatory regimes, such as the EU ETS, EU ESD and RED II.

It has not yet been clarified how these regimes will interact with each other and what concrete consequences may arise from the interaction of different regulatory frameworks. However, these effects have most likely the most significant influence on development of emissions, as well as the implementation of PtX-technologies. It is important to understand these interrelations in terms of compliance with GHG emission targets in order to avoid any undesirable developments.

Within this context, the question of which CO₂ sources should be used in PtX-technologies is also relevant. Both outside and within the project consortium there are contrary positions with regard to this question:

- Position 1: The approval of industrial (i.e. fossil) CO₂ sources is viewed as dangerous in terms of strengthening or further delaying the already existent lock-in (continued dependence on fossil raw materials). The supporters of this position are therefore in favour of restricting the allowed CO₂ sources to biogenic sources or direct air capture.
- Position 2: The approval of industrial (i.e. fossil) CO₂ sources is viewed as an opportunity to reduce CO₂ emissions early on, deploy the technologies and thus initiate the transition to a renewable and largely GHG-neutral economy.

Details on these two positions and their possible impacts are set out in Part D.

As already described in the section on techno-economic analysis, there is still a need for clarification with regard to the production costs and taxation of PtX-fuels in particular. By offsetting the CO₂ used as a raw material, which is regulated by RED II, the question of how the German energy tax is to be levied must be answered. The energy tax varies depending on the type of fuel and depends on the environmental footprint of the respective fuels (BMF 2019). The interaction between these regulations has not yet been investigated.

The investigations with regard to system operation of the plants have shown that the production costs of the PtX products are very high at low utilisation rates, which places profitability into question. The current market for grid stabilising services is not yet designed to address flexibility as a structural development. In addition, the current legal framework favours constant power consumption through the reduction of grid fees. By offering flexibility, there is a risk that grid fees will be raised in full. In addition, for the conversion of electricity into other energy sources, the PtX process is defined as a final consumer and is therefore subject to full taxes and levies, unless the energy source produced is used exclusively for re-generation of electricity. Consequently, flexibility as a grid service, which is expected to be more and more required for a transition towards a system based on predominantly intermittent and fluctuating renewable sources, is not supported by the current legal framework, which is based on a fossil and permanent energy generation.

There is a need for „dynamic“ regulatory frameworks that actively support the transformation from a fossil-based to a renewable, flexible energy system. Only uniform framework conditions that account for the complexity of PtX, can provide the certainty necessary to implement these technologies.

KURZFASSUNG

Im Kopernikus-Projekt P2X „Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen“ arbeiten 50 Partner an stofflichen Power-to-X-Technologien (PtX) mit dem Ziel, diese bis hin zur Marktreife zu entwickeln. Dieser Entwicklungsprozess wird fortlaufend begleitet und bewertet durch den sogenannten Roadmapping-Prozess, der den technischen Fortschritt der Forschungs- und Entwicklungsarbeiten gemeinsam mit den Partnern dokumentiert, analysiert und in den Kontext des Energiesystems einordnet. Der Zwischenstand dieser Bewertungsarbeiten wurde in einer ersten Roadmap-Version im August 2018 veröffentlicht. Das hier vorliegende Dokument stellt die Fortsetzung dieser ersten Roadmap dar und ist gleichzeitig Anknüpfungspunkt für die nächste Förderphase des Projektes.

Eine Zukunft, in der Klimaschutz den notwendigen politischen Stellenwert gemäß dem Pariser Abkommen einnimmt und die nötige gesamtgesellschaftliche Akzeptanz für die Vielzahl von erforderlichen Veränderungen vorliegt, wird weitestgehend ohne die Nutzung fossiler Rohstoffe (Kohle, Erdöl und Erdgas) realisiert werden müssen. Der Energiebedarf wird im Wesentlichen durch Sonne (Photovoltaik und Solarthermie), Wind, Wasserkraft und Biomasse gedeckt werden. Als Kohlenstoffträger für die Herstellung von Materialien, Chemikalien und Kraftstoffen stehen dann nur Biomasse, CO₂ und Recyclate aus der Kreislaufführung organischer Materialien zur Verfügung. PtX-Technologien können dabei eine entscheidende Rolle einnehmen, da sie ein sehr weites Anwendungsfeld abdecken

und auch Bereiche defossilisieren können, für die es kaum andere Alternativen gibt. Dazu gehören u. a. Teile des Verkehrssektors (beispielsweise Flug-, Schiffs-, Schwerlast- und mit Einschränkungen PKW-Fernverkehr), sowie die chemische Industrie. Aus technischer Sicht eignen sich die unterschiedlichen PtX-Produkte dazu, stoffliche fossilbasierte Energieträger in den meisten Anwendungen (Wärmebereitstellung, Kraft- und Brennstoffe, chemische Grundstoffe) zu ersetzen. Um jedoch im Sinne der Klimaschutzziele sowie der Wirtschaftlichkeit die besten Einsatzgebiete zu identifizieren, sind umfassende Analysen, wie in der begleitenden Bewertung innerhalb des Roadmapping-Prozesses, unerlässlich.

In diesem Kopernikus-Projekt werden eine Vielzahl von PtX-Verfahren und -Produkten erforscht und entwickelt. **Abbildung 0.1** zeigt eine Übersicht über diejenigen Verfahren und Produkte, die im Roadmapping-Prozess einer Untersuchung hinsichtlich ökologischer, ökonomischer und sozialer Aspekte unterzogen wurden.

Als einheitliche Basis für einen Vergleich wurde ein Energiemodell zugrunde gelegt, welches den Strommix sowie die verfügbaren Volllaststunden für das Zieljahr 2050 und das Stützjahr 2030 definiert. Aufgrund der gewählten Modellgrenzen und -parameter ergeben sich insbesondere für das Jahr 2050 sehr hohe Volllaststunden der (Elektrolyse-)Prozesse, sodass die Ergebnisse der ökologischen und ökonomischen Analysen als sehr optimistisch einzustufen sind.

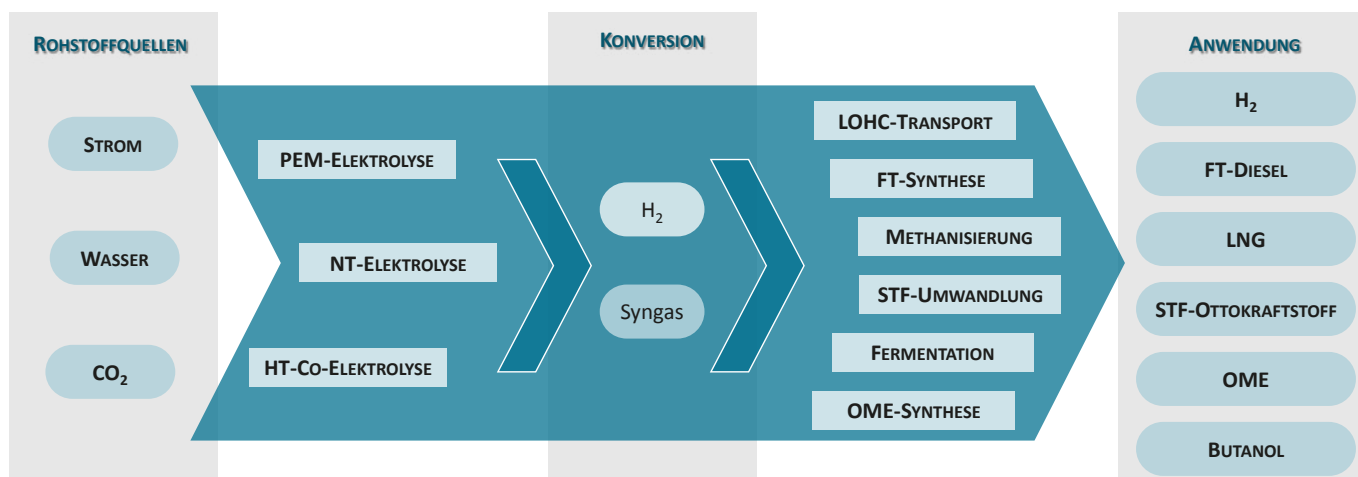


Abbildung 0.1: Übersicht über die PtX-Prozessketten und -Produkte, die einer Bewertung innerhalb des Roadmapping unterzogen wurden.

Um die gesamte Spannweite der Möglichkeiten der PtX-Technologien aufzeigen zu können, wurden unterschiedliche Betriebsarten untersucht:

- Ein remote Szenario mit norwegischer Wasserkraft (mit 4.500 Volllaststunden)
- Ein systemdienlicher Betrieb (mit 1.000 Volllaststunden im Stützjahr 2030, 3.000 Volllaststunden im Zieljahr 2050 auf Basis KS 80 und 6.500 Volllaststunden 2050 auf Basis KS 95)
- Ein kontinuierlicher Betrieb (mit 8760 Volllaststunden)

TENDENZEN DER ERGEBNISSE DES LIFE CYCLE ASSESSMENT (LCA)

Die bereits in der ersten Roadmap (Quelle RM 1.0) dargestellten Aussagen auf Basis vorläufiger Ergebnisse hinsichtlich des kumulierten Energiebedarfs (KEA) und des globalen Treibhausgaspotenzials (GWP) sind mit dem Fortschritt des Projektes und der begleitenden Bewertung bestätigt worden. Die ökologische Bewertung der betrachteten Prozesse durch die Lebenszyklusanalyse wurde in dieser Roadmap um relevante Kriterien erweitert: Metal Depletion Potential (MDP), Photochemical Ozone Creation Potential (POCP), Particle Matter Formation (PM), Wasser-, sowie Flächenbedarf. Darüber hinaus wurde eine erste Abschätzung des Bedarfs an kritischen Rohstoffen getroffen. Diese Erweiterung gibt einen besseren Einblick in den ökologischen Fußabdruck der PtX-Technologien im Vergleich zu ihren fossilen Referenzen, kann aber keineswegs als vollständig oder abgeschlossen bewertet werden.

Der größte Hebel für eine Treibhausgasreduzierung liegt in der Reduzierung der CO₂-Belastung des verwendeten Stroms. Erst bei Verwendung eines weitestgehend CO₂-freien Stroms liegen die THG_{LCA}-Emissionen auf dem Niveau der fossilen Pendanten. Eine Reduktion der THG-Emissionen gegenüber den fossilen Produkten und Kraftstoffen ergibt sich erst bei Anrechnung des als Rohstoff eingesetzten CO₂ für das PtX-Produkt. Grundsätzlich führt die Herstellung von PtX-Produkten zu einem höheren Energiebedarf (KEA) als die fossile Referenz. Dies liegt sowohl am niedrigen Energiegehalt des Ausgangsstoffs CO₂, als auch an den Umwandlungsverlusten der einzelnen Prozesse und der Länge der Prozesskette – je mehr Umwandlungen und Prozessschritte nötig sind, desto größer werden mögliche

Verluste. Auffällig ist darüber hinaus die Reduktion des KEA mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien im verwendeten Strommix. Diese Reduktion ist jedoch nicht ursächlich in einer Effizienzsteigerung der PtX-Prozesse begründet, sondern entsteht aus der Erhebungsmethodik des KEA (vergleiche Kapitel 3.2.2), in der unterschiedliche Bilanzgrenzen für erneuerbare und fossile Energieträger verwendet werden. Auch der metallische Ressourcenverbrauch ist gegenüber der fossilen Referenz deutlich erhöht, was jedoch in einem auf erneuerbaren Energien basierten Energiesystem zu erwarten ist. Das „Photochemical Ozone Creation Potential“ (POCP) und die „Particle Matter Formation“ (PM) sind für die meisten PtX-Produkte gegenüber ihren jeweiligen Referenzen ebenfalls erhöht. Die Hauptursache liegt in der Strombereitstellung durch konventionelle Kraftwerke. Daher ist von einem Rückgang mit zunehmendem Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung auszugehen. Die dort verbleibenden Emissionen liegen in der Vorkette der erneuerbaren Stromerzeugung begründet. Auch hier ist eine Emissionssenkung absehbar, wenn der in der Vorkette eingesetzte Strom zunehmend aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt wird.

Vor allem im Zusammenhang mit dem Wasser- und Flächenverbrauch, aber auch den PM-Emissionen ist zu beachten, dass es sich primär um lokale Effekte handelt. Die LCA-Ergebnisse sind daher für allgemeine Aussagen nur auf Ebene der Inventarbasis (beispielsweise ein Flächenverbrauch von x m²) nutzbar. Eine Aussage hinsichtlich der ökologischen Tragbarkeit unterschiedlicher Optionen für einen spezifischen Standort kann daraus nicht abgeleitet werden, da es sich hierbei um Indikatoren handelt, die regional (und saisonal) starken Schwankungen unterliegen können. Die aggregierte Darstellung der Umweltauswirkungen über die LCA bietet hierzu jedoch keinerlei Information.

TENDENZEN DER ERGEBNISSE DER TECHNO-ÖKONOMISCHEN ANALYSE

Hinsichtlich der ökonomischen Eigenschaften ergibt sich das einheitliche Bild höherer Gestehungskosten der PtX-Produkte im Vergleich zu den Preisen der jeweiligen fossilen Referenzen. Aufgrund angenommener stark sinkender Investitionskosten in der Zukunft sind gegenüber den heutigen Gestehungskosten große Einsparungen möglich, jedoch verbleiben sie weiterhin auf einem höheren Niveau, als die Produktbeschaffungskosten der fossilen Pendanten.

Die Gestehungskosten zeigen eine sehr hohe Sensitivität gegenüber der Auslastung der Anlagen und in der Folge ebenfalls gegenüber schwankenden Strompreisen. Obwohl auch eine Sensitivität gegenüber schwankenden CO₂-Preisen festgestellt werden konnte, ist diese nicht so stark ausgeprägt, wie die Abhängigkeit von den Stromkosten.

Die Analyse hat weiterhin gezeigt, dass gerade im Kraftstoffbereich die Gestehungskosten der PtX-Kraftstoffe mit den Produktbeschaffungskosten der fossilen Referenzen in Bezug gesetzt werden sollten und auf Basis des Energiegehalts oder der Fahrleistung angegeben werden sollten. Nur auf diese Weise wird ein transparenter Vergleich ermöglicht. Dies liegt einerseits an unterschiedlichen Energiegehalten der Kraftstoffe, andererseits an der besonderen Preisstruktur von Kraftstoffen. Lediglich 29–35% des fossilen Kraftstoffpreises sind auf die Produktbeschaffungskosten zurückzuführen, der überwiegende Anteil des Verbraucherpreises besteht aus Steuern und Abgaben. Es ist zu erwarten, dass voraussichtlich auch auf PtX-Kraftstoffe Steuern und Abgaben erhoben werden. Da die Höhe dieser zusätzlichen Faktoren nicht absehbar ist, bleibt ein Vergleich auf Basis der Gestehungskosten in Bezug auf die Produktbeschaffungskosten als beste Näherung.

TENDENZEN DER AKZEPTANZANALYSE

Die Arbeiten hinsichtlich der Einschätzung der Akzeptanz haben gezeigt, dass zunächst ein entsprechender methodischer Rahmen geschaffen werden muss. Hierzu wurde eine Akzeptanzmatrix entwickelt, die eine Zusammenstellung von Bewertungsfaktoren umfasst, die aus dem Bereich der Energieinfrastrukturen abgeleitet und für PtX-Technologien angepasst wurde. Die Einschätzungen innerhalb der Akzeptanzmatrix wurden zunächst innerhalb des Projektes von den jeweiligen Technologen durchgeführt und in Workshop-Diskussionen weiter ausgearbeitet. Übergreifend bestätigt sich zunächst die Herausforderung, dass aufgrund des zumeist niedrigen TRL beziehungsweise der noch nicht so starken Verbreitung (verglichen zum Beispiel mit den erneuerbaren Energien) eine detaillierte Einschätzung schwierig ist. Als Resultat zeigte sich für viele Kategorien eine Tendenz zu einer neutralen Einschätzung. Zudem wurde nochmals betont, dass viele konkrete Einschätzungen beziehungsweise zukünftige Entwicklungen der Technologien und damit einhergehende potentielle Akzeptanzwirkungen abhängig von Entwicklungen der umgebenden politischen und wirt-

schaftlichen Rahmenbedingungen sind. Eine weitere übergeordnete Einschätzung ist, dass spezifische technologische Unterschiede für die Einschätzungen aus Akzeptanzsicht tendenziell unerheblich sind (zum Beispiel kaum Akzeptanzunterschiede für die PEM-Elektrolyse beziehungsweise Niedertemperatur- oder Hochtemperatur-Co-Elektrolyse).

ENTWICKLUNGSPERSPEKTIVEN UND POTENZIALE DER PtX-TECHNOLOGIEN

Die Entwicklung der Technologien geht einher mit der Frage der Entwicklung des Potenzials. Für die Zeit bis 2035 können nur einzelne, besonders vorteilhafte Nischenanwendungen erwartet werden, jedoch kein großtechnisches Ausrollen der Technologien, zumindest in Deutschland. Neben der noch niedrigen technologischen Reife liegt dies insbesondere in der benötigten Menge erneuerbarer Energien und den noch hohen Herstellungskosten begründet.

Hinsichtlich der Bereitstellung von Kraftstoffen werden Technologien des Wasserstofftransports (LOHC), der Bereitstellung von flüssigem synthetischen Erdgas (LNG), sowie künstliche Kraftstoffe wie STF-Ottokraftstoff, FT-Diesel und OME entwickelt. Wird Wasserstoff mit LOHC transportiert, so kann die bereits existierende Infrastruktur weitgehend beibehalten werden, es müssen lediglich die Hydrier- und Dehydrieranlagen errichtet werden. Somit bleibt die Herausforderung auf der Seite der Verfügbarkeit von Brennstoffzellenfahrzeugen. LNG, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel können als „drop-in Fuels“ den entsprechenden fossilen Kraftstoffen in jedem Mischungsverhältnis beigemischt werden bis hin zu ihrer reinen Verwendung sowohl im PKW als auch im Schwerkraftverkehr. Es sind keine fundamentalen Anpassungen an Infrastruktur oder Fahrzeugen nötig, wobei aber weiterhin lokale Emissionen entstehen. Dabei bleibt zu beachten, dass Beimischungen zu fossilen Kraftstoffen lediglich eine Übergangslösung darstellen können, die nicht im Einklang mit den THG-Minderungszielen 2050 steht, da bei einem Mischkraftstoff weiterhin ein fossiler Anteil bestehen bliebe.

Für Anwendungen in der chemischen Grundstoffindustrie können grundsätzlich zwei Ansätze verfolgt werden: (1) die Nutzung von beispielsweise Synthesegas zu Beginn der Wertschöpfungskette, um einen möglichst großen Hebel für die Folgeprodukte bedienen zu können, oder (2) die direkte Herstellung von Spezialchemikalien. Für ersteres müssen zunächst die relevanten Größenskalen und niedrigen Preise erreicht werden, um mit der fossilen Bereitstellung konkurrieren und die benötigte Menge bereitstellen zu können. Der Markteintritt für Spezialchemikalien kann sich hingegen leichter gestalten, da es sich hier um ein höherpreisiges Segment mit geringen Mengen handelt.

Welchen Beitrag die PtX-Technologien und -Produkte für die Defossilisierung der jeweiligen Sektoren und für die Energiewende als Ganzes leisten können, hängt nicht nur von den spezifischen ökologischen und ökonomischen Eigenschaften ab, sondern auch von dem Potenzial, das heißt den Mengen, die zur Verfügung gestellt werden können. Das Beispiel der norwegischen Wasserkraft zeigt die unterschiedlichen Schlussfolgerungen, die aus den Analysen gezogen werden können. Anhand der ausgewerteten ökologischen Indikatoren (THG_{LCA}, PM, POCP, etc.) wäre die Wasserkraft aus ökologischer Sicht als die vorteilhafteste Energiequelle einzustufen. Die techno-ökonomische Analyse hat jedoch gezeigt, dass aus ökonomischer Sicht die norwegische Wasserkraft aufgrund der relativ geringen Volllaststunden (IRENA o. J.) im Vergleich zu dem Strommix und den Volllaststunden des verwendeten (optimistischen) Modell für das KS 95 Szenario nicht vorteilhaft wäre, da dort bei einem konstanten Betrieb geringere Gestehungskosten erzielbar wären. Legt man das noch verfügbare, aber noch nicht erschlossene, Wasserkraftpotenzial in Norwegen zugrunde, so könnten lediglich 7,5% des heutigen jährlichen PKW-Kraftstoffbedarfs in Deutschland über PtX gedeckt werden können, würde das gesamte noch verfügbare Potenzial der PtX-Produktion zur Verfügung gestellt werden (vergleiche Kapitel 2.3.1 und 4.3.1). Ähnliche lokale Restriktionen gelten für den Wasserbedarf, da es sich hierbei ebenfalls um eine lokale Ressource handelt: Die Versorgung von 1% der deutschen PKW-Flotte mit PtX-Kraftstoffen für den Zeitraum eines Jahres entspricht einer benötigten Wassermenge von 770.000 t/Jahr. Dieser Vergleich zeigt, dass die Untersuchungen auf spezifischer Basis (LCA, techno-ökonomische Analyse) unbedingt um eine entsprechende Potenzialanalyse ergänzt werden müssen, um die Beiträge für das Gesamtsystem, die eine Technologie haben kann, adäquat abschätzen zu können.

Üblicherweise werden einer Potenzialanalyse Annahmen zugrunde gelegt, die eine statische Situation beschreiben, wie etwa eine gegebene Menge EE-Strom, Energiebedarf, verfügbare Technologien etc. Aus diesen Größen lässt sich selbstverständlich ein korrektes Potenzial ableiten, wie beispielsweise die produzierbare Menge an PtX-Produkten, jedoch stellt dieses Potenzial lediglich eine Momentaufnahme dar: zum Beispiel die PtX-Produktmenge im Jahr 2050. Dieses Potenzial vermag nicht die bis dahin nötige Transformation darzustellen. Darüber hinaus können derartige Szenarien suggerieren, dass sich zum Beispiel PtX-Kraftstoffe im Ausland unter günstigen Bedingungen herstellen ließen und Deutschland direkt zur Verfügung stünden. Bei derartigen Potenzialerhebungen darf daher nicht außer Acht gelassen werden, dass, sollte sich ein Land dazu entschließen, PtX-Produkte herzustellen, diese gemäß den Interessen des Investors unterschiedlichen Märkten, u. a. einem lokalen oder regionalen Markt, zugänglich gemacht werden können. Diese Zusammenhänge zeigen die Notwendigkeit weiterer Analysen zur Abschätzung möglicher Potenziale und zur Einordnung der spezifischen Umwelteinflüsse und techno-ökonomischer Analysen.

ROLLE REGULATORISCHER RAHMENBEDINGUNGEN

Die Relevanz regulatorischer Rahmenbedingungen schlägt sich bereits in den hier durchgeführten Bewertungen zur LCA und techno-ökonomischen Analyse nieder, wie in den jeweiligen Abschnitten kurz dargestellt.

Die für PtX relevanten Regularien umfassen unter anderem das EU ETS (hauptsächlich relevant für den Industriesektor), das EU ESD (hauptsächlich relevant für den Verkehrssektor) sowie die RED II (ebenfalls verkehrssektorrelevant). Bisher berücksichtigt jedoch nur die RED II auf europäischer Ebene PtX-Kraftstoffe, in den übrigen Regularien findet PtX noch keinerlei Berücksichtigung. Der Sektorkopplungscharakter von PtX-Technologien und -Produkten führt dazu, dass sich unterschiedliche regulatorische Gebiete und Befugnisse ebenfalls annähern oder sogar überschneiden, wie beispielsweise das EU ETS, EU ESD und die RED II. Es ist noch nicht abschließend geklärt, welche Konsequenzen konkret aus möglichen Überschneidungen der unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen entstehen können. Da diese jedoch Einfluss auf die Entwicklung der Emissionen haben, ist es im Sinne der Einhaltung der THG-Emissionsziele wichtig, diese Zusammenhänge zu verstehen, um gegebenenfalls auf Fehlentwicklungen reagieren und gegensteuern zu können.

In diesem Zusammenhang ist ebenfalls die Fragestellung von Relevanz, welche CO₂-Quellen grundsätzlich für den Einsatz in PtX-Technologien genutzt werden sollten. Sowohl außerhalb als auch innerhalb des Konsortiums bestehen bezüglich dieser Fragestellung durchaus konträre Positionen:

- Position 1 sieht in der Zulassung industrieller (also fossiler) CO₂-Quellen die Gefahr, den bereits bestehenden „Lock-in“ (Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen) zu verstärken beziehungsweise weiter hinauszuzögern. Die Vertreter sprechen sich somit dafür aus, lediglich biogene Quellen und die direkte Abscheidung aus der Luft zur Nutzung zuzulassen.
- Position 2 sieht mit der Zulassung der CO₂-Abscheidung aus industriellen Quellen die Chance, bereits jetzt CO₂-Emissionen zu reduzieren und somit die Transformation zu einem erneuerbaren und weitgehend THG-neutralen Wirtschaften anzustoßen.

Details zu diesen beiden Positionen und ihren möglichen Auswirkungen sind in Teil D dargelegt.

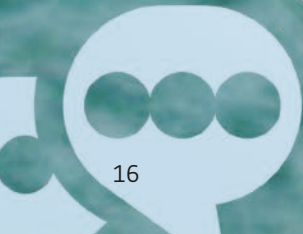
Wie bereits im Abschnitt zur techno-ökonomischen Analyse dargestellt, herrscht hinsichtlich der Kosten und Besteuerung insbesondere von PtX-Kraftstoffen noch Klärungsbedarf. Durch die Anrechnung des als Rohstoff eingesetzten CO₂, welche durch die RED II geregelt wird, ist die Frage zu beantworten, wie die Energiesteuer zu erheben ist. Die Energiesteuer unterscheidet sich je nach Kraftstoffart und richtet sich nach der Umweltverträglichkeit der jeweiligen Kraftstoffe (BMF 2019). Die Wechselwirkung zwischen diesen Regularien ist noch nicht ausreichend untersucht.

Die Untersuchungen hinsichtlich eines systemdienlichen Betriebs der Anlagen haben ergeben, dass die Gesteungskosten der PtX-Produkte bei niedrigen Auslastungen sehr hoch sind, was eine Wirtschaftlichkeit in Frage stellt. Die gegenwärtigen Regelenenergiemärkte sind noch nicht auf das Bereitstellen von Flexibilität ausgelegt. Hinzu kommt der Umstand, dass der gegenwärtige Rechtsrahmen eine konstante Stromabnahme begünstigt durch die Reduktion von Netzentgelten. Durch das Angebot von Flexibilität besteht das Risiko, dass die Netzentgelte in voller Höhe fällig werden. Darüber hinaus wird für eine Umwandlung von Strom in andere Energieträger die Abnahme von Strom als Endverbraucher bewertet und ist damit voll abgabe- und umlagepflichtig, außer der produzierte

Energieträger dient ausschließlich der Rückverstromung. Folglich wird für eine auf erneuerbaren Quellen basierte Energiewirtschaft das Anbieten von Flexibilität gefordert, jedoch wird dies durch den gegenwärtigen Rechtsrahmen erschwert, da er auf einer fossilen, konstanten Energiewirtschaft basiert.

Dies zeigt, dass es in gewisser Weise „dynamische“ regulatorische Rahmenbedingungen braucht, die die Transformation von einem fossilen, hin zu einem erneuerbaren, flexiblen Energiesystem ermöglichen. Nur mit einheitlichen Rahmenbedingungen, die der Komplexität von PtX gerecht werden, kann Klarheit und Sicherheit für die Implementierung dieser Technologien geschaffen werden.

CO₂



ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Figure 0.1	7
Overview of the PtX-production chains and -products subject to the analysis within the roadmap process. Eigene Darstellung.	
Abbildung 0.1	11
Übersicht über die PtX-Prozessketten und -Produkte, die einer Bewertung innerhalb des Roadmapping unterzogen wurden. Eigene Darstellung.	
Abbildung A.1	28
Entwicklung der sektoralen THG-Emissionen in Deutschland, mit den Klimaschutzziele für 2030 und 2050. Die bisherige Entwicklung ist in Blau dargestellt, während die Klimaschutzziele in Rot dargestellt sind. Sektorspezifische Ziele für 2030 sind als Durchschnittswerte gemäß dem Klimaschutzplan (BMU 2016). Für die Zielwerte 2050 wurde das übergreifende Einsparziel von –95 % sektorspezifisch angewandt.	
Abbildung A.2	31
Schematische Darstellung der drei Säulen der Energiewende. Eigene Darstellung.	
Abbildung A.3	32
Übersicht der Entwicklung und der Zielsetzungen der ersten Säule der Energiewende: Anteile von erneuerbaren Energien am Wärmeverbrauch, Bruttoendenergieverbrauch und Bruttostromverbrauch. Neben dem Zieljahr 2050 sind für den Bruttoendenergie- und Bruttostromverbrauch außerdem jeweils für 2020, 2030 und 2040 Zwischenziele definiert. Für den Wärmeverbrauch existieren über 2020 hinaus keine weiteren Ziele. Darstellung auf Basis (BMWi 2017).	
Abbildung A.4	33
Übersicht der Verbrauchsziele innerhalb der Energiewende und ihre bisherige Entwicklung (dritte Säule der Energiewende). Eigene Darstellung auf Basis (BMWi 2017).	
Abbildung A.5	35
Schematische Darstellung der PtX-Wertschöpfungsketten, vom Edukt bis zum Produkt, die im P2X-Projekt erforscht wurden. Eigene Darstellung in Anlehnung an BUND.	
Abbildung A.6	36
Rohstoffbasis der organischen Chemie in Deutschland (2016), Angaben in Mio. Tonnen. Stofflicher Einsatz 2016 insgesamt: 20,6 Mio. Tonnen. (VCI 2018).	
Abbildung A.7	37
Vereinfachte Prozesskette der Bereitstellung von H ₂ über die PEM-Elektrolyse.	
Abbildung A.8	37
Vereinfachte Prozesskette der Bereitstellung von CO über die NT-Elektrolyse.	
Abbildung A.9	38
Vereinfachte Prozesskette der Bereitstellung von Syngas über die HT-Co-Elektrolyse. Für den hier betrachteten Anwendungsfall kommen unterschiedliche CO ₂ -Quellen in Frage, die beispielhaft aufgezeigt sind.	
Abbildung A.10	39
Vereinfachte Prozesskette der Bereitstellung von Butanol über die NT-Elektrolyse und Fermentation.	
Abbildung A.11	39
Emissionsquellen des Verkehrssektors in Deutschland (BMU 2018).	
Abbildung A.12	40
Schematische Darstellung einer Auswahl unterschiedlicher Technologien im Bereich der Energiespeicher und -träger und ihre grundsätzliche technische Eignung für unterschiedliche Verkehrsträger. Die schematische Darstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Die Größe und Farbgebung der einzelnen Kästen für die unterschiedlichen Verkehrsträger stellt keine Bewertung hinsichtlich ihrer möglichen Umsetzung dar.	
Abbildung A.13	41
Vereinfachte Prozesskette der Bereitstellung von H ₂ über die PEM-Elektrolyse und die LOHC-Transportstruktur.	
Abbildung A.14	42
Vereinfachte Prozessketten der Bereitstellung von LNG über den LNG_HTEL (oben) und den LNG_Oxyfuel (unten).	
Abbildung A.15	43
Vereinfachte Prozesskette der Bereitstellung von synthetischem Benzin (STF-Ottokraftstoff).	
Abbildung A.16	43
Vereinfachte Prozesskette der Bereitstellung von FT-Diesel und FT-Kerosin.	

Abbildung A.17	44
Vereinfachte Darstellung der OMEX-Produktion. Im P2X-Projekt werden unterschiedliche Prozessrouten untersucht.	
Abbildung A.18	47
Überblick des Wasserkraftpotenzials in Norwegen in TWh/Jahr, 2014. (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy 2015).	
Abbildung A.19	48
Verteilung der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in Deutschland (PV, Wind, Biomasse). (FFE 2019)	
Abbildung B.1	52
Residuallast des Stromsektors für die betrachteten Szenarien des KSZ 55 für das Stützjahr 2030 und KSZ 80 und 95 für das Zieljahr 2050.	
Abbildung B.2	53
Geordnete Jahresdauerlinie der direkten CO ₂ -Emissionen des PtX-Stroms nach Volllaststunden.	
Abbildung B.3	55
Übersicht der Systemgrenzen für die modellierten PtX-Wertschöpfungsketten. Chemische Grundstoffe sind in cradle-to-gate (CTG) modelliert, während die PtX-Kraftstoffe cradle-to-grave (well-to-wheel zzgl. Fahrzeuglebenszyklus) modelliert sind. Eigene Darstellung.	
Abbildung B.4	58
Systemraumerweiterung durch gekoppelte Prozesse (oben) und mögliches Referenzsystem der ungekoppelten Prozesse (unten). Eigene Darstellung.	
Abbildung B.5	59
CO ₂ als Abfall im Abgasstrom von Prozess 1. Eigene Darstellung.	
Abbildung B.6	60
Verwertung von CO ₂ im Open-Loop-Recycling. Quelle: Öko-Institut. Eigene Darstellung.	
Abbildung B.7	60
Einstufung von CO ₂ als „Koppelprodukt“; Industrieprozess als „Multi-output-Prozess“. Eigene Darstellung.	
Abbildung B.8	61
Substitution (CO ₂ als Produkt). Eigene Darstellung in Anlehnung an (Zimmerman u.a. 2018).	
Abbildung B.9	75
Entwicklung der Verteilung der Antriebsarten im deutschen PKW-Bestand. Wasserstoff-betriebene Brennstoffzellenfahrzeuge werden aktuell noch nicht statistisch erfasst.	
Abbildung B.10	77
Abschätzung der Anteile von PtX-Kraftstoffen am jährlichen Naphthabedarf für die chemische Industrie in Deutschland und am jährlichen Kraftstoffbedarf für das in Norwegen noch verfügbare Wasserkraftpotenzial.	
Abbildung B.11	78
Entwicklung der spezifischen Produktionskosten als Funktion des Skalierungsfaktors. Die Prozesskette zu Pfad 1 (vergleiche Tabelle B.6) hat einen effektiven Skalierungsexponenten von 0,82 und reduziert die spezifischen Produktionskosten um 50 % im Falle einer 50-fachen Kapazitätsvergrößerung. Die Prozesskette zu Pfad 2 (vergleiche Tabelle B.6) hingegen hat einen effektiven Skalierungsexponenten von 0,92 und erzielt eine Reduktion der spezifischen Produktionskosten um 28 %. Die Linien für ideales Volumen, Skalierungsexponent 2/3 und keine Skalierung, Skalierungsexponent 1, sind zur Orientierung in das Diagramm mit eingetragen.	
Abbildung B.12	81
CO ₂ -Emissionen der PtX-Erzeugung bei verschiedenen Strommischen.	
Abbildung B.13	84
Vergleich der Emissionsprofile für die spezifischen Treibhausgasemissionen (THG _{LCA}) für die Produktion von Butanol über PtX (oben) und für den systemdienlichen Betrieb im Zieljahr 2050 (THG _{LCA} : 0,719 kg CO ₂ -Äq. / kg Butanol) (unten) für das Remote-Szenario mit Stromversorgung aus Wasserkraft in Norwegen (THG _{LCA} : 0,767 kg CO ₂ -Äq. / kg Butanol).	
Abbildung B.14	87
Spezifische Treibhausgasemissionen (THG _{LCA}) der Bereitstellung von H ₂ über SMR (fossile Referenz) und die PEM-Elektrolyse.	
Abbildung B.15	88
Kumulierter Energieaufwand (KEA) der Bereitstellung von H ₂ über SMR (fossile Referenz) und die PEM-Elektrolyse.	
Abbildung B.16	88
Metal Depletion Potential (MDP) der Bereitstellung von H ₂ über SMR (fossile Referenz) und die PtX-Route PEM-Elektrolyse.	

Abbildung B.17	89
POCP der Bereitstellung von H ₂ über SMR (fossile Referenz) und die PtX-Route PEM-Elektrolyse.	
Abbildung B.18	89
Partikelemissionen (PM) der Bereitstellung von H ₂ über SMR (fossile Referenz) und die PtX-Route PEM-Elektrolyse.	
Abbildung B.19	91
Spezifische Treibhausgasemissionen (THG _{LCA}) der Bereitstellung von 1 kg CO, im Gemisch mit CO ₂ (<70 Vol.-%) und H ₂ (<5 Vol.-%) über die NT-Elektrolyse im Vergleich zur gewählten fossilen Referenz, die zur Abschätzung herangezogen wurde. [CO ₂ -Quelle: DAC]	
Abbildung B.20	91
Spezifische Treibhausgasemissionen (THG _{LCA}) der Bereitstellung von Synthesegas H ₂ /CO (2:1) über die HT-Co-Elektrolyse. [CO ₂ -Quelle: Abtrennung aus Stahlerzeugung]	
Abbildung B.21	92
Kumulierter Energieaufwand (KEA) der Bereitstellung von 1 kg CO, im Gemisch mit CO ₂ (<70 Vol.-%) und H ₂ (<5 Vol.-%) über die NT-Elektrolyse. [CO ₂ -Quelle: DAC]	
Abbildung B.22	92
Kumulierter Energieaufwand (KEA) der Bereitstellung von Synthesegas H ₂ /CO (2:1) über die HT-Co-Elektrolyse. [CO ₂ -Quelle: Abtrennung aus Stahlerzeugung]	
Abbildung B.23	93
Metal Depletion Potential (MDP) der HT-Co-Elektrolyse mit ihrer jeweiligen fossilen Referenz. Es bleibt jedoch zu beachten, dass die Anlagen unterschiedliche Produkte produzieren: Die NT-Elektrolyse stellt CO im Gemisch mit CO ₂ (<70 Vol.-%) und H ₂ (<5 Vol.-%) bereit, während die HT-Co-Elektrolyse ein Synthesegasmisch mit 2:1 H ₂ /CO bereitstellt. [CO ₂ -Quelle: Abtrennung aus Stahlerzeugung]	
Abbildung B.24	93
Exemplarische Darstellung des POCP am Beispiel der HT-Co-Elektrolyse. [CO ₂ -Quelle: Abtrennung aus Stahlerzeugung]	
Abbildung B.25	94
Exemplarische Darstellung der lebenszyklusbezogenen PM-Emissionen am Beispiel der HT-Co-Elektrolyse. Die Größenordnung sowie das Emissionsprofil der NT-Elektrolyse sind vergleichbar. [CO ₂ -Quelle: Abtrennung aus Stahlerzeugung]	
Abbildung B.26	94
Lebenszyklusbezogener Wasserbedarf der NT-Elektrolyse im Vergleich zur fossilen Referenz. Es sind jeweils auch die Vorketten (zum Beispiel Wasserbedarf aus der Stromerzeugung) berücksichtigt. Es wird von technischen Effizienzfortschritten ausgegangen, sodass der Bedarf bis 2050 sinkt. [CO ₂ -Quelle: DAC]	
Abbildung B.27	95
Direkter Wasserbedarf der HT-Co-Elektrolyse im Vergleich zur fossilen Referenz. Extrapolationen zur technischen Entwicklung und möglichen Änderungen des Wasserbedarfs in der Zukunft wurden nicht vorgenommen.	
Abbildung B.28	95
Spezifischer Flächenbedarf der Synthesegasbereitstellung H ₂ :CO (2:1) über die HT-Co-Elektrolyse – es ist nur die Anlage der Elektrolyse und die nötige CO ₂ -Logistik berücksichtigt, nicht berücksichtigt sind Flächenverbräuche der Vorketten (beispielsweise der Strombereitstellung). Je nach Transportdistanz des CO ₂ wird eine Verdichtung nötig (ab ca. 200 km). Um dies deutlicher darzustellen sind die zwei Logistikvarianten (mit und ohne Verdichtung) separat ausgewiesen, verstehen sich aber jeweils zzgl. des Flächenbedarfs der Elektrolyse.	
Abbildung B.29	96
Spezifische Treibhausgasemissionen (THG _{LCA}) der Bereitstellung von Butanol. Referenzprozess ist „ecoinvent butanol weltmarkt“. [CO ₂ -Quelle: Biogas]	
Abbildung B.30	97
Kumulativer Energieaufwand (KEA) der Butanolbereitstellung über die PtX-Prozesskette. [CO ₂ -Quelle: Biogas]	
Abbildung B.31	97
Metal Depletion Potential (MDP) der Butanolbereitstellung. [CO ₂ -Quelle: Biogas]	
Abbildung B.32	98
POCP der Butanolbereitstellung über die PtX-Prozesskette im Vergleich zur fossilen Referenz. [CO ₂ -Quelle: Biogas]	
Abbildung B.33	98
PM der Bereitstellung von Butanol. [CO ₂ -Quelle: Biogas]	

Abbildung B.34	99
Wasserbedarf der Bereitstellung von Butanol. [CO ₂ -Quelle: Biogas]	
Abbildung B.35	99
Flächenbedarf der Butanolbereitstellung. [CO ₂ -Quelle: Biogas]	
Abbildung B.36	101
Vergleich unterschiedlicher Darstellungsweisen des abgetrennten und als Rohstoff eingesetzten CO ₂ .	
Abbildung B.37	102
Vergleich der lebenszyklusbezogenen Treibhausgasemissionen (THG _{LCA}) aller im P2X-Projekt erforschten PtX-Kraftstoffe. Die Darstellung enthält die Kraftstoffbereitstellung, Fahrzeugbau und -nutzung, Anlagenbau und Betrieb ist jeweils für alle Routen, mit Ausnahme der OME-Produktion, bei der die Anlage nicht berücksichtigt wurde, abgeschätzt. Daher werden die THG _{LCA} für OME etwas unterschätzt. Bei den OME handelt es sich um die reduktive Route, die aus derzeitiger Sicht aufgrund des niedrigen H ₂ -Bedarfs das größte Potenzial unter den verschiedenen OME-Routen bietet. Das für die PtX-Prozesskette abgetrennte CO ₂ wird in dieser Darstellung von den Gesamtemissionen nicht abgezogen, sondern gesondert als negativer Balken dargestellt (vergleiche Infobox 1).	
Abbildung B.38	104
Vergleich der lebenszyklusbezogenen Treibhausgasemissionen (THG _{LCA}) aller im P2X-Projekt erforschten PtX-Kraftstoffe. Die Darstellung enthält die Kraftstoffbereitstellung, Fahrzeugbau und -nutzung, Anlagenbau und Betrieb ist jeweils für alle Routen, mit Ausnahme der OME-Produktion, bei der die Anlage nicht berücksichtigt wurde, abgeschätzt. Daher werden die THG _{LCA} für OME etwas unterschätzt. Bei den OME handelt es sich um die reduktive Route, die aus der derzeitigen Sicht aufgrund des niedrigen H ₂ -Bedarfs das größte Potenzial bietet. Das für die PtX-Prozesskette abgetrennte CO ₂ wird in dieser Darstellung von den Gesamtemissionen abgezogen, gemäß RED II (vergleiche Infobox 1).	
Abbildung B.39	106
Detaillierte Ergebnisse zu den spezifischen Treibhausgasemissionen (THG _{LCA}) am Beispiel des LNG_Oxyfuelprozess. Es handelt sich dabei um eine Containeranlage mit integrierter Bereitstellung von CO ₂ über den Oxyfuelprozess. Grundsätzlich ist das Emissionsprofil vergleichbar mit den anderen PtX-Kraftstoffen.	
Abbildung B.40	106
Detaillierte Ergebnisse des kumulierten Energieaufwandes (KEA) am Beispiel der PtX-Prozesskette FT-Diesel. Es handelt sich dabei um eine Containeranlage mit integrierter DAC-Anlage. Trotz Abweichungen ist das grundsätzliche Emissionsprofil vergleichbar mit den anderen PtX-Kraftstoffen.	
Abbildung B.41	107
Detaillierte Ergebnisse des Metal Depletion Potential (MDP) am Beispiel der PtX-Prozesskette FT-Diesel. Es handelt sich dabei um eine Containeranlage mit integrierter DAC. Trotz Abweichungen ist das Emissionsprofil vergleichbar mit den anderen PtX-Kraftstoffen. Größere Abweichungen beim Emissionsprofil sind bei Prozessketten erkennbar, die nach einer anderen Referenzeinheit (Fe-Äq.) bewertet wurden.	
Abbildung B.42	107
Auszug der Ergebnisse des MDP am Beispiel FT-Diesel. Zur besseren Darstellbarkeit sind Fahrzeugbau und -nutzung nicht enthalten.	
Abbildung B.43	108
POCP von LOHC und OME _x am Beispiel der reduktiven Route. Durch das Aushebeln der RuB-NO _x -Schere werden NO _x -Emissionen bei OME _x deutlich verringert. Dies führt zu einer Reduktion des POCP in der Nutzungsphase gegenüber fossilem Diesel um einen Faktor von 2. Brennstoffzellenfahrzeuge, die über die LOHC-Technologie betankt werden können, fahren lokal emissionsfrei. Prozessschritt OME-Synthese ohne Anlagenbau. [CO ₂ -Quelle: DAC]	
Abbildung B.44	109
PM der OME _x am Beispiel der reduktiven Route und LOHC. Durch das Aushebeln der RuB-NO _x -Schere werden PM-Emissionen bei OME _x deutlich verringert. Dies führt zu einer Reduktion der PM in der Nutzungsphase gegenüber fossilem Diesel um einen Faktor von 2. Brennstoffzellenfahrzeuge, die über die LOHC-Technologie betankt werden können, fahren lokal emissionsfrei. Prozessschritt OME-Synthese ohne Anlagenbau. [CO ₂ -Quelle: DAC]	
Abbildung B.45	111
Wasserbedarf am Beispiel LNG_HTEL. Gemäß der angewandten Erhebungsmethodik (vergleiche Kapitel 3.2.2) wird nur jenes Wasser berücksichtigt, das einer physischen oder chemischen Änderung unterzogen wurde (beispielsweise erwärmtes Kühlwasser), was den hohen Wert des heutigen Netzstroms erklärt. Da Wasserbedarf beziehungsweise -verbrauch große lokale Bedeutung hat, ist für eine genauere Wirkungsanalyse eine geographische Auflösung unerlässlich. [CO ₂ -Quelle: Biogas]	

Abbildung B.46	111
Flächenbedarf für die Bereitstellung und Nutzung von STF-Ottokraftstoff im Vergleich zur fossilen Referenz pro zurückgelegtem Kilometer. Berechnung auf Inventarbasis. [CO ₂ -Quelle: Biogas]	
Abbildung B.47	113
Die Heatmaps zeigen den Mehrverbrauch an kritischen Rohstoffen für die Kraftstoffe LNG, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel. Da der Mehrverbrauch je nach Rohstoff und PtX-Kraftstoff teilweise sehr stark variiert, sind die Heatmaps nach kritischen Rohstoffen gruppiert und ermöglichen so eine Übersicht über den Mehrverbrauch zu der jeweiligen fossilen Referenz. Vergleiche unter den PtX-Kraftstoffen sind nicht zulässig, da sie sich auf jeweils andere Referenzen beziehen (außer LNG). In dieser Analyse ist die Kraftstoffbereitstellung inkl. aller Vorketten enthalten; nicht enthalten ist der Lebenszyklus der Fahrzeuge.	
Abbildung B.48	114
Aufschlüsselung der relativen Bedarfe leichter und schwerer seltener Erden für LNG_Oxyfuel, LNG_HTEL, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel. [CO ₂ -Quellen: LNG_Oxyfuel – Oxyfuelprozess mit Festbiomasse, LNG_HTEL – Biogas, STF-Ottokraftstoff – Biogas, FT-Diesel – DAC]	
Abbildung B.49	115
Aufschlüsselung der relativen Bedarfe an Metallen der Platingruppe für LNG_Oxyfuel, LNG_HTEL, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel. [CO ₂ -Quellen: LNG_Oxyfuel – Oxyfuelprozess mit Festbiomasse, LNG_HTEL – Biogas, STF-Ottokraftstoff – Biogas, FT-Diesel – DAC].	
Abbildung B.50	116
Aufschlüsselung der relativen Bedarfe an Tantal für LNG_Oxyfuel, LNG_HTEL, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel. [CO ₂ -Quellen: LNG_Oxyfuel – Oxyfuelprozess mit Festbiomasse, LNG_HTEL – Biogas, STF-Ottokraftstoff – Biogas, FT-Diesel – DAC].	
Abbildung B.51	119
Kostenstruktur der Bereitstellung von H ₂ über die PEM-Elektrolyse im Vergleich zur fossilen Referenz. Kosten der fossilen Referenz (H ₂ über SMR) wurden auf Basis des Erdgaspreises, der Effizienz und des Energiegehalts von Wasserstoff abgeschätzt. Zugrunde gelegte Energiepreise (Strom, fossile Energieträger) wurden als konstant angenommen (vergleiche Kapitel 3.3).	
Abbildung B.52	119
Kostenstruktur der Bereitstellung von Synthesegas über die HT-Co-Elektrolyse im Vergleich zur fossilen Referenz. Kosten der fossilen Referenz (Syngas über SMR) wurden auf Basis des Erdgaspreises, der Effizienz und Energiegehalt von Syngas abgeschätzt. Zugrunde gelegte Energiepreise (Strom, fossile Energieträger) wurden als konstant angenommen (vergleiche Kapitel 3.3).	
Abbildung B.53	120
Zusammensetzung der Preise für Superbenzin und Diesel. Die Preise der fossilen Kraftstoffe sind maßgeblich durch Steuern und Abgaben getrieben, der wesentlich geringere Anteil ist auf die Produktbeschaffungskosten zurückzuführen.	
Abbildung B.54	121
Vergleich der aktuellen fossilen Kraftstoffpreise mit den Gesteungskosten der analysierten PtX-Kraftstoffe in €/100 km. Angenommene Verbräuche entsprechen den in der LCA zugrunde gelegten Verbräuchen für 2017: H ₂ 1,05 kg/100 km, LNG 3,7 kg/100 km, Ottokraftstoff 5 l/100 km, Diesel 3,8l/100 km, aufgrund des geringeren Heizwertes entspricht 1 Liter OME 0,45l Diesel; für OME ergibt sich damit ein Verbrauch von 8,48 l/100 km. Verbräuche für 2030 und 2050: H ₂ 0,86 kg/100 km, LNG 2,6 kg/100 km Ottokraftstoff 3,7 l/100 km, Diesel 2,9 l/100 km. Zugrunde gelegte Energiepreise (Strom, fossile Energieträger) wurden als konstant angenommen (vergleiche Kapitel 3.3).	
Abbildung B.55	122
Struktur der Gesteungskosten der H ₂ -Bereitstellung über die LOHC-Transporttechnologie. Der Preis der fossilen Referenz konnte aufgrund fehlender verfügbarer Informationen nicht weiter aufgeschlüsselt werden. Der Gesamtpreis der fossilen Referenz wurde auf Basis (Shell Deutschland Oil GmbH o. J.; infoRoad GmbH o. J.) erhoben. Zugrunde gelegte Energiepreise (Strom, fossile Energieträger) wurden als konstant angenommen (vergleiche Kapitel 3.3).	
Abbildung B.56	123
Struktur der Gesteungskosten der Bereitstellung von LNG_HTEL und LNG_Oxyfuel. Zugrunde gelegte Energiepreise (Strom, fossile Energieträger) wurden als konstant angenommen (vergleiche Kapitel 3.3).	
Abbildung B.57	124
Struktur der Gesteungskosten der STF-Ottokraftstoff-Bereitstellung, im Vergleich zum fossilen Benzin.	
Abbildung B.58	124
Struktur der Gesteungskosten der FT-Diesel-Bereitstellung, im Vergleich zum fossilen Diesel.	
Abbildung B.59	125
Struktur der Gesteungskosten der OME ₃₋₅ -Bereitstellung, im Vergleich zum fossilen Diesel.	

Abbildung B.60	126
Zusammensetzung der Gesteungskosten für die Bereitstellung von FT-Diesel. Mit hohen Volllaststunden ergeben sich niedrigere Gesteungskosten, die hauptsächlich von den Betriebskosten getrieben werden.	
Abbildung B.61	127
Sensitivitäten variierender Strom- und CO ₂ -Preise für unterschiedliche Energieszenarien und Betriebsarten am Beispiel der FT-Diesel-Bereitstellung. Die größte Spannweite der Gesteungskosten und der Volllaststunden liegt zwischen dem systemdienlichen Betrieb im Stützjahr 2030 (950 Volllaststunden) und dem kontinuierlichen Betrieb im Zieljahr 2050 im KSZ 95.	
Abbildung B.62	128
Sensitivitäten der Bereitstellung von: H ₂ über die PEM-Elektrolyse, Syngas über die HT-Co-Elektrolyse, LOHC, LNG_HTEL, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel für Variationen von Strom- und CO ₂ -Preisen. Abhängigkeit der Gesteungskosten von den Strompreisen ist mit durchgezogenen Linien gekennzeichnet, Abhängigkeit der Gesteungskosten von den CO ₂ -Preisen ist mit gepunkteten Linien gekennzeichnet.	
Abbildung B.63	129
Darstellung der inhaltlichen Bewertungskategorien und Subkategorien der Akzeptanzmatrix.	
Abbildung B.64	130
Darstellung der Akzeptanzmatrix (Schema).	
Abbildung B.65	146
Im Modell abgebildete Pfade und Technologien.	
Abbildung B.66	148
Aufbau des Energiemodells und Wechselwirkung der verschiedenen Teilmodelle.	
Abbildung B.67	150
Primärenergieeinsatz zur Stromerzeugung von 2015 bis 2050.	
Abbildung B.68	150
Eingesetzte Strommenge für Power-to-X-Prozesse von 2015 bis 2050.	
Abbildung B.69	151
Endenergie im Industriesektor von 2015 bis 2050.	
Abbildung B.70	151
Endenergie im Verkehrssektor von 2015 bis 2050.	
Abbildung B.71	152
Treibhausgasemissionen von 2015 bis 2050.	
Abbildung D.1	170
Schematische Darstellung möglicher Entwicklungspfade der THG-Emissionen für Deutschland. Daten für die historische Entwicklung gemäß (UBA 2019b).	
Abbildung D.2	172
Darstellung des Referenzsystems beider Prozesse. Hier in Form eines industriellen Prozesses (links), der Emissionen aufweist und der Nutzung eines Kraftstoffes oder einer Chemikalie (rechts), der die gleiche Menge Emissionen ausstößt. Die beiden Prozesse laufen unabhängig voneinander ab und emittieren zwei Einheiten (fossiles) CO ₂ in die Atmosphäre. Dies entspricht dem aktuellen Status Quo. Eigene Darstellung.	
Abbildung D.3	173
Klimaneutrale, geschlossene Kohlenstoffkreisläufe. Es gibt keinen CO ₂ -Nettoeintrag mehr in die Atmosphäre. Eine Kompensation der industriellen Emissionen kann auch über andere Wege als CCS erreicht werden, zum Beispiel durch Aufforstungsmaßnahmen. Eigene Darstellung.	
Abbildung D.4	173
Effekt der Abtrennung und Nutzung von CO ₂ aus der Atmosphäre durch Abtrennung aus der Luft (DAC) oder durch Erzeugung von Biomasse. Der Nettoeintrag in die Atmosphäre beträgt 1 Einheit CO ₂ . Vermieden wird das Äquivalent eines fossilen Kraftstoffes. Eigene Darstellung.	
Abbildung D.5	174
Effekt der Abtrennung und Nutzung von CO ₂ aus einer (industriellen) Punktquelle. Der Nettoeintrag in die Atmosphäre beträgt 1 Einheit CO ₂ . Eigene Darstellung.	
Abbildung D.6	174
Effekt der Abtrennung und Speicherung von CO ₂ aus der industriellen Punktquelle. Der Nettoeintrag in die Atmosphäre beträgt 1 Einheit CO ₂ . Eigene Darstellung.	

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle B.1	53
Übersicht der betrachteten Fahrweisen und Klimaschutzszenarien. Die Volllaststunden für Wasserkraft sind aus (IRENA o. J.) abgeleitet.	
Tabelle B.2	56
Verwendete Daten für die Modellierung der Emissionen der PKW in der Nutzungsphase. CO ₂ -Emissionen basieren auf Simulationsdaten des Projektpartners VW, Schadstoffemissionen entsprechen den gesetzlichen Grenzwerten gemäß Euro 6. (basierend auf Angaben des Projektpartners VW Audi, sowie (Cox; Bauer 2018)).	
Tabelle B.3	57
Übersicht der herangezogenen ökologischen Indikatoren.	
Tabelle B.4	68
Übersicht über die möglichen erneuerbaren Energien und deren limitierende Faktoren.	
Tabelle B.5	76
Übersicht über die aktuellen und zukünftigen Flottengrenzwerte für PKW, leichte und schwere Nutzfahrzeuge. NEFZ: Neuer Europäischer Fahrzyklus; WLTP: Worldwide Harmonised Light Vehicle Test Procedure; VECTO: Vehicle Energy Consumption Calculation Tool.	
Tabelle B.6	79
Angenommene Skalierungsexponenten für die einzelnen Prozessschritte der betrachteten Verfahrensketten.	
Tabelle B.7	142
Semiquantitative Darstellung der Systemkompatibilität der untersuchten PtX-Prozessketten zur Bereitstellung von PtX-Kraftstoffen für den Verkehrssektor. Die Prozessketten bestehen aus vielen einzelnen Teilen, die sich in ihrer Kompatibilität jeweils unterscheiden können – die dargestellte Einschätzung orientiert sich am „schwächsten“ Glied in der Kette. Aus diesem Grund ist diese Tabelle unbedingt im Kontext der Ausführungen im Text zu verstehen.	
Tabelle C.1	157
Übersicht der Änderungen der Referenzeinheiten in der Wirkungsabschätzungsmethode ReCiPe. Alle vorgenommenen Änderungen können in (Huijbregts u. a. 2017) eingesehen werden.	

VERZEICHNIS DER INFOBOXEN UND SCHLAGLICHTER

Schlaglicht 1	80
Kein Selbstläufer: Klimaschutz und Nachhaltigkeit durch PtX	
Infobox 1	101
Darstellungsmöglichkeiten der Treibhausgasemissionen (THG _{LCA}) für PtX-Produkte	
Schlaglicht 2	139
Die Bedeutung synthetischer Treibstoffe für die weitere Entwicklung von Singapur	

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

TECHNISCHE ABKÜRZUNGEN

-Äq.	-Äquivalente
BEV	Battery Electric Vehicle
C2G	Cradle-to-Gate
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CED	Cumulative Energy Demand
CEPCI	Chemical Engineering Plant Cost Index
DAC	Direct Air Capture
DRI	Direct Recution Iron
EE	Erneuerbare Energien
FT-Kraftstoff	Fischer-Tropsch-Kraftstoff
GuD	Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk
GW	Global Warming
HT-Co-Elektrolyse	Hochtemperatur-Co-Elektrolyse
KEA	Kumulierter Energieaufwand
KSZ 50 / KSZ 80 / KSZ 90	Zwischenziel 2030 50% / Klimaschutzziel 80% / Klimaschutzziel 95%
LCA	Life Cycle Assessment / Ökobilanz / Lebenszyklusanalyse
LCC	Life Cycle Costing
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LNG	Liquified Natural Gas
LNG_HTEL	Liquified renewable gas über HT-Co-Elektrolyse
LNG_Oxyfuel	Liquified renewable gas über Oxyfuelprozess
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carriers
MDP	Metal Depletion Potential
MTG	Methanol-to-Gasoline
NMVOG	non-methane volatile organic compounds (Flüchtige organische Verbindungen ohne Methan)
NT-Elektrolyse	Niedertemperatur Elektrolyse
PEM	Proton Exchange Membrane
PM	Partikelemissionen
POCP	Photochemical Oxidation Potential
PtX	Power-to-X
RDE	Real Driving Emissions
(r)WGS	(reverse) water-gas shift reaction (deutsch: Wassergas-Shift-Reaktion)
SNG	Synthetic Natural Gas (deutsch: synthetisches Erdgas)
SOEC	solid oxide electrolyzer cell
STF-Kraftstoff	Syngas-to-Fuel, Prozess zur Herstellung eines Ottokraftstoffes ausgehend von Syngas
THG	Treibhausgase
THG_{LCA}	lebenszyklusbasierte Treibhausgase

TRL	Technology Readiness Level (deutsch: Technologiereifegrad)
TTW	Tank to wheel
WLTC	Worldwide harmonized Light Duty Test Cycle
WTT	Well to tank
WTW	Well to wheel

ABKÜRZUNGEN FÜR GESETZE UND REGULARIEN

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2017); „Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist“.
EU ESD	European Effort Sharing Decision (Lastenteilungsverordnung) Entscheidung Nr. 406/2009/EC des europäischen Parlamentes und des Rates vom 23.04.2009 über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen mit Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020.
EU ETS	European Emission Trading System (Europäisches Emissionshandelssystem) Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates.
RED II	Renewable Energy Directive II (Erneuerbare Energien Richtlinie) Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, die zuletzt am 11. Dezember 2018 geändert worden ist.

PHYSIKALISCHE EINHEITEN UND GRÖSSEN

°C	Grad Celsius
kg	Kilogramm
h	Stunde
J	Joule
L	Liter
m³	Kubikmeter
t	Tonne
Wh	Wattstunde

PRÄFIXE

m	Milli (10 ⁻³)
c	Zenti (10 ⁻²)
d	Dezi (10 ⁻¹)
k	Kilo (10 ³)
M	Mega (10 ⁶)
G	Giga (10 ⁹)
T	Tera (10 ¹²)
P	Peta (10 ¹⁵)



A. EINBETTUNG DER PtX-TECHNOLOGIEN IN DIE PFADE ZUM KLIMASCHUTZ UND DER ENERGIEWENDE

1. PtX-Technologien im Kontext der Klimaschutzziele und Energiewende

Die zunehmende Konzentration der von Menschen verursachten Treibhausgasemissionen (THG) und der damit verbundene Anstieg der durchschnittlichen Lufttemperatur auf der Erde sind wissenschaftlich erwiesen. Der rasante anthropogene Eintrag in die Atmosphäre bringt die natürlichen globalen Kreisläufe aus dem Gleichgewicht. Die Entwicklungen der globalen Treibhausgasemissionen und ihrer Effekte werden seit 1988 von einer Gruppe internationaler Wissenschaftler, dem IPCC, im Auftrag des Umweltprogramms der Vereinten Nationen (UNEP) und der World Meteorological Organisation (WMO) begleitet. Alle bisherigen Analysen weisen auf drastische globale Auswirkungen hin (IPCC Working Group II 2018).

Um die Effekte des Klimawandels zu minimieren, gibt es auf verschiedenen politischen Ebenen (global, national, regional) entsprechende Bemühungen, die THG-Emissionen zu reduzieren, bis zum Ziel der THG-Neutralität. Diese Ebenen sind detailliert in (Ausfelder; Dura 2018) dargestellt. Daher werden im Folgenden lediglich die relevanten und aktuellen Ziele und Entwicklungen auf der nationalen Ebene übersichtlich zusammengefasst. Damit werden die Möglichkeiten und Entwicklungen der PtX-Technologien zunächst in den größeren Kontext der Klimaschutzziele und der Energiewende gesetzt, um anschließend die konkreten Anwendungsmöglichkeiten und untersuchten Wertschöpfungsketten darzulegen.

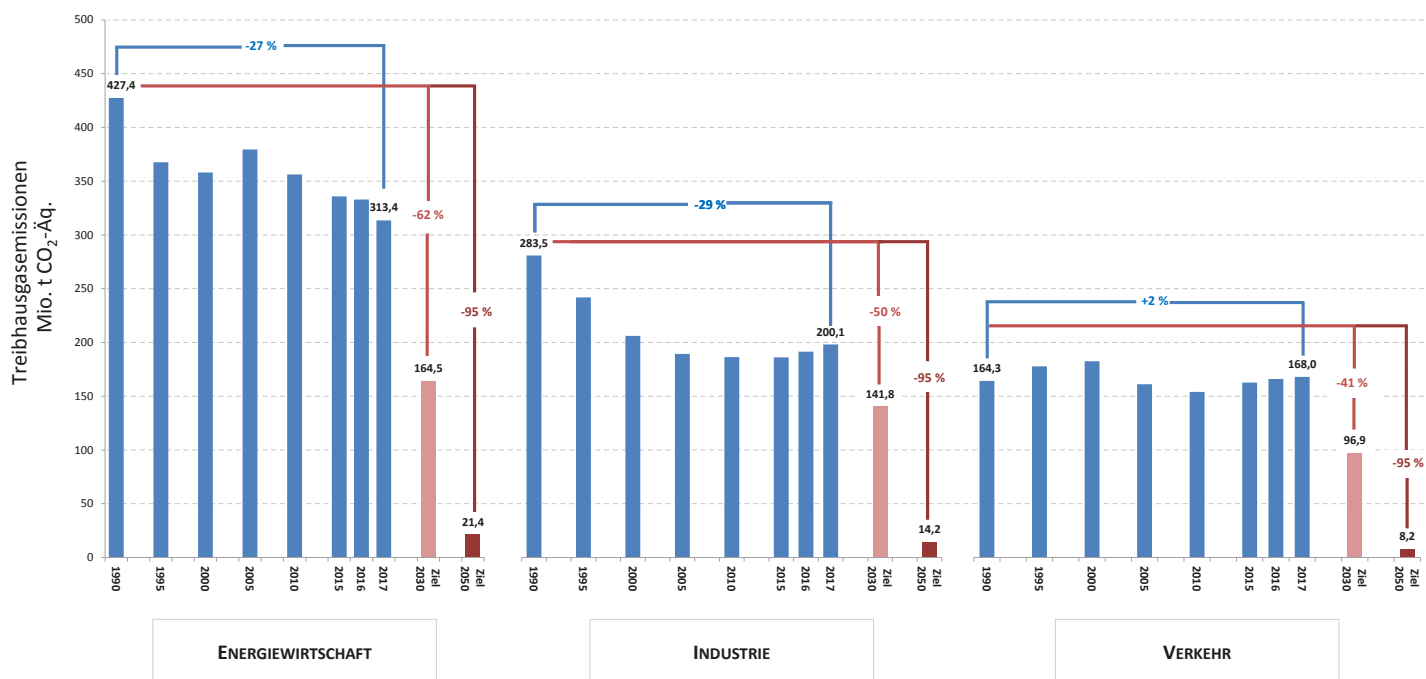


Abbildung A.1: Entwicklung der sektoralen THG-Emissionen in Deutschland, mit den Klimaschutzzielen für 2030 und 2050. Die bisherige Entwicklung ist in Blau dargestellt, während die Klimaschutzziele in Rot dargestellt sind. Sektorspezifische Ziele für 2030 sind als Durchschnittswerte gemäß dem Klimaschutzplan (BMU 2016). Für die Zielwerte 2050 wurde das übergreifende Einsparziel von –95% sektorspezifisch angewandt.

1.1 Nationale Klimaschutzziele und ihre bisherige Umsetzung

Autorin: Hanna Dura (DEC)

Eine detaillierte Darstellung der internationalen, europäischen sowie nationalen Bemühungen und Ziele zum Klimaschutz sind in (Ausfelder; Dura 2018) dargestellt. **Abbildung A.1** stellt eine Zusammenfassung der THG-Entwicklungen in Deutschland dar, aufgeschlüsselt nach Sektoren. In praktisch allen Sektoren konnten bereits substantielle Minderungen erreicht werden, mit Ausnahme des Verkehrssektors, welcher als einziger Mehr-emissionen verursacht. Die THG-Minderungsziele sind für alle Sektoren für das Jahr 2030 konkret festgelegt, für das Zieljahr 2050 ist hingegen lediglich das sektorübergreifende Ziel der 80–95%igen Reduktion festgeschrieben (BMU 2016). Die in **Abbildung A.1** dargestellten Zielwerte für das Jahr 2050 sind folglich lediglich Abschätzungen, die auf der Erreichung der 95%igen THG-Reduktion basieren.

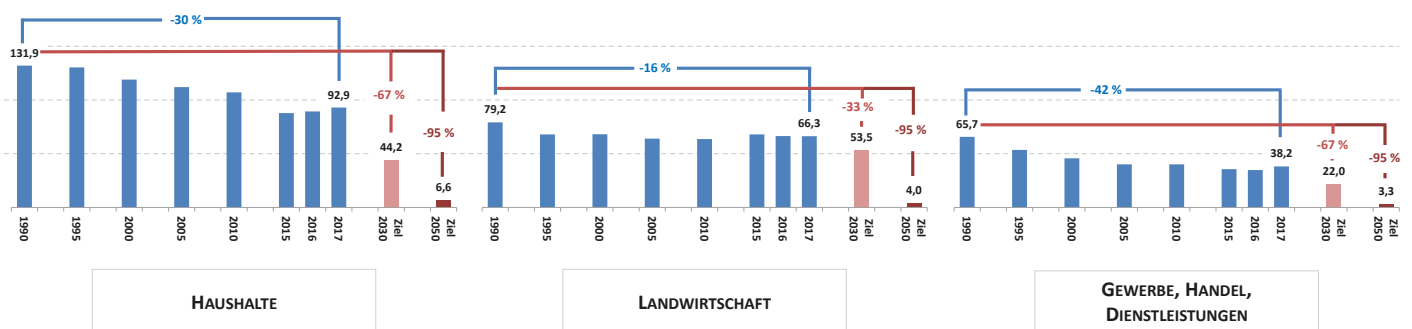
ZIELE UND UMSETZUNG IM ENERGIESEKTOR

Der Sektor der Energiewirtschaft wird hauptsächlich über die Energiewende adressiert, indem für die Strombereitstellung erneuerbare Energieerzeugungsanlagen ausgebaut und fossile sukzessive abgeschaltet werden. Damit umfasst dieser Sektor alle Emissionen, die durch Kraftwerke verursacht werden, die

öffentliche Strom- und Wärmebereitstellung sowie die flüchtigen Emissionen des eigenen Sektors. Hierin sind ebenfalls die Emissionen enthalten, die durch die Strombereitstellung für die Sektoren private Haushalte, Verkehr, Industrie (außer Eigenerzeugung) und GHD verursacht werden. Damit verursacht die Energiewirtschaft den mit Abstand größten Teil der THG-Emissionen in Deutschland. Zentrales Instrument für die Einhaltung der Klimaschutzziele ist der Emissionshandel (European Emission Trading System, EU ETS) sowie die Maßnahmen der Energiewende. Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) hat durch die Einführung von Fördersystemen, wie beispielsweise die EEG-Umlage, maßgeblich den Ausbau erneuerbarer Energien beeinflusst.

ZIELE UND UMSETZUNG IM INDUSTRIESEKTOR

Der Industriesektor hat im Jahr 2016 bereits eine THG-Reduktion von 32% im Vergleich zu 1990 erreichen können. Dieser Sektor umfasst die Emissionen der Verbrennungsprozesse und Eigenstromversorgung von Industrieanlagen, während die durch Fremdstrom erzeugten Emissionen entsprechend dem Energiesektor zugeschrieben werden. Die größten Anteile an den Emissionen stammen aus der Eisen- und Stahlindustrie (29%) und der mineralverarbeitenden Industrie (28%). Raffinerien sind für 21% der Emissionen verantwortlich, während auf die chemische Industrie 15% entfallen. Dabei muss weiterhin zwischen energie- und prozessbedingten Emissionen unterschieden werden. Energie-



bedingte Emissionen werden durch die Bereitstellung von Wärme oder elektrischer Energie aus fossilen Rohstoffen verursacht. Eine Umstellung auf erneuerbare Energiequellen für die Strombereitstellung kann im Zuge der Energiewende vergleichsweise unproblematisch gestaltet werden.

Die Bereitstellung von Wärme über erneuerbare Energieträger kann sich in vielen Fällen jedoch als große Herausforderung darstellen. In zahlreichen Prozessen müssen sehr hohe Temperaturen von beispielsweise 800–900°C (Grundstoffchemie) oder 1400–1500°C (Nicht-Eisen)Metallerzeugung erreicht werden. Darüber hinaus wird der Energieträger in vielen Herstellungsprozessen ebenfalls zur Einstellung der Reaktionsbedingungen genutzt. Beide Voraussetzungen können beispielsweise durch eine elektrische Heizung oder Wärmepumpe nicht erfüllt werden. Biogas als weitere mögliche Alternative birgt ebenfalls Schwierigkeiten, da hier die Gaszusammensetzung nicht die Konstanz aufweist, die für eine ungestörte Prozessführung notwendig ist (Ausfelder; Seitz; Serafin 2018). Andererseits ist nachhaltig produziertes Biogas auch nicht uneingeschränkt verfügbar. Damit stellen weitere Reduktionen aufgrund der prozessbedingten Emissionen, der Nutzung fossiler Energieträger als Feedstock und zur Einstellung prozessrelevanter Parameter den Industriesektor vor große Herausforderungen.

Vor allem in der Chemieindustrie ist zu beachten, dass große Mengen fossilen Rohstoffs als Feedstock verwendet werden und eine genaue Auftrennung der beiden Nutzungsoptionen bisher nicht gegeben ist. Der umgesetzte Kohlenstoff wird im Produkt gebunden. Anders als die energie- und prozessbedingten Emissionen wird dieser Kohlenstoff nicht gleich emittiert, kann aber beispielsweise durch Verbrennung am Ende des Produktlebenszyklus freigesetzt werden.

Auch im Industriesektor ist das EU ETS das zentrale Instrument zur Regulierung und Senkung der THG-Emissionen.

ZIELE UND UMSETZUNG IM VERKEHRSEKTOR

Emissionen des Verkehrssektors resultieren aus der Verbrennung kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe und werden unter dem European Effort Sharing Decision (EU ESD) System reguliert. Die in **Abbildung A.1** dargestellten Emissionen stammen aus dem Straßen-, Schienen- und nationalen Luft- und Seeverkehr. Internationaler Luft- und Seeverkehr sowie land-, forst- und fischereiwirtschaftlicher (im Sektor Landwirtschaft bilanziert) Kraftstoffeinsatz sind in dieser Bilanz nicht berücksichtigt. Gemäß dem Quellprinzip sind auch Emissionen aus der Stromerzeugung für den elektrischen Verkehr auf Schiene und Straße ebenfalls nicht dem Verkehrs- sondern dem Energiesektor zugeordnet. Der Verkehrssektor ist der einzige Sektor, in dem keinerlei THG-Minderungen seit 1990 erzielt werden konnten, es ist im

Gegenteil ein leichter Anstieg zu verzeichnen. Dies liegt einerseits darin begründet, dass sich im Wesentlichen lediglich Effizienzmaßnahmen der Verbrennungsmotoren etabliert haben, während die Energiebereitstellung auch heute noch zu 94 % (UBA 2019d) über fossile Kraftstoffe erfolgt. Durch das Biokraftstoffquotengesetz sowie pauschale Reduktionsziele für Kraftstoffe, welche das Quotengesetz 2015 abgelöst haben, konnten zunehmend Biokraftstoffe eingesetzt werden, wobei die Entwicklung für Biodiesel und Pflanzenöl seit 2007 rückläufig ist. Der größte Anteil, mit über 62% der Gesamtmenge von Biokraftstoffen, entfällt dabei auf Biodiesel, der mit bis zu 7% fossilem Diesel beigemischt wird. Ca. 25% des Marktanteils der Biokraftstoffe entfällt auf Bioethanol, der fossilem Ottokraftstoff beigemischt wird. Diese Entwicklung und die zunehmende Effizienzsteigerung der Fahrzeuge werden jedoch durch die immer schwerer werdenden Fahrzeuge, sowie weiter steigende Verkehrsleistungen kompensiert. Durch diese gegenläufigen Effekte steigen die Emissionen des Verkehrssektors weiter an, statt zu sinken. Gegenwärtig befindet sich der Verkehrssektor auf dem gleichen Emissionsniveau wie 1990. Dies bedeutet, dass für die Erreichung des Zwischenziels 2030 ein Zeitraum von rund 10 Jahren verbleibt, um die Emissionen um 40% zu senken und insgesamt rund 30 Jahre, um den Sektor praktisch vollständig THG-neutral zu machen. Mit dem prognostizierten weiteren Wachstum der Verkehrsleistung ist der Handlungsdruck im Verkehrssektor besonders hoch, sodass die gesetzten Ziele vermutlich nur über starke Umbrüche zu erreichen sein werden.

ZIELE UND UMSETZUNG IM HAUSHALTSSEKTOR

Im Haushaltssektor entfallen die direkten Emissionen fast ausschließlich auf die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden. Die THG-Emissionen konnten seit 1990 um 31% gesenkt werden, was hauptsächlich auf Verbesserungen im Gebäudebestand und die Umstellung von Heizungssystemen zurückzuführen ist. Diese beiden Maßnahmen verbleiben die wichtigsten für die Erreichung der Klimaschutzziele im Haushaltssektor. Dabei können mittel- und langfristig weitere Potenziale erschlossen werden, durch die Umsetzung von Quartierskonzepten im Rahmen energetischer Stadtanierung und bei der Ver- und Entsorgung der Gebäude mit Energie und Wasser, zum Beispiel durch Wärmerückgewinnung aus Abwasser, oder durch Wärmepumpen.

ZIELE UND UMSETZUNG IM LANDWIRTSCHAFTSSEKTOR

Anders als in den anderen Sektoren sind Methan und Lachgas mit einem Anteil von über 90% die größten Treiber der THG-Emissionen im Landwirtschaftssektor. Dabei gehen rund 39% der THG-Emissionen auf die Tierhaltung zurück, 40% auf die landwirtschaftlich genutzten Böden, 15% sind auf Dünger zurückzuführen (UBA 2019a). Bei der Tierhaltung handelt es sich weitestgehend um Methanemissionen aufgrund der Verdauung der Tiere, hauptsächlich der Rinder. Landwirtschaftlich genutzte Böden setzen erhöhte Mengen CO₂ frei infolge von Landnutzungsänderungen sowie der Anwendung von Harnstoffdünger und Kalkung von Böden. Haupttreiber sind dabei jedoch direkte Lachgasemissionen, die überwiegend aus der Düngung mit mineralischen Stickstoffdüngern und Wirtschaftsdüngern, der Bewirtschaftung von Böden mit hohem Humusanteil (organische Bodensubstanz), sowie Ernterückständen (wie Wurzeln, Stoppeln, Stroh, Blättern) stammen.

Aufgrund der Art der THG-Quellen im Landwirtschaftssektor stellen die vorgeschriebenen Minderungsziele der Bundesregierung auch für diesen Sektor eine große Herausforderung dar. Auf technischer Seite bieten sich Maßnahmen zur Erhöhung der Stickstoffeffizienz oder im Düngemanagement und in der Pflanzen- und Tierproduktion an. Da die signifikanten Quellen im Landwirtschaftssektor jedoch kaum technischen Effizienzmaßnahmen zugänglich sind, wie beispielsweise die Emissionen durch die Verdauung von Nutztieren, zeichnet sich, nach Einschätzung des Umweltbundesamtes, bereits ab, dass die Klimaschutzziele mit technischen Maßnahmen nicht erreicht werden können (UBA 2019a). Wie die Entwicklung nach der Wiedervereinigung gezeigt hat, scheint die größte Wirkung über die Reduktion der Nutztierhaltung erzielbar zu sein. Auch die Vermeidung von Lebensmittelabfällen kann einen höheren Hebeleffekt erzielen als technische Maßnahmen.

ZIELE UND UMSETZUNG IM GEWERBE, HANDEL, DIENSTLEISTUNGEN (GHD):

THG-Emissionen des GHD-Sektors umfassen hauptsächlich Emissionen aus der Wärmebereitstellung für Raumwärme, Kochen, Warmwasser und Prozesswärme/-kälte in Nichtwohngebäuden. Werden lediglich die direkten Emissionen dieses Sektors berücksichtigt, so beläuft sich der Anteil an den deutschlandweiten THG-Emissionen auf lediglich rund 4%. Die im Vergleich aller Sektoren bisher überdurchschnittliche Reduktion von 50% seit 1990 kann im Wesentlichen auf gesteigerte Energieeffizianzforderungen an Gebäuden

sowie Maschinen und Anlagen zurückgeführt werden. Emissionen aus der Strom- und Fernwärmeerzeugung werden nach Quellprinzip dem Sektor Energiewirtschaft zugeschrieben.

Im GHD-Sektor ergeben sich Ähnlichkeiten und Überschneidungen zu den Sektoren Haushalte und Industrie. Durch den hohen Anteil gebäudebezogener Emissionen ähneln sich die Energieverbrauchsstrukturen des GHD- und des Haushaltssektors. In beiden Sektoren unterstützen Förderprogramme und Energieeffizienzanforderungen die THG-Reduktionen. Überschneidungen mit dem Industriesektor ergeben sich durch Förderprogramme, die auf die Nutzung der sogenannten „besten verfügbaren Technologie“ zielen.

Als Sektorkopplungstechnologie bieten PtX-Wertschöpfungsketten die Möglichkeit, unterschiedliche Sektoren miteinander zu verbinden, zum Beispiel die Energiewirtschaft (Strombereitstellung) mit der Industrie (Umwandlung von Strom in chemische Grundstoffe und synthetische Brennstoffe) bis hin zum Verkehrssektor (synthetische Kraftstoffe). Ziel ist es dabei, die THG-Emissionen weiter zu reduzieren und einen Beitrag zur Einhaltung der Klimaschutzziele zu leisten.

1.2 Ziele der Energiewende und ihre bisherige Umsetzung

Autorinnen: Hanna Dura (DEC), Sabrina Müller (DEC)

Die Energiewende ist integraler Bestandteil der Klimaschutzpläne. Die deutsche Energiewende ist hierbei Teil der europäischen Energiewende und die von der Bundesregierung beschlossenen Klimaschutzziele ergänzen sich mit jenen, welche auf europäischer Ebene beschlossen wurden. Die im Koalitionsvertrag der Bundesregierung verankerten Kernthemen und Aspekte sind die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der neuen Technologien und Konzepte.

Die Energiewende in Deutschland fußt auf drei Säulen, welche die Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen, die effizientere Nutzung und das Einsparen von Energie umfassen und sich über die Sektoren der Strom- und Wärmebereitstellung und des Verkehrssektors erstrecken, wie in **Abbildung A.2** schematisch dargestellt. Insbesondere Strom und Wärme sind die maßgeblichen Energielieferanten in weiteren Sektoren wie Haushalte, Gebäude und Industrie. Im Folgenden wird auf Basis des Säulenmodells ein kurzer Abriss über die Ziele und bisherigen Entwicklungen gegeben.

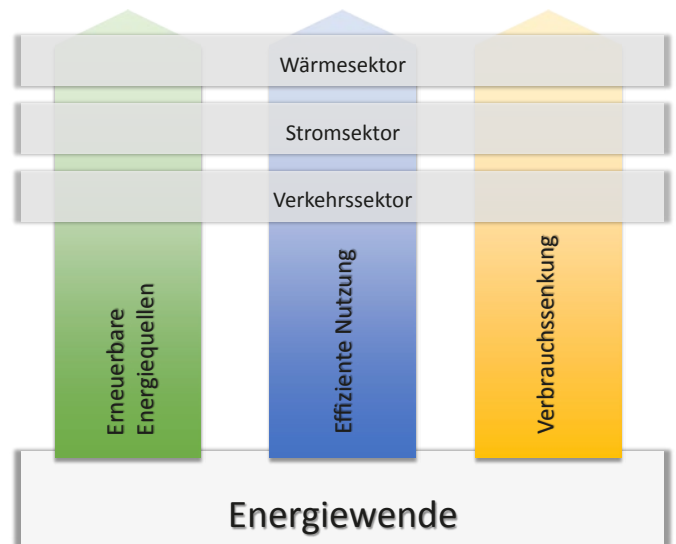


Abbildung A.2: Schematische Darstellung der drei Säulen der Energiewende. Eigene Darstellung.

SÄULE 1 DER ENERGIEWENDE: ERNEUERBARE ENERGIEQUELLEN

Hinsichtlich der Energiebereitstellung soll erneuerbarer Strom der wichtigste Energieträger werden. Dabei geht der Trend weg von zentralen Großanlagen wie Kohlekraftwerken und Atomkraftwerken hin zu kleinen dezentralen Lösungen wie Photovoltaik, Windanlagen und Biomasse. Erneuerbare Energien hängen von natürlichen Gegebenheiten ab. Wenn die Sonne nicht scheint oder der Wind nicht weht, muss flexibel (sowohl in räumlicher als auch in zeitlicher Hinsicht) auf Veränderungen im Stromnetz eingegangen werden können. Hierfür muss die Energiebereitstellung in Form des Ausbaus bestehender Stromnetze und durch Einsatz von geeigneten Speichersystemen gesichert und das Stromsystem flexibler gestaltet werden (vergleiche (BMWi 2018b)).

In den Wärmesektor soll erneuerbarer Strom über die Nutzung von Wärmepumpen Eingang finden. Jedoch spielt auch Biomasse eine relevante Rolle. Im Bereich Verkehr kann erneuerbarer Strom direkt in batterieelektrischen Fahrzeugen Einsatz finden, oder durch die Nutzung von E-Fuels, also synthetischer Kraftstoffe, die über PtX-Verfahren bereitgestellt werden. Hierzu zählt auch die Bereitstellung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge.

Das Monitoring der ersten Säule der Energiewende findet anhand der Erhebung der Anteile erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch, Bruttoendenergieverbrauch und dem Bruttostromverbrauch statt. **Abbildung A.3** gibt eine Übersicht über die bisherige Entwicklung und die gesetzten Ziele bis 2050.

Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch hat sich seit 2008 mehr als verdoppelt. Das für das Jahr 2020 vorgesehene Ziel von 35% wurde bereits 2017 mit einem Wert von 36% überschritten (BMWi 2017). Setzt sich dieser zuletzt zu verzeichnende Trend fort, was jedoch nicht den aktuell vorgesehenen Ausbauraten entspricht, könnten in 2020 etwa 41,8% des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen stammen.

Beim Bruttoendenergieverbrauch stieg der EE Anteil ebenfalls an – seit 2008 um mehr als die Hälfte. Diese positive Entwicklung geht überwiegend auf den Ausbau der EE im Stromsektor zurück. Zur Erreichung des 2020 Ziels von 18% muss weiterhin ein ambitionierter Ausbau der EE im Stromsektor, im Bereich Wärme und vor allen Dingen aber im Verkehrssektor erfolgen. Denn gerade der Verkehrssektor konnte hier bisher praktisch keine Beiträge leisten.

Der für 2020 angestrebte Anteil von 14% erneuerbare Energien im Wärmeverbrauch wurde zwischenzeitlich, von 2012 bis 2015, erreicht, aktuell wird dieses Ziel aber knapp verfehlt. Weiterführende Ziele über das Jahr 2020 hinaus sind nicht definiert.

SÄULE 2 DER ENERGIEWENDE: EFFIZIENTE NUTZUNG

Neben dem absoluten Energieverbrauch ist ebenfalls zentral, wie effizient eine Volkswirtschaft mit der Energie umgeht, was sich in der Energieproduktivität niederschlägt. Diese wird innerhalb der zweiten Säule der Energiewende als Maß zur effizienten Nutzung erhoben. Die Zielvorgaben des Energiekonzeptes für die Endenergieproduktivität sehen für die Jahre 2008 bis 2050 eine jährliche Erhöhung der Endenergieproduktivität um 2,1% vor. Das entspricht einer gesamten Reduktion von 25,2% bis 2020. Bis 2017 hat die jährliche Rate jedoch durchschnittlich nur 1% betragen, was einer absoluten Steigerung von rund 10% entspricht. Um das Ziel für 2020 erfüllen zu können, müsste in nur drei Jahren eine Gesamtsteigerung um rund 15% erreicht werden. Gemäß dem zweiten Fortschrittsbericht zur Energiewende ist dies jedoch äußerst unwahrscheinlich, sodass dieses Ziel vermutlich verfehlt wird (BMWi 2017). Dennoch wird laut Monitoringbericht an den Zielen festgehalten und Unternehmen,

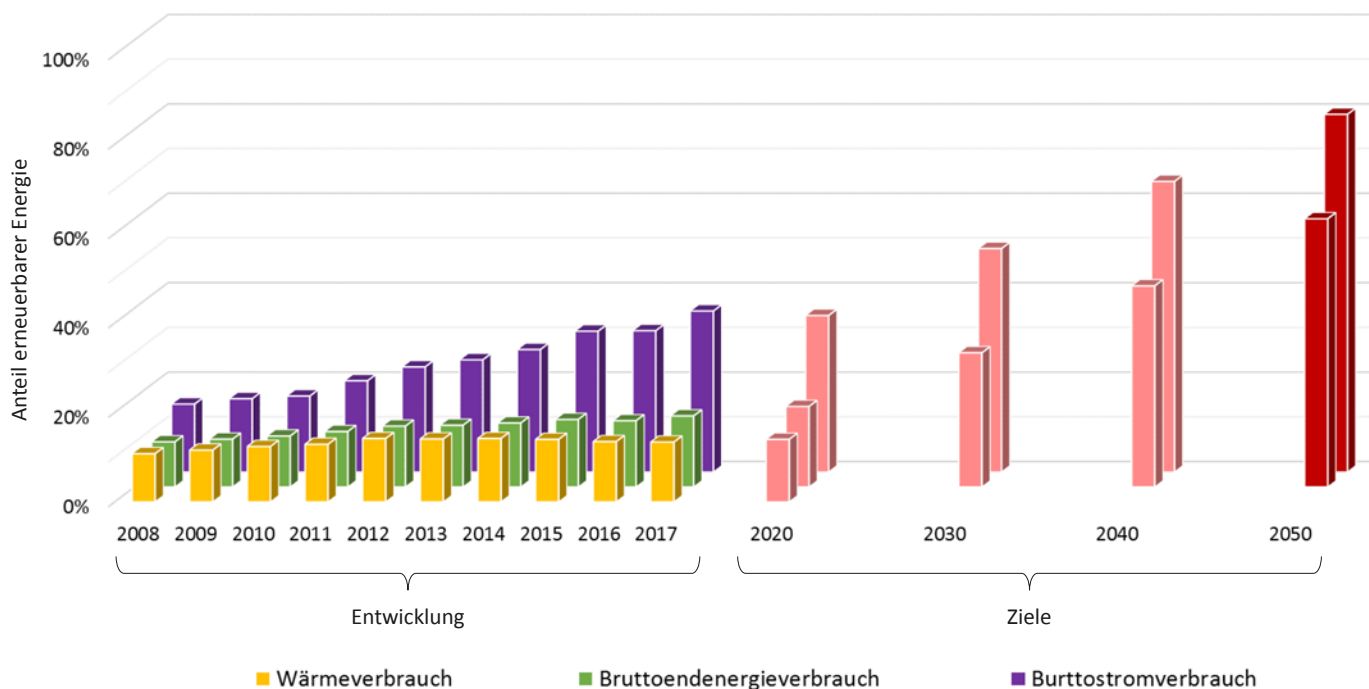


Abbildung A.3: Übersicht der Entwicklung und der Zielsetzungen der ersten Säule der Energiewende: Anteile von erneuerbaren Energien am Wärmeverbrauch, Bruttoendenergieverbrauch und Bruttostromverbrauch. Neben dem Zieljahr 2050 sind für den Bruttoendenergie- und Bruttostromverbrauch außerdem jeweils für 2020, 2030 und 2040 Zwischenziele definiert. Für den Wärmeverbrauch existieren über 2020 hinaus keine weiteren Ziele. Darstellung auf Basis (BMWi 2017).

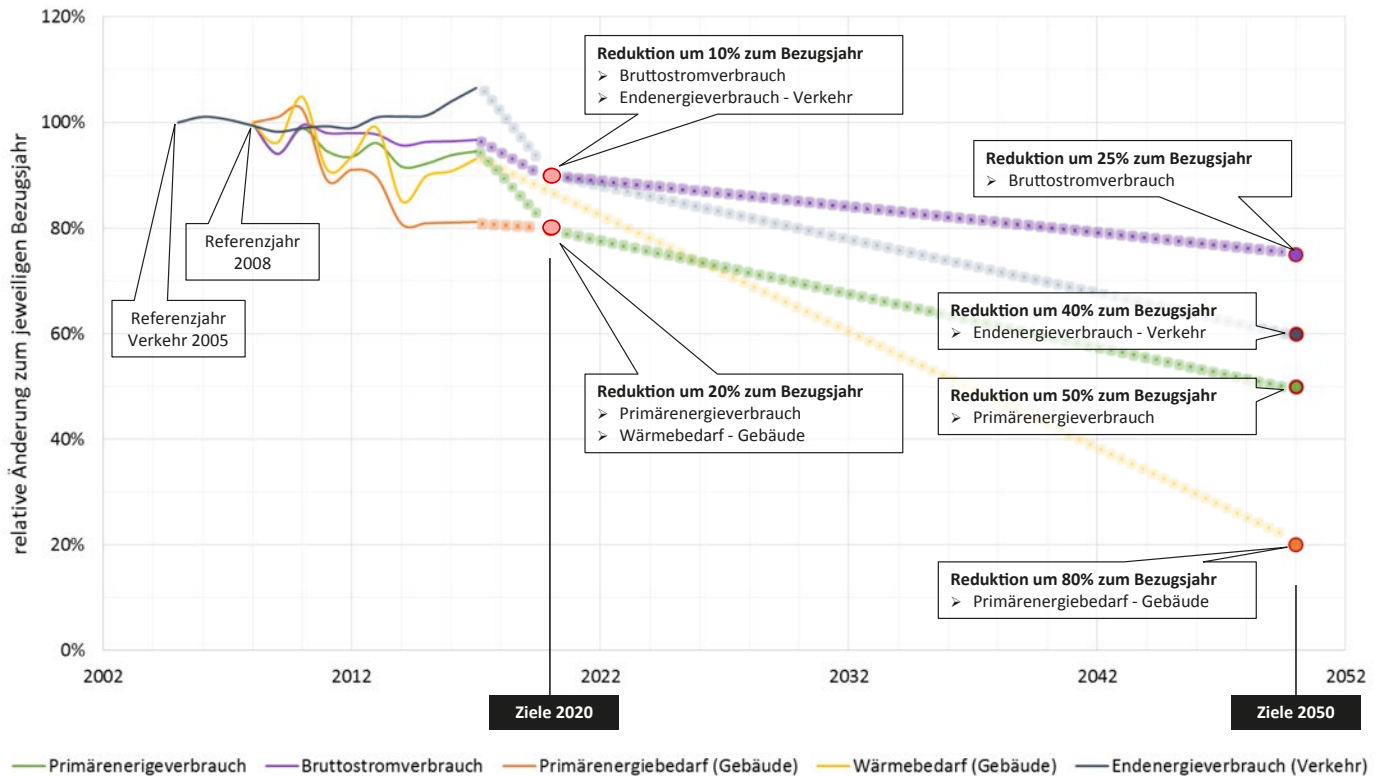


Abbildung A.4: Übersicht der Verbrauchsziele innerhalb der Energiewende und ihre bisherige Entwicklung (dritte Säule der Energiewende). Eigene Darstellung auf Basis (BMWi 2017).

Haushalte, sowie der öffentliche Sektor sind weiterhin dazu angehalten ihr Augenmerk auf einen effizienten Umgang mit Energie zu legen. Im Bereich Verkehr setzt die Bundesregierung auf die Weiterentwicklung alternativer Antriebe. Vielfältige Beratungs- und Förderangebote stehen privaten Haushalten, Unternehmen und Kommunen zur Verfügung und werden intensiv genutzt. Auch im Gebäudebereich gibt es ein großes Potenzial zu Steigerung der Energieeffizienz. Hier fördert die Bundesregierung Sanierungen, Renovierungen und Neubauten mit Förderprogrammen.

SÄULE 3 DER ENERGIEWENDE: VERBRAUCHSENKUNG

Die dritte Säule der Energiewende umfasst die Bedarfssenkung in den Bereichen Wärme, Strom und Verkehr. Hierbei geht die Reduktion des Energieverbrauchs stark einher mit der Effizienzsteigerung in den jeweiligen Bereichen. So wird im Verkehrssektor angestrebt, den Gütertransport weg von der Straße und hin auf Schienen und Wasserwege zu verlagern. Zudem soll der öffentliche Nahverkehr stärker ausgebaut und die Infrastruktur modernisiert werden. Im Bereich Gebäude tragen oben genannte Förderprogramme ebenfalls zur Bedarfssenkung und zum Rückgang des Energieverbrauchs bei.

Abbildung A.4 gibt eine Übersicht über die Ziele und bisherige Entwicklung der fünf Bereiche für die innerhalb der Energiewende Verbrauchsziele definiert wurden.

Der Primärenergieverbrauch konnte seit 2008 um durchschnittlich 0,8% pro Jahr gesenkt werden. Von 2017 auf das Jahr

2018 konnten 3,4% eingespart werden, was eine deutliche Verbesserung der jährlichen durchschnittlichen Reduktionsrate darstellt. Um jedoch das angestrebte Einsparziel im Jahr 2020 von -20% zu erreichen, müsste der Primärenergieverbrauch bis 2020 um weitere 11,1% reduziert werden. Dafür müsste sich die durchschnittliche jährliche Reduktionsrate mehr als verfünffachen. Trotz der stärkeren Reduktion von 2017 auf 2018 ist es sehr unwahrscheinlich, dass diese Reduktionsraten erreicht werden. Eine vom BMWi in Auftrag gegebene Studie bestätigt, dass das angestrebte Ziel 2020 deutlich verfehlt wird (Prognos AG; DLR; FhG ISI 2018). Es wird eine finale Gesamtreduktion von rund 11,4% in 2020 gegenüber 2008 unter Berücksichtigung der Wirkung der eingesetzten Maßnahmen des Energiekonzepts der Bundesregierung im Rahmen der Energiewende prognostiziert.

Der Bruttostromverbrauch konnte gegenüber dem Referenzjahr 2008 um nur wenige Prozente gesenkt werden, Stand 2017 betrug die Minderung lediglich 3,3%. Es erscheint daher sehr unwahrscheinlich, dass das angestrebte Ziel für 2020 von -10% erreicht werden kann. Die Strommenge, die hierfür in den nächsten zwei Jahren eingespart werden müsste, entspricht etwa der jährlichen Stromproduktion von vier Kernkraftwerken. Aus Prognosedaten des Fraunhofer ISI von 2018 geht hervor, dass die Reduktion bis 2020 insgesamt etwa 5,5% gegenüber 2008 betragen wird. Nach dieser Studie wird das Ziel der Reduktion von 10% in 2020 deutlich verfehlt. Es darf nicht außer Acht gelassen werden, dass in den Bereichen Wärme, Verkehr und Industrie durch die voranschreitende Dekarbonisierung zunehmend erneuerbar erzeugter Strom zur Sektorkopplung effizient und in großem Stil eingesetzt werden

soll. Um fossile Brennstoffe im Wärme- und Verkehrssektor zunehmend zu ersetzen, würden stetig zusätzliche Stromverbraucher hinzukommen, deren Bedarf ebenfalls gedeckt werden müsste. Dieser Bedarf müsste so gering wie möglich gehalten werden. Ein möglicher vielversprechender Lösungsansatz lautet daher, grundsätzlich Technologien zur Sektorkopplung zu entwickeln und einzusetzen, welche sich auf die möglichst effiziente Umwandlung des erneuerbar erzeugten Stroms in Wärme und Energieträger fokussieren. Auf diese Weise könnte erneuerbar erzeugter Strom möglichst viele fossile Brennstoffe ersetzen (BMWi 2018b).

Der Primärenergiebedarf im Gebäudesektor umfasst die Bereitstellung von Heizung, Kühlung, Warmwasser und den nicht erneuerbaren Energieaufwand zur Gewinnung, Umwandlung und zum Transport einzelner Energieträger, beinhaltet jedoch nicht die eingesetzten erneuerbaren Energien. Folglich kann der Primärenergiebedarf durch Steigerung der Energieeffizienz und durch erhöhten Einsatz erneuerbarer Energien gesenkt werden. Im Jahr 2017 lag die Minderung im Primärenergiebedarf bei 18,8% gegenüber 2008. Da hier abweichend keine Zwischenziele definiert wurden, ist die Zielerreichung für 2050 von –80% sehr schwer abzuschätzen. Wird der bisherige Trend weiterhin verfolgt, so kann laut einer Prognose des Referenzszenarios der Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) mit Wirkung bestehender Instrumente von einer Reduktion von etwa –60% gegenüber 2008 ausgegangen werden (Prognos AG; ifeu; IWU 2015). Im Bereich Gebäude konnte der Einsatz fossiler Brennstoffe wie Öl und Gas zwischen 2000 und 2016 stark reduziert werden. Diese wurden hauptsächlich durch elektrische Wärmepumpen, Fernwärme und Holz ersetzt und decken nun mehr als 50% des Energiebedarfs von Gebäuden (BDEW 2019a).

Als einziger Sektor zeigt der Verkehr eine gegenteilige Entwicklung, in dem der Energieverbrauch nicht gesenkt wird, sondern steigt. Lediglich zwischen 2008 und 2012 konnte eine minimale Minderung von 1–2% erreicht werden, was vermutlich auf die Finanzkrise zurückzuführen sein könnte. Seit 2013 steigt der Endenergieverbrauch im Verkehr jedoch weiter an und lag im Jahr 2017 insgesamt 7% über dem Referenzwert im Jahr 2005. Das Erreichen des 2020 Ziels einer 10% igen Reduktion kann unter den bisherigen Rahmenbedingungen erst um das Jahr 2030 erwartet werden. Eine Trendumkehr ist nur durch weitere erhebliche Anstrengungen im Bereich der Elektrifizierung der Fahrzeugantriebe sowie durch deutlich gesteigerten Einsatz von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben möglich. Entsprechende Infrastrukturen müssen hierzu stark ausgebaut werden. Zu einer zunehmenden Verlagerung des Transportverkehrs auf die

klima- und umweltfreundliche Schiene, müssen hohe Investitionen zum Ausbau der Schieneninfrastruktur, zur Einführung innovativer Technologien und in neue Logistikkonzepte getätigt werden. Das Bundesforschungsprogramm Schiene unterstützt die Entwicklung von Technologien für einen automatisierten und digitalisierten Schienenverkehr.

2. Wie kann PtX eingesetzt werden?

2.1 Allgemeine Beschreibung der Technologien

Autorin: Hanna Dura (DEC)

Power-to-X (PtX) bezeichnet verschiedene Technologien, die Strom in andere Energieträger oder zur stofflichen Nutzung umwandeln können. Damit gehört PtX zu den Sektorkopplungs-Technologien. Der Begriff der Sektorkopplung ist stark mit dem Begriff der Energiewende verzahnt. Häufig wird von der „Energiewende durch Sektorkopplung“ oder der „Energiewende im Strom, Wärme- und Verkehrssektor“ gesprochen (Ausfelder u. a. 2017; Bazzanella; Krämer 2017; Malte; Sager-Klauß 2018; Quasching 2016). Daraus wird die Relevanz, die der Sektorkopplung als Beitrag zur Energiewende beigemessen wird, deutlich. Obgleich im Allgemeinen die Grundprinzipien der Sektorkopplung zum größten Teil die gleichen zu sein scheinen, herrschen unterschiedliche Nuancen und Schwerpunkte hinsichtlich der Bedeutung und Erwartung sowie der zu koppelnden Sektoren. Eine konkrete allgemeingültige Definition des Begriffs, sowie der Sektoren und ihrer konkreten Abgrenzung zueinander, existiert jedoch nicht. Die Auswertung einschlägiger Veröffentlichungen zum Thema zeigt folgendes Grundverständnis der Sektorkopplung (Ausfelder u. a. 2017; Bazzanella; Krämer 2017; Dietzsch u. a. 2016; Kirchner u. a. 2016; Leopoldina Nationale Akademie der Wissenschaften; acatech Deutsch Akademie der Technikwissenschaften; UNION der deutschen Akademien der Wissenschaften 2017; Quasching 2016; Sandau u. a. 2015; Wietschel u. a. 2018):

Sektorkopplung, wie sie in der aktuellen relevanten Literatur beschrieben wird, ist die Kopplung der Energiesektoren Wärme und Verkehr mit dem Energiesektor Strom durch die Verstromung des Energiebedarfs, wobei der Strom aus erneuerbaren Quellen zu decken ist. Daraus ergibt sich letztlich die Kopplung des Strom-, Wärme- und Verkehrssektors.

Damit beschränkt sich „das Koppeln der Sektoren“ ausschließlich auf den Ersatz fossiler Energieträger unterschiedlicher Sektoren durch direkte Nutzung von erneuerbar erzeugtem Strom oder

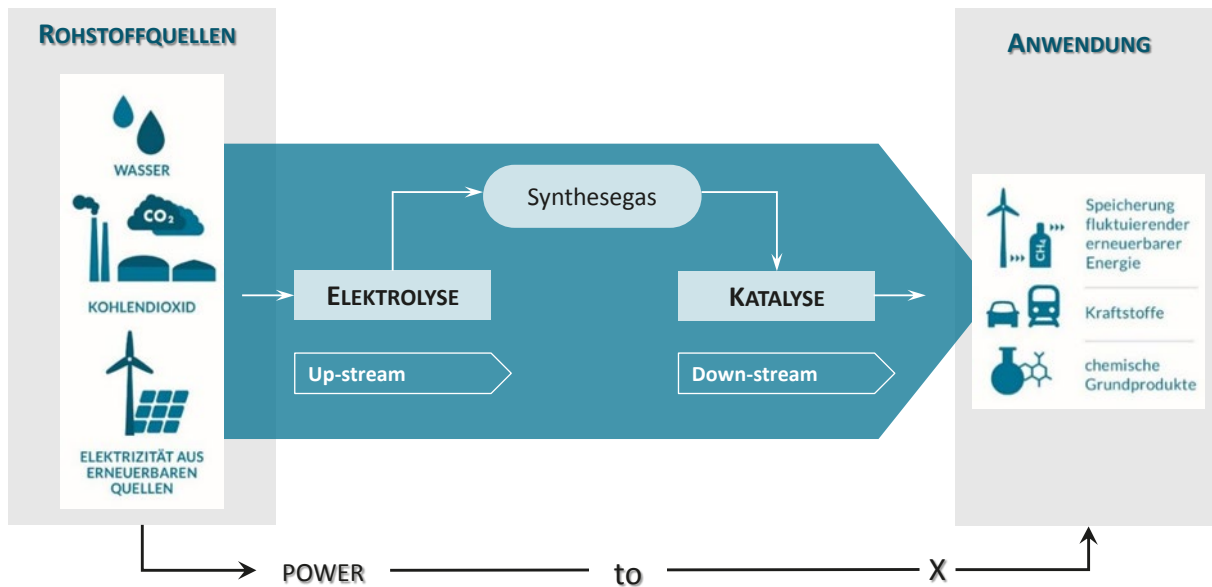


Abbildung A.5: Schematische Darstellung der PtX-Wertschöpfungsketten, vom Edukt bis zum Produkt, die im P2X-Projekt erforscht wurden. Eigene Darstellung in Anlehnung an BUND.

indirekt über Umwandlungsprozesse. Die zu koppelnden Sektoren umfassen immer mindestens die drei zuvor genannten Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr), werden jedoch oft erweitert. So spricht beispielsweise (Bazzanella; Krämer 2017) zusätzlich vom Gassektor, (Malte; Sager-Klauß 2018) sprechen zusätzlich vom Industriesektor und (bdew 2017) spricht außerdem von der Verknüpfung von industriellen Prozessen mit dem Ziel der Dekarbonisierung der Energienutzung in Industrie, Haushalten, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen. Folglich kann hier auf keine allgemein gültige Nomenklatur zurückgegriffen werden.

In den PtX-Technologien zur Sektorkopplung beschreibt das „P“ den Einsatz des Stroms auf der Herstellungsseite und das „X“ die unterschiedlichen Endenergieträger beziehungsweise Anwendungsfälle auf der Produktionsseite. Damit können erneuerbare Energieträger in Sektoren getragen werden und Produkte ersetzen, die sich gegenwärtig nur sehr schwer auf andere Weise defossilisieren lassen. Prominente Beispiele stellen synthetisches Erdgas und synthetische Kraftstoffe dar, aber auch chemische Grundstoffe. **Abbildung A.5** zeigt schematisch die Wertschöpfungsketten der PtX-Technologien, die im Projekt erforscht wurden.

Die Arbeiten im Projekt orientieren sich an der Wertschöpfungskette und sind in die up-stream-Prozesse (Elektrolyse) und down-stream-Prozesse (Katalyse) gegliedert. Idealerweise sollten die Edukte sowie der benötigte Strom aus erneuerbaren Quellen stammen, da nur so die Möglichkeit für einen klimaneutralen Ersatz der fossilen Pendanten besteht.

Den im P2X-Projekt erforschten Technologien ist die Elektrolyse als erster Schritt gemein. Dabei gibt es unterschiedliche Elektrolysetypen, die auf Basis unterschiedlicher Edukte und jeweils spezifischer Betriebsweisen, verschiedenen Produkte erzeugen.

So verwendet die PEM-Elektrolyse lediglich Strom und Wasser, um Wasserstoff (H_2) zu erzeugen. Mit Nieder- und Hochtemperatur-Elektrolysen (NT- und HT-Elektrolyse) kann Wasser, Strom und CO_2 genutzt werden, um unter anderem unterschiedliche Synthesegasmischungen bereitzustellen. Trotz der gleichen Edukte und vergleichbarer Produkte sind diese beiden Elektrolysetypen aufgrund der unterschiedlichen Betriebsweise nicht austauschbar. Auch innerhalb der HT-Elektrolyse gibt es Unterschiede, die wesentlich durch den konkreten Anwendungsfall geprägt sind. Daraus ergeben sich grundsätzlich verschiedene Anforderungen an die Anlagen, die Produkte, aber auch die Anwendungsfelder.

Die Produkte aus der Elektrolyse werden in sehr unterschiedlichen down-stream-Prozessen weiterverarbeitet. Über die Synthesegasfermentation können langkettige Alkohole bereitgestellt werden. Die Gewinnung von Spezialchemikalien mithilfe von Strom ist vielversprechend, da sie mit einer hohen Wertschöpfung verbunden ist. Mittels der Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese) ist die Erzeugung von Kohlenwasserstoffketten unterschiedlichster Kettenlänge möglich. Diese hochwertigen Produkte können in verschiedenen Aufbereitungsschritten entweder zu erneuerbar erzeugten Kraftstoffen konditioniert oder als synthetische Alternative zu fossilbasierten Grundchemikalien weiterverarbeitet werden. Bereits heute ist das Einspeisen in die bestehende Infrastruktur möglich, wodurch die Defossilisierung verschiedener Sektoren vorangetrieben werden kann. Über die Synthese von Oxymethylenetern (OME_x) kann ein dieselähnlicher Kraftstoff für Verbrennungsmotoren bereitgestellt werden, der herkömmlichem Diesel beigemischt werden oder diesen vollständig ersetzen könnte. Über diese neuen Wertschöpfungsketten können in Form von Energieträgern, sowie chemischen Grundstoffen, unterschiedliche Produkte bereitgestellt werden. Im Folgenden werden die im P2X-Projekt untersuchten Anwendungsmöglichkeiten detaillierter beschrieben.

2.2 Anwendungsmöglichkeiten von PtX-Technologien

Autoren/-innen: Kay Bareiß (TUM), Sarah Deutz (RWTH-LTT), Hanna Dura (DEC), Susanne Forster (Audi), Thomas Fröhlich (ifeu), Cornelia Merz (Öko-Institut), Andreas Patyk (ITAS), Dominik Poncette (ITAS), Patrick Preuster (FAU), Andreas Stefan (TUM), Jürgen Sutter (Öko-Institut), Petra Zapp (FZI)

2.2.1 Feedstock für die chemische Grundstoffindustrie

STATUS QUO UND MÖGLICHE ALTERNATIVEN FÜR DIE CHEMISCHE GRUNDSTOFFPRODUKTION

Die chemische Industrie baut auf Kohlenwasserstoffen auf, die gegenwärtig hauptsächlich über fossile Rohstoffe bereitgestellt werden. Eine Dekarbonisierung des Chemiesektors¹, im Sinne der Einstellung der Nutzung von Kohlenstoffverbindungen ist nicht möglich, da die organische Chemie auf Kohlenwasserstoffen aufbaut. Folglich müssen die Quelle und Weiternutzung der Kohlenwasserstoffe alternativ gestaltet werden, um einen Beitrag zu den Klimaschutzziele leisten zu können. **Abbildung A.6** zeigt, dass der größte Anteil über Naphtha und andere Erdöl-derivate bereitgestellt wird, während nachwachsende Rohstoffe lediglich 13% ausmachen. Von den in Deutschland eingesetzten fossilen Rohstoffen werden nur etwa 5% stofflich (in der Chemie-industrie) eingesetzt.

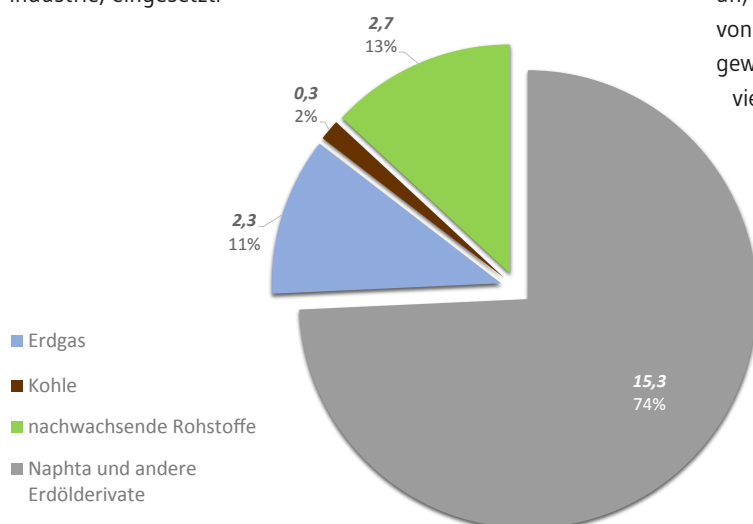


Abbildung A.6: Rohstoffbasis der organischen Chemie in Deutschland (2016), Angaben in Mio. Tonnen. Stofflicher Einsatz 2016 insgesamt: 20,6 Mio. Tonnen. (VCI 2018).

Die Wertschöpfungsketten in der chemischen Industrie basieren gegenwärtig auf einer Handvoll Basischemikalien, die anschließend in zahlreichen unterschiedlichen Prozessen zu Spezialchemikalien weiterverarbeitet werden. Rund 75% der globalen THG-Emissionen der chemischen und petrochemischen Industrie sind auf die Bereitstellung von 18 Grundchemikalien zurückzuführen (IEA; ICCA; DECHEMA 2013). Gegenwärtig bilden fossile Rohstoffe die Grundlage der Basischemikalien. Nachwachsende Rohstoffe werden heute meist direkt in der Produktion von Spezialchemikalien eingesetzt. Ziel ist es, den Hebel, den die Basischemikalien durch ihre immensen Produktionsvolumina bieten, zu nutzen und nachwachsende, erneuerbare Rohstoffe möglichst früh in die Wertschöpfungskette zu integrieren.

Zur Produktion dieser chemischen Basischemikalien können Wasserstoff und Synthesegas mit Hilfe verschiedener technischer Verfahren bereitgestellt werden. Synthesegas kann prinzipiell aus festen, flüssigen und gasförmigen Ausgangsstoffen hergestellt werden. In den Anfängen der Chemieindustrie überwog die Bereitstellung über Kohlevergasung, ca. Mitte des vergangenen Jahrhunderts wurden verstärkt flüssige und gasförmige Ausgangsstoffe ebenfalls fossilen Ursprungs verwendet. Heute stellt die Dampfreformierung von Erdgas mit rund 70% Wirkungsgrad den Industriestandard dar. Allen genannten Herstellungsverfahren schließen sich, je nach weiterer Verwendung mehr oder weniger komplexe Reinigungs- und Aufbereitungsverfahren an, wie beispielsweise Rußabtrennung, Trocknung, Abtrennung von CO₂ oder anderen Verbindungen und die Einstellung des gewünschten CO:H₂-Verhältnisses. Synthesegas steht am Anfang vieler chemischer Wertschöpfungsketten und wird zur weiteren Herstellung von beispielsweise Ammoniak und Methanol verwendet, die weiter zu Leimen, Polymeren und Düngemitteln verarbeitet werden können und somit in der Bau- und Kunststoffindustrie, sowie der Landwirtschaft Einsatz finden. Auch für die Wasserstofferzeugung stellt die Dampfreformierung von Erdgas den wichtigsten Bereitstellungspfad dar, mit einem globalen Anteil von 48% (Bertuccioli u. a. 2014). Wasserstoff findet vielseitigen Einsatz als Energiespeicher, Reduktionsmittel oder für die Ammoniaksynthese.

¹ Aus diesem Grund wird hier auch von der Defossilisierung statt Dekarbonisierung gesprochen.

Die PtX-Routen, die im P2X-Projekt erforscht werden, beinhalten eine Prozesskette über die Wasserstoff bereitgestellt werden kann (PEM-Elektrolyse) und zwei weitere, über die Synthesegas mit unterschiedlichen Spezifikationen bereitgestellt werden kann: die Niedertemperatur-Elektrolyse von CO₂ und die Hochtemperatur-Co-Elektrolyse. Die grundsätzliche Beschreibung, die Vorteile und Herausforderungen in der Entwicklung der Technologien werden im Folgenden dargelegt.

WASSERSTOFF ÜBER DIE PEM-ELEKTROLYSE

Unter der Prämisse einer zukünftigen Stromerzeugung aus überwiegend regenerativen, nicht biogenen Primärenergieträgern und eines damit verbunden fluktuierenden Stromangebots ist die Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM) Elektrolyse ein geeignetes Verfahren, vor allem, wenn Hochdruck-Wasserstoff (30–50 bar) hergestellt werden soll. Aufgrund ihrer Flexibilität (hohe Lastwechselspreizung) kann die PEM-Elektrolyse durch ihre hervorragende Dynamik im Speziellen die Zeiten mit hohen Anteilen von erneuerbarer Stromerzeugung, zur Herstellung potenziell umweltfreundlichen Wasserstoffs nutzen. Aufgrund der kompakten Bauweise erlaubt die PEM-Elektrolyse über Zuschalten von Modulen ein einfaches „numbering up“, das heißt, die Leistung kann durch Zuschalten weiterer Module linear erhöht werden. Der mittlere Gesamtwirkungsgrad liegt derzeit bei rund 60 % bezogen auf den unteren Heizwert (LHV) (Kopp u. a. 2017), wobei langfristig 65–75 % (LHV) angestrebt werden. Die PEM-Elektrolyse ist eine bereits erprobte Technik und findet heute schon Anwendung (Töpler; Lehmann 2014). Eine vereinfachte Darstellung der Wertschöpfungskette, wie sie auch für die LCA und techno-ökonomische Analyse verwendet wurde, ist in **Abbildung A.7** dargestellt. Besondere Herausforderungen der weiteren Entwicklung und Optimierung der PEM-Elektrolyse bilden die Verbesserung der Langzeitstabilität unter fluktuierendem Betrieb, die Nutzung von Membranmaterialien mit geringerer Gaspermeation, die Entwicklung von Katalysatoren mit hoher spezifischer Aktivität, eine Verringerung der Ressourcen-limitierten Edelmetallbeladungen der Elektroden, sowie die Erhöhung des Wirkungsgrades.

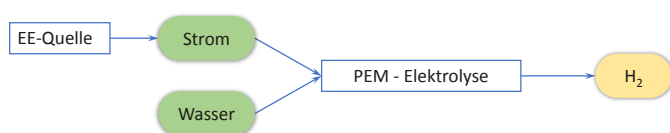


Abbildung A.7: Vereinfachte Prozesskette der Bereitstellung von H₂ über die PEM-Elektrolyse.

SYNTHESEGAS ÜBER NIEDERTEMPERATUR-CO-ELEKTROLYSE (NT-ELEKTROLYSE)

Bei der Niedertemperatur-Co-Elektrolyse wird durch Nutzung von elektrischer Energie CO₂ zu CO reduziert (Kathodenreaktion) und H₂O zu Sauerstoff oxidiert (Anodenreaktion). Als Nebenprodukt entsteht an der Kathode auch H₂ in kleinen Mengen. Im Gasmisch, das den Kathodenraum verlässt, befindet sich auch nicht umgesetztes CO₂. Diese Zusammensetzung und die Bereitstellung bei niedriger Temperatur sind ideale Voraussetzungen für den Einsatz des Produktgemisches in der mikrobiellen Fermentation. Eine vereinfachte Darstellung der Wertschöpfungskette, wie sie auch für die LCA und techno-ökonomische Analyse verwendet wurde, ist in **Abbildung A.8** dargestellt. Zur Verwendung in anderen Anwendungen kann das Produktgemisch in einer Cold Box (Kältekammer) in seine Bestandteile zerlegt werden. Durch Zugabe von H₂ kann das H₂/CO-Verhältnis optimiert und so Synthesegas (CO+H₂) hergestellt werden, welches in unterschiedlichen Folgeprozessen verwendet werden kann und zur Synthese von Kohlenwasserstoffen oder Alkoholen dient. Nach derzeitigem Stand in Kopernikus P2X werden die Produkte der Niedertemperatur-Co-Elektrolyse der mikrobiellen Fermentation zur Herstellung von langkettigen Alkoholen zugeführt. Der Forschungsschwerpunkt im P2X-Projekt liegt darin, einen Gas-zu-Gas-Elektrolyseur mit neuartigen Elektroden und Zelldesignkonzepten zu erarbeiten. Grundlage sind die silberbasierten Sauerstoffverzehrkathoden (SVK) der Chloralkali-Elektrolyse, die sich auch für die CO₂-Reduktion zu CO eignen. Der Entwicklungsschritt, der dabei vollzogen werden muss, ist die Neugestaltung der Elektrode, die ursprünglich für die Umsetzung von gasförmigem Sauerstoff und den Durchtritt in die Flüssigphase entwickelt wurde, so dass die Umsetzung von CO₂ zu CO in der Gasphase erfolgt.

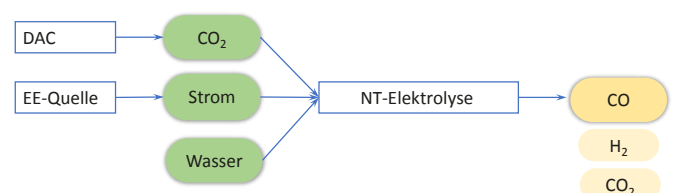


Abbildung A.8: Vereinfachte Prozesskette der Bereitstellung von CO über die NT-Elektrolyse.

SYNTHESEGAS ÜBER HOCHTEMPERATUR-CO-ELEKTROLYSE (HT-CO-ELEKTROLYSE)

Wie bereits eingangs angeführt, gibt es bei der HT-Co-Elektrolyse unterschiedliche Anwendungsfelder und Anlagenauslegungen. Innerhalb von PtX kommen zwei HT-Co-Elektrolysen zum Einsatz, die für unterschiedliche Anwendungsfelder optimiert werden. Die HT-Co-Elektrolyse der sunfire GmbH wird innerhalb des Projektes für ihren Einsatz in autarken Containerlösungen zur Bereitstellung synthetischer Kraftstoffe weiter optimiert. Am Forschungszentrum Jülich wird die HT-Co-Elektrolyse für die Bereitstellung von Synthesegas für die weitere industrielle Nutzung in großtechnischen Anwendungen erforscht und entwickelt. Aufgrund des integrierten Charakters der HT-Co-Elektrolyse in Containeranlagen, beziehen sich alle folgenden Ausführungen zur HT-Co-Elektrolyse auf die „stand-alone“-Anlage zur industriellen Bereitstellung von Synthesegas für die weitere Nutzung in großtechnischen Anwendungen.

Bei der HT-Co-Elektrolyse laufen die beiden Reaktionen der elektrolytischen H₂-Produktion und der CO Produktion aus RWGS (reverse water-gas shift reaction) gleichzeitig in einem Reaktor ab, was eine Reduktion im apparativen Aufwand gegenüber der getrennten, sequentiellen Produktion bedeutet. Ein attraktiver Vorteil der Technologie ist die Möglichkeit, durch Variation von Betriebsparametern (Temperatur, Druck, Strom, Eduktgas) unterschiedliche Synthesegas-Zusammensetzungen zu erzeugen, die ein breites Spektrum nachfolgender industrieller Anwendungen ermöglichen. Der Betrieb bei hohen Temperaturen bietet außerdem thermodynamische Vorteile und damit niedrigeren Energiebedarf, bei gleichzeitiger Erhöhung der Effizienz durch bessere Betriebskinetik. Gleichzeitig führen hohe Temperaturen auch zu erheblichen Herausforderungen an die Materialstabilität. Deshalb ist ein tieferes Verständnis der Einflüsse durch die Betriebsparameter auf die Materialeigenschaften sowie die Variabilität der produzierten Synthesegase notwendig. Der Betrieb unter erhöhtem

Druck verspricht Vorteile bezüglich des Gesamtwirkungsgrades einer PtX-Route, da Synthesegas bereits auf dem Druckniveau des nachfolgenden Syntheseschrittes bereitgestellt wird.

Eine vereinfachte Darstellung der Wertschöpfungskette, wie sie auch für die LCA und techno-ökonomische Analyse verwendet wurde, ist in **Abbildung A.9** dargestellt. Dabei wurden, wie dargestellt, unterschiedliche CO₂-Quellen untersucht (Stahl, Ammoniaksynthese (NH₃) und die Direktabscheidung aus der Luft (DAC)). Grundsätzlich kommen diese Quellen auch für die anderen PtX-Wertschöpfungsketten in Frage, aufgrund der unterschiedlichen anvisierten Anlagen- und Produktionskonzepten stellt sich auch die Eignung unterschiedlicher CO₂-Quellen unterschiedlich dar. So kommen beispielsweise industrielle Punktquellen nur für Großanlagen in Frage, jedoch keine Containerkonzepte.

Zum Kern der Technologie- und F&E-Aktivitäten gehören die Elektrolysezellen und -stacks, die sich durch folgende Konzepte unterscheiden lassen: Auf Zellebene sind dies die kathoden- und die elektrolytgestützte Membran-Elektroden-Einheit und auf Stackebene der drucklose und druckbehaftete Betrieb. In dieser ersten Projektphase wird die Technologie der HT-Co-Elektrolyse durch gezielte Grundlagenforschung zur Identifikation und Bewertung kritischer Aspekte sowie die Erprobung in Richtung einer praxisreifen Lösung entwickelt.

LANGKETTIGE ALKOHOLE (BUTANOL) ÜBER SYNTHESEGASFERMENTATION

Höherwertige Alkohole wie Butanol und Hexanol werden heutzutage ausschließlich auf petrochemischer Basis oder aus pflanzlichen Ölen (wie zum Beispiel Palmkernöl und Kokosnussöl) hergestellt. Die Herstellungsverfahren sind komplex, benötigen hohe Kapitalinvestitionen, basieren auf Ressourcen, deren Verfügbarkeit limitiert ist und stetig abnimmt und haben schwerwiegende Folgen für Natur- und Artenschutz. Mit einem biotechnologischen, auf CO-haltigen Gasmischungen basierenden

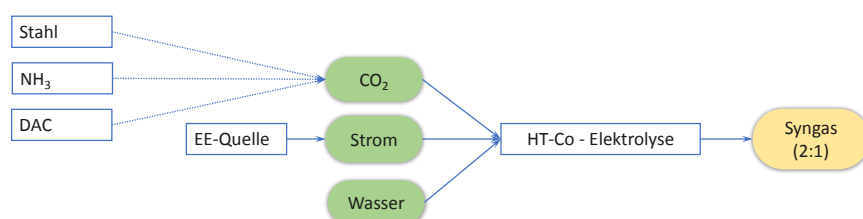


Abbildung A.9: Vereinfachte Prozesskette der Bereitstellung von Syngas über die HT-CO-Elektrolyse. Für den hier betrachteten Anwendungsfall kommen unterschiedliche CO₂-Quellen in Frage, die beispielhaft aufgezeigt sind.

Verfahren, der Synthesegasfermentation, soll der technische Zugang zu hochwertigen Spezialchemikalien unter Einsatz von Strom aus regenerativen Quellen sowie CO₂ erschlossen und am Beispiel von Butanol und Hexanol im Labor validiert werden. Die Gewinnung von Spezialchemikalien mithilfe von Strom ist vielversprechend, da sie mit einer hohen Wertschöpfung verbunden ist. So ist zum Beispiel der Marktpreis von Butanol oder Hexanol etwa zehnmal höher als der von Methan. Bei dem vorliegenden Verfahren kommt eine Carboxylat-Plattform zum Einsatz, die eine gezielte Synthese von langkettigen Alkoholen ermöglicht. Das auf dieser Basis zu optimierende Verfahren soll perspektivisch mit der entwickelten NT-Elektrolyse, im wässrigen Elektrolyten zu einer Prozesskette weiterentwickelt werden. Durch den modularen Aufbau sind innerhalb des Anlagenkonzeptes grundsätzlich eine Reihe verschiedener chemischer Produkte darstellbar. Aus regenerativem Strom sowie CO₂ und einem geringen Anteil Wasser als Rohstoff wird mittels CO₂-Elektrolyse Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff synthetisiert. Diese Gasmischung wird Mikroorganismen zugeführt, die in der Lage sind, CO als Energie- und Kohlenstoffquelle zu nutzen und höherwertige Intermediate, wie beispielsweise langkettige Alkohole, zu generieren (Fermentation). Durch Kombination von elektrochemischer CO₂-Reduktion und Gasfermentation gelangt man zu einem neuen Ansatz zur effizienten Verwertung von CO₂.

Im Rahmen des Projektes wurde eine Strategie entwickelt, wie ausgehend von Synthesegas Butanol und Hexanol produziert werden kann, wie schematisch in **Abbildung A.10** dargestellt. Hierbei hat sich die Kopplung von zwei Fermentern, in denen drei Fermentationsstufen kombiniert werden, als robust und effizient in Bezug auf den Umwandlungsprozess herausgestellt: In einer ersten Stufe wird durch das Bakterium *Clostridium autoethanogenum* Acetat und Ethanol aus CO₂, CO und H₂ synthetisiert. In einer zweiten Stufe setzt dann *Clostridium kluyveri* Acetat und Ethanol zu Butyrat und Hexanoat um, die dann in einem dritten Schritt wieder von *C. autoethanogenum* zu Butanol und Hexanol reduziert werden. Die prinzipielle

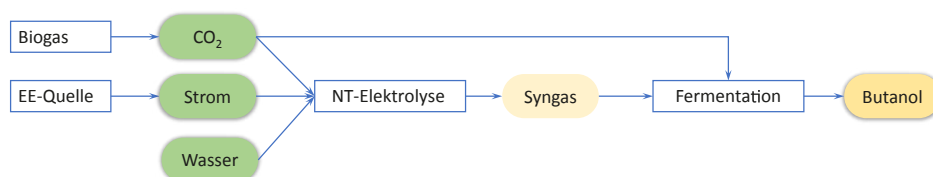


Abbildung A.10: Vereinfachte Prozesskette der Bereitstellung von Butanol über die NT-Elektrolyse und Fermentation.

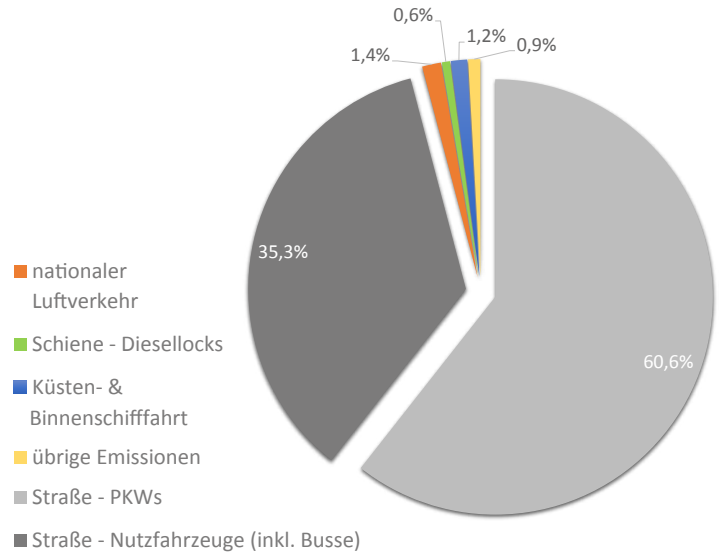


Abbildung A.11: Emissionsquellen des Verkehrssektors in Deutschland. (BMU 2018)

Machbarkeit der Kombination dieser Stufen wurde kürzlich publiziert (Haas u. a. 2018). Die hier zu Grunde liegenden Versuche wurden jedoch in nicht-optimiertem Medium (Komplexmedium) und nicht unter kontinuierlichen Bedingungen durchgeführt. Medium und kontinuierliche Prozessführung werden im Rahmen des Vorhabens optimiert beziehungsweise entwickelt.

2.2.2 Kraftstoffe für den Verkehrssektor

ÜBERSICHT DES STATUS QUO UND MÖGLICHER ALTERNATIVEN IM VERKEHRSSSEKTOR

Der Energiebedarf des Verkehrssektors wird gegenwärtig überwiegend durch Mineralölprodukte gedeckt. Der Anteil an Mineralölprodukten am Energiemix im Verkehrssektor beträgt rund 94 %, erneuerbare Energien (Biotreibstoffe) gehen mit rund 4 % ein, der Stromanteil (hauptsächlich Schienenverkehr) beträgt unter 2 % und Gase finden nur mit 0,2 % Verwendung. Folglich sind die THG-Emissionen im Verkehrssektor direkt gekoppelt an den Energieverbrauch. Den größten Energieverbrauch und damit die größte Emissionsquelle ist der PKW-Verkehr, gefolgt von Nutzfahrzeugen (LKW und Busse), wie in **Abbildung A.11** dargestellt.

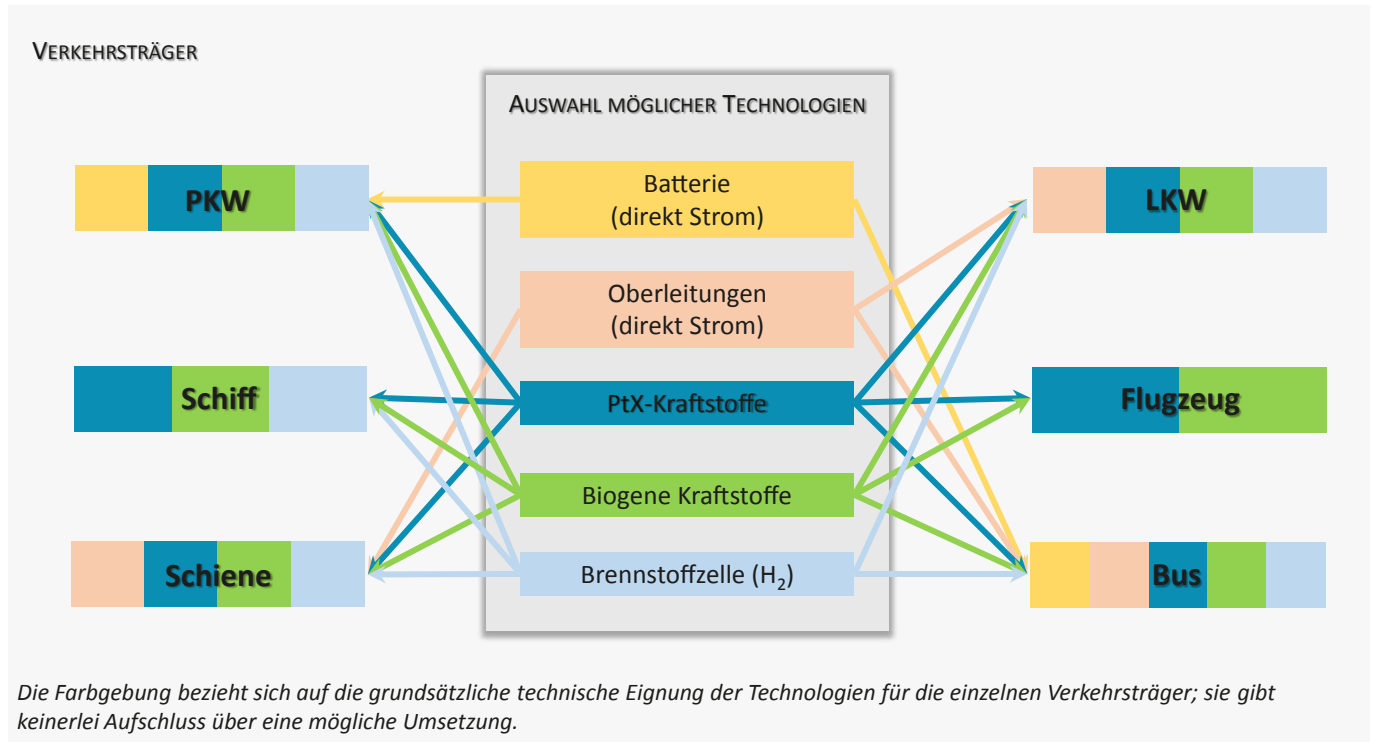


Abbildung A.12: Schematische Darstellung einer Auswahl unterschiedlicher Technologien im Bereich der Energiespeicher und -träger und ihre grundsätzliche technische Eignung für unterschiedliche Verkehrsträger. Die schematische Darstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Die Größe und Farbgebung der einzelnen Kästen für die unterschiedlichen Verkehrsträger stellt keine Bewertung hinsichtlich ihrer möglichen Umsetzung dar.

Möglichkeiten zur Reduktion der THG-Emissionen bieten sich durch technische Lösungen, wie auch soziale Verhaltensänderungen an. Als technische Lösungen werden sowohl Effizienzsteigerungen, als auch die Nutzung regenerativer Energieträger angestrebt. Die Einführung biobasierter Kraftstoffe ist in Kapitel 1.2 bereits dargestellt. Bei den beiden größten CO₂-Quellen im Verkehrssektor (PKW und LKW) konnte durch Effizienzmaßnahmen der spezifische CO₂-Ausstoß von PKW zwischen 1990 und 2017 um rund 15% und von LKW um rund 30% gesenkt werden (UBA 2019c). Dem gegenüber steht jedoch eine stetig steigende Verkehrsleistung, die die spezifischen Reduktionen vollständig kompensiert. Im PKW-Verkehr ist die Verkehrsleistung zwischen 1990 und 2017 um rund 25% gestiegen, während der LKW-Verkehr im gleichen Zeitraum eine Verdopplung erfahren hat. Diese gegenläufige Entwicklungen führen dazu, dass die CO₂-Emissionen des gesamten PKW-Verkehrs in Deutschland um 0,5% und des LKW-Verkehrs um rund 20% gestiegen sind. Im PKW-Bereich kommt es dabei zu weiteren sogenannten internen Kompensationen, die durch immer schwerere und stärker motorisierte PKW verursacht werden. So ist einerseits in allen Segmenten eine stetig steigende Fahrzeugmasse zu verzeichnen, andererseits erfahren gerade große Fahrzeugklassen (SUV,

Geländewagen) seit 2010 die größten Zuwachsraten in der Registrierungsstatistik (KBA o.J.). Diese Entwicklung wirkt der Effizienzsteigerung und der damit verbunden möglichen Senkung spezifischer Emissionen entgegen.

Obwohl der Luftverkehr innerhalb des deutschen Verkehrssektors noch eine der kleineren Quellen darstellt, zeigt die bisherige Entwicklung, dass auch diese Quelle zu einer großen Herausforderung des Verkehrssektors werden kann. Die Verkehrsleistung im personenbezogenen Flugverkehr hat sich zwischen 1990 und 2017 rund verdreifacht (UBA 2019e). Flugzeuge durchfliegen unterschiedliche atmosphärische Schichten, in denen sich die Bedingungen hinsichtlich Temperatur, Druck, Luftfeuchtigkeit etc. ändern. Diese Änderungen haben weitere Einflüsse auf die Klimawirksamkeit der Emissionen, die noch nicht vollständig verstanden sind. Auf der Reishöhe der Flugzeuge (die am meisten genutzte Flughöhe am Übergang zwischen Troposphäre und Stratosphäre) herrschen langsamere Mischungsprozesse, die empfindlicher auf Emissionen reagieren als in Bodennähe. Hinzu kommen weitere klimawirksame Effekte durch PM-Emissionen, die vermehrt zur Wolkenbildung und folglich zu einem wärmenden Effekt beitragen.

Die hier kurz skizzierten Entwicklungen zeigen, dass Rohöl praktisch die alleinige Basis der unterschiedlichen Verkehrsträger darstellt (einzige Ausnahme bildet gegenwärtig der elektrifizierte Schienenverkehr) und die Effizienzsteigerungen der bekannten Technologien nicht ausreichen werden, um die THG-Reduktionsziele zu erreichen. Aus technischer Sicht braucht es hier alternative Antriebe und Kraftstoffe, die keine zusätzliche fossile THG emittieren. Die gegenwärtig erforschten und teilweise bereits am Markt erhältlichen Technologien bieten die Möglichkeit, Antriebe sowie Energieträger an den jeweiligen Verkehrsträger anzupassen. **Abbildung A.12** gibt eine qualitative Übersicht der möglichen Antriebe, Energieträger und ihrer grundsätzlichen Eignung für unterschiedliche Verkehrsträger, erhebt jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern dient lediglich der groben Einordnung. PtX-Kraftstoffe bieten die Möglichkeit, für alle Verkehrsträger eingesetzt werden zu können. Im P2X-Projekt werden eine Reihe unterschiedlicher synthetischer Kraftstoffe und Synthesewege untersucht. Dazu zählen gasförmige synthetische Kraftstoffe, Ersatzkraftstoffe beziehungsweise Blends für Diesel- und Ottokraftstoffe. Die einzelnen Technologien und PtX-Kraftstoffe werden im Folgenden detailliert beschrieben.

WASSERSTOFF-SPEICHERUNG UND TRANSPORT MIT LOHC-LOGISTIK

Flüssige, organische Wasserstoffträger (engl.: Liquid Organic Hydrogen Carriers – LOHC) bieten die Möglichkeit, Wasserstoff in hoher Energiedichte in Form einer Diesel-ähnlichen Flüssigkeit unter Umgebungsbedingungen in existierenden Infrastrukturen für Kraftstoffe zu speichern und zu transportieren. Dabei wird Wasserstoff in einer exothermen katalytischen Hydrierreaktion an eine hochsiedende Trägerflüssigkeit chemisch gebunden. Bei Bedarf kann der Wasserstoff in einer endothermen katalytischen

Dehydrierung wieder freigesetzt und genutzt werden. Diese Prozesskette ist schematisch in **Abbildung A.13** dargestellt. Das organische Trägerfluid wird während dieser Lade- und Entlade-Prozesse selbst nicht verbraucht, es erfüllt die Rolle einer flüssigen „Pfandflasche“ für den chemisch gebundenen Wasserstoff.

LIQUIFIED RENEWABLE GAS (LNG) ÜBER OXYFUELPROZESS UND LNG_HTEL

In einem Methanisierungsreaktor kann aus Synthesegas oder aus Wasserstoff und CO₂ Methan synthetisiert werden (Methanisierung). Das synthetische Methan kann direkt ins Gasnetz eingespeist oder als Druck- oder Flüssiggas im Verkehrssektor als Kraftstoff verwendet werden. Durch den hohen Wasserstoffanteil von Methan im Vergleich zu Diesel ergibt sich bei vergleichbarem motorischem Wirkungsgrad bereits mit fossilem LNG eine CO₂-Reduktion von etwa 25%. Durch die Nutzung von Liquefied Natural Gas (LNG) sind weit größere Reduktionen möglich.

Nach aktuellem Stand der Technik werden für die Methanisierung konventionelle Festbettreaktoren genutzt. Die Ausbeute liegt bei allen Reaktortypen nahe 100%. Auf Schwankungen des H₂-Angebots infolge von Schwankungen der regenerativen Stromerzeugung können etablierte Reaktorkonzepte allerdings nur sehr begrenzt reagieren. Für die Verflüssigung von Erdgas sind Großanlagen Standard. Zur Nutzung von dezentral anfallendem Methan, etwa aus Biogas, aus H₂ und CO₂, aber auch aus sog. assoziiertem Erdgas der Erdölförderung (Vermeidung von Verlusten und CO₂-Emissionen durch Abfackeln) rücken kleinskalige, flexible Anlagen zunehmend ins Blickfeld der Gasindustrie.

In diesem Vorhaben sollen die Voraussetzungen für eine effiziente, dezentrale Erzeugung von LNG aus regenerativen

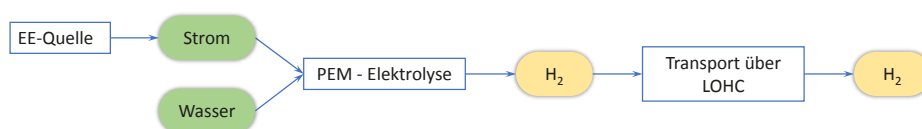


Abbildung A.13: Vereinfachte Prozesskette der Bereitstellung von H₂ über die PEM-Elektrolyse und die LOHC-Transportstruktur.

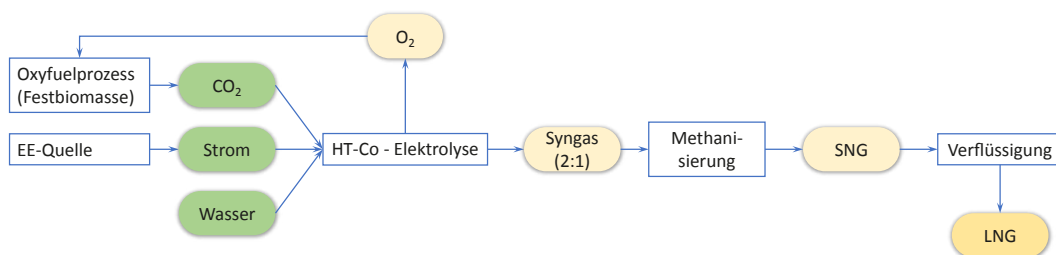
Quellen geschaffen werden. Hierzu werden zwei Prozessketten betrachtet, die auf der Dreiphasen-Methanisierung in einem Blasensäulenreaktor mit anschließender Verflüssigung basieren. Der Vorteil des Blasensäulenreaktors gegenüber konventionellen Festbettreaktoren liegt insbesondere darin, dass ein flexibler Betrieb mit schnellen An- und Abfahrvorgängen möglich ist und die Wärme effizient abgeführt werden kann. Als Edukt kann in der Methanisierung sowohl ein H_2/CO_2 - als auch ein H_2/CO -Gasgemisch eingesetzt werden. Folgende Prozessketten werden betrachtet:

- Das CO_2 aus einer Biogasproduktion wird direkt in die Methanisierung eingespeist. Wasserstoff wird durch eine Hochtemperatur-Wasser-Elektrolyse erzeugt. Der Wärmebedarf der Elektrolyse wird größtenteils durch die Prozesswärme der stark exothermen Methanisierungsreaktion gedeckt. (Siehe **Abbildung A.14 oben**)
- Der OxyFuel-Prozess produziert durch Verbrennung von Fest-Biomasse CO_2 und Wärme. Beides wird nach der Gasreinigung in der HT-Co-Elektrolyse unter Zufuhr von Wasser zu Synthesegas (H_2/CO) umgesetzt und der Methanisierung zugeführt. Der bei der Elektrolyse entstehende Sauerstoff wird in den OxyFuel-Prozess rückgeführt. (Siehe **Abbildung A.14 unten**)

SYNTHETISCHER OTTOKRAFTSTOFF: VERFAHREN PTL (METHANOL) UND METHANOL-TO-GASOLINE (SYNGAS-TO-FUEL, STF-OTTOKRAFTSTOFF)

Die gesamte Produktionskette des synthetischen Ottokraftstoffes umfasst als Hauptprozesse die CO_2 -Bereitstellung, die Elektrolyse von Wasser oder die Co-Elektrolyse von Wasser und CO_2 , die Methanolsynthese aus H_2 und CO_2 oder CO sowie die Konversion von Methanol zu Ottokraftstoff (Methanol-to-Gasoline – MtG; Gesamtprozesskette: PtL (Methanol)-MtG). Die technische Machbarkeit für verschiedene Verfahren zur Herstellung synthetischer Ottokraftstoffe aus Methanol wurde bereits mehrfach demonstriert (MtG von ExxonMobil/Sinopec, TIGAS von Haldor Topsoe). Das an der TU Bergakademie Freiberg bis 2013 in Kooperation mit der Chemieanlagenbau Chemnitz GmbH entwickelte STF-Ottokraftstoff-Verfahren (Syngas-to-Fuel; Spezialfall des MTG-Verfahren) unterscheidet sich von diesen Technologien in wesentlichen Verfahrensmerkmalen, wie der Art der Wärmeabfuhr, den Reaktionsbedingungen (Druck, Kreislaufgasverhältnis) und dem speziell abgestimmten Zeolith-Katalysator. Die Verfahrenskette ist schematisch in **Abbildung A.15** dargestellt. Der Schwerpunkt der Technologieentwicklung liegt auf der Erzielung angepasster Kraftstoffqualitäten, um signifikante Emissionsminderungen bei der motorischen Verbrennung, insbesondere beim Partikelaustritt, zu erzielen.

LNG_HTEL



LNG_Oxyfuel

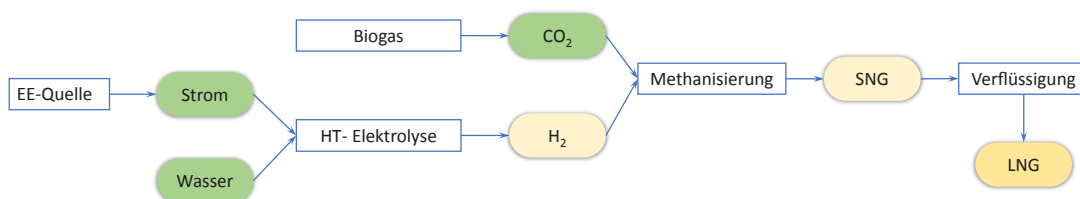


Abbildung A.14: Vereinfachte Prozessketten der Bereitstellung von LNG über den LNG_HTEL (oben) und den LNG_Oxyfuel (unten).

SYNTHETISCHER DIESEL UND SYNTHETISCHES KEROSIN: ÜBER DIE FISCHER-TROPSCH-SYNTHESE

Ausgehend von Synthesegas können über eine katalysierte, komplex kontrollierbare Reaktion, die Fischer-Tropsch (FT)-Synthese, Kohlenwasserstoffe gewonnen werden. Diese sind wahlweise als Additive für konventionelle Kraftstoffe oder durch entsprechende Nachbehandlung auch als 100 % synthetischer Diesel beziehungsweise Kerosin nutzbar. Großtechnisch angewandt wird die Synthese von flüssigen Kohlenwasserstoffen aus Erdgas und Kohle bereits seit vielen Jahrzehnten. Aufgrund von technologischen Rahmenbedingungen mussten diese Umsetzungen bisher an zentralen Verbundstandorten, wie großen Raffinerien, betrieben werden. Der Prozess kann mit neuartigen Reaktoren seit einigen Jahren deutlich kompakter und intensivierter durchgeführt werden. Das ermöglicht die Entwicklung modularer Syntheseeinheiten, welche auch für dezentrale Anwendungen in Frage kommen. Die Firma INERATEC GmbH als Ausgründung aus dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) hat auf diesem Gebiet bereits mehrere Syntheseanlagen europaweit in Betrieb.

Für die Herstellung von synthetischem Diesel und Kerosin wird bei der in diesem Vorhaben untersuchten Prozessvariante im ersten Schritt CO₂ direkt aus der Luft abgeschieden (DAC = Direct

Air Capture) und steht der nachfolgenden Hochtemperatur-(HT)-Co-Elektrolyse als Eingangsstoff zur Verfügung. Die HT-Co-Elektrolyse (SOEC = solid oxide electrolyser cell) generiert aus diesem CO₂ und Wasserdampf ein Synthesegas. Das Synthesegas wird anschließend in mikrostrukturierten Reaktoren mittels Fischer-Tropsch-(FT)-Synthese und integriertem Hydrocracken/Isomerisieren (HC) in synthetisches Diesel und Kerosin umgewandelt. Durch die Verschaltung der einzelnen exothermen und endothermen Prozessschritte entsteht eine effiziente und autarke Anlage, die schematisch in **Abbildung A.16** dargestellt ist.

Bei der Herstellung von synthetischem Kerosin und Diesel aus CO₂-Luftabscheidung über die Fischer-Tropsch-Synthese handelt es sich, wie zuvor beschrieben, um ein vollintegriertes System, das dezentral eingesetzt werden kann, zum Beispiel in Form eines Containers, und das autark funktioniert. Besonders relevant bei der Entwicklung der Technologie in diesem Abschnitt der Wertschöpfungskette sind das direkte/simultane Hydrocracking des FT-Produktstromes sowie die FT-Syntheseprozesse mit variierender Zusammensetzung (einschließlich Nebenkomponenten und dynamischem Betrieb).

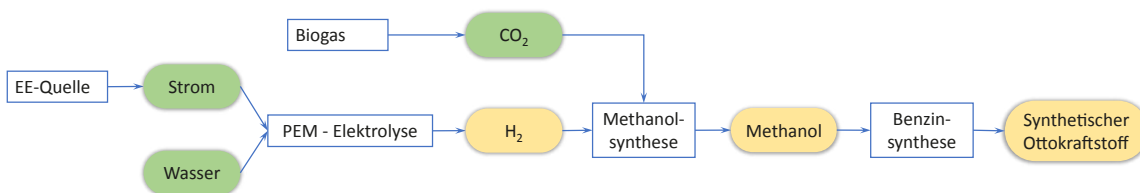


Abbildung A.15: Vereinfachte Prozesskette der Bereitstellung von synthetischem Benzin (STF-Ottokraftstoff).

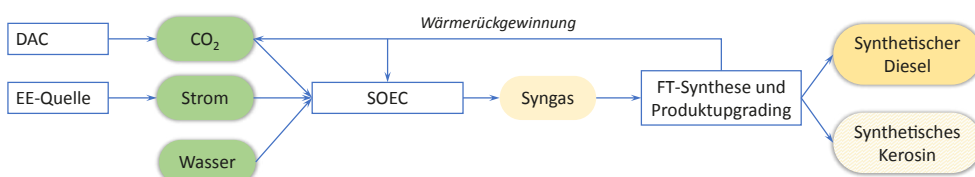
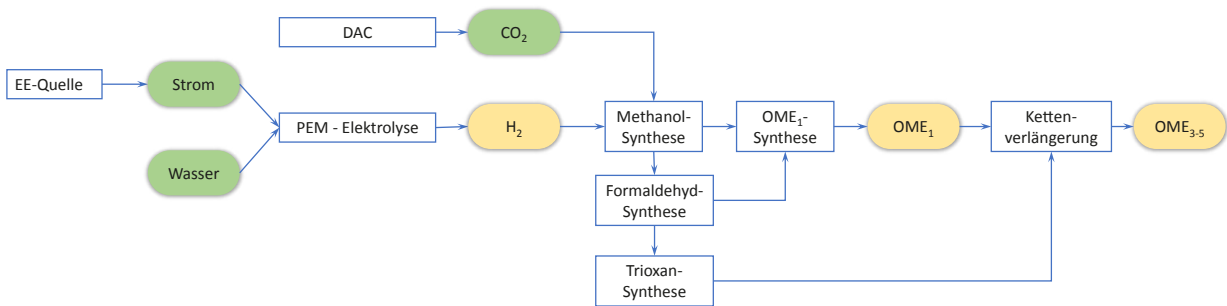
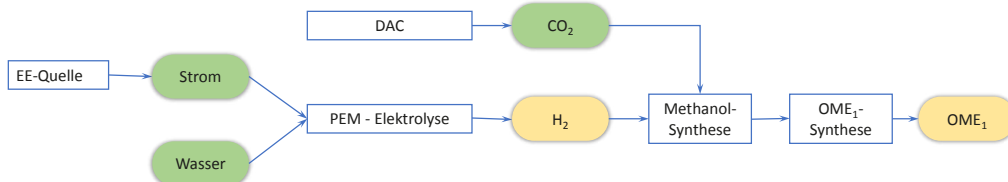


Abbildung A.16: Vereinfachte Prozesskette der Bereitstellung von FT-Diesel und FT-Kerosin.

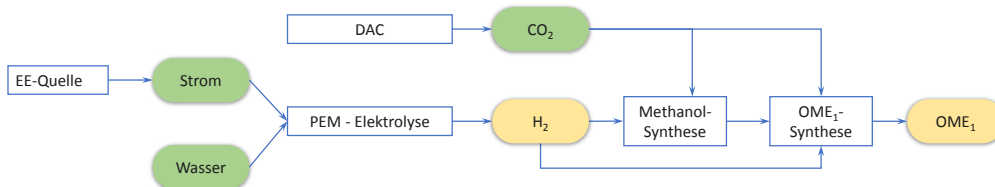
Etablierte Route zu OME₁ & OME₃₋₅



Direktoxidation zu OME₁



Reduktive Route OME₁



Direktdehydrierung OME₁

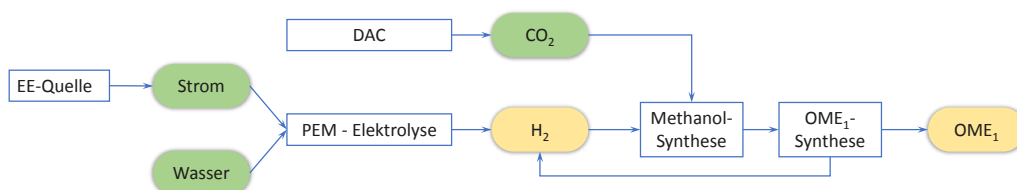


Abbildung A.17: Vereinfachte Darstellung der OME_x-Produktion. Im P2X-Projekt werden unterschiedliche Prozessrouten untersucht.

SYNTHETISCHER DIESEL: OXYMETHYLENETHER (OME_x)

Die PtX-Prozesskette zur Herstellung von oligomeren Oxymethylenethern, die als Ersatz für fossile Dieselmotoren eingesetzt werden könnten, umfasst zunächst die elektrolytische Bereitstellung von H₂. Im zweiten Schritt wird H₂ mit CO₂ mehrstufig zu Oxymethylenethern (OME_x) umgesetzt, wobei der Index *x* die Kettenlänge definiert.

OME_x mit kurzen Kettenlängen (*x* ≤ 5) stellen aufgrund ihrer chemischen und physikalischen Eigenschaften ein vielversprechendes Substitut beziehungsweise Teilsupstitut (Blend) für konventionellen Diesel dar. Es konnte gezeigt werden, dass bereits geringe Zusätze von OME_x in Diesel eine signifikante Minderung der Rußemission bewirken (Omari; Heuser; Pischinger 2017). Diese Reduktion ermöglicht eine signifikante innermotorische Minderung der Stickoxide (NO_x), da die von konventionellem Diesel bekannte Ruß-NO_x-Schere außer Kraft gesetzt wird. Bereits bei einem Blend von 35 Vol-% OME₁ in Diesel können die Ruß- und NO_x-Emissionen um ca. 90 % und 50 % reduziert werden. Durch den Einsatz von CO₂ als regenerativer C1-Baustein könnte zudem der Verbrauch an fossilen Rohstoffen reduziert werden.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens werden verschiedene Prozessrouten, schematisch dargestellt in **Abbildung A.17**, für die Herstellung von OME_x ausgehend von H₂ und CO₂ untersucht und entwickelt. Als technologischer, beziehungsweise chemischer Benchmark dient hierbei die etablierte Route über Methanol und Formaldehyd zu OME₁ (Weidert u. a. 2017) und eine anschließende Polymerisierung von OME₁ und Trioxan zu OME₃₋₅ (Weidert u. a. 2017; Burre; Bongartz; Mitsos 2019; Omari; Heuser; Pischinger 2017). Im P2X-Projekt werden konventionelle und neue Syntheserouten zu OME_x unter Anwendung neuartiger Katalysatoren entwickelt und optimiert.

2.3 Mögliche Betriebsstrategien

Autorin: Hanna Dura (DEC)

Die unterschiedlichen PtX-Technologien, die in Kapitel 2 beschrieben wurden, können, durch Substitution ihrer gegenwärtig noch fossilen Pendanten, einen wichtigen Beitrag zur Defossilisierung des jeweiligen Sektors beitragen. Andererseits können Elektrolyseverfahren als flexible Verbraucher betrieben werden und gegebenenfalls mit ihrer Flexibilität einen netzdienlichen oder systemdienlichen Beitrag zur Stabilisierung des Stromsektors leisten. Die unterschiedlichen Fahrweisen flexibel (im weiteren Verlauf als systemdienlich bezeichnet) und kontinuierlich ziehen unterschiedliche Konsequenzen nach sich, wie in Kapitel 24 der Roadmap 1.0 (Ausfelder; Dura 2018) dargestellt.

Grundsätzlich werden die unterschiedlichen Betriebsweisen weiterverfolgt und um eine dritte ergänzt: eine dedizierte Anlage. Die Potenzialabschätzung sowie die ökologischen, ökonomischen und sozialen Aspekte der PtX-Anlagen werden hier für diese drei Betriebsweisen genauer untersucht. Im Folgenden werden die drei Betriebsstrategien qualitativ beschrieben. Die entsprechenden quantitativen Werte, auf denen die weiteren Analysen aufbauen, sind in Kapitel 3.1 dargestellt.

2.3.1 Dedizierte PtX-Anlage – eigene Stromversorgung mit Wasserkraft

Die dedizierte Anlage zeichnet sich durch eine eigene Stromversorgung aus erneuerbaren Quellen aus. Es handelt sich dabei um eine PtX-Anlage die praktisch isoliert ist und alle nötigen Inputs wie Strom, Wasser und CO₂ eigens für diese Anlage herbeigeschafft werden. Die Auslegung der erneuerbaren Energiequelle, sowie aller anderen Inputs ist genau auf die PtX-Anlage abgestimmt. Damit ist die Anlage unabhängig vom

Stromnetz (beispielsweise hinsichtlich der Verfügbarkeit von EE) und nur abhängig von den Gegebenheiten der eigenen Stromversorgung.

Grundsätzlich können alle erneuerbaren Energiequellen als dedizierte Stromversorgung für PtX-Anlagen dienen (Wind- und Solarstrom, Wasserkraft, Biomasse, Erdwärme). Hier wird am konkreten Beispiel der Wasserkraft in Norwegen eine solche dedizierte Betriebsstrategie beispielhaft dargestellt und mit den anderen ausgewählten Betriebsstrategien verglichen (siehe Kapitel 2.3.2 und 2.3.3). Norwegen wird in der Studie „International aspects of a power-to-x roadmap“ (Weltenergieat Deutschland 2018) als „Frontrunner“ bzgl. PtX-Produktion und -Export identifiziert, wo PtX-Technologien vergleichsweise schnell zur Marktreife gebracht werden können. Diese Einschätzung wurde in der Studie auf Basis einer Reihe von verschiedenen Indikatoren vorgenommen. Zu diesen gehören unter anderem die eigenen ambitionierten Ziele, bereits 2030 THG-Neutralität zu erreichen, identifizierte weitere Exportpotenziale, relevante Infrastrukturen (beispielsweise Pipelines) liegen bereits vor, PtX ist bereits auf der (energie)politischen Agenda. Eine der genannten Voraussetzungen ist jedoch die Erschließung des zusätzlichen Windpotenzials von rund 28 TWh (Weltenergieat Deutschland 2018).

Da die Auslastung der PtX-Anlage einen starken Einfluss auf ihre Wirtschaftlichkeit hat, ist es bei dedizierten Anlagen von großer Bedeutung erneuerbare Quellen zu nutzen, die über eine sehr hohe Volllaststundenzahl verfügen. Wasserkraftwerke sind weitgehend unabhängig von äußeren Witterungsumständen und lassen sich dem Strombedarf anpassen; anders als bei Solar- und Windenergie, bei denen je nach Wetterlage und auch tageszeitliche Schwankungen auftreten. Bei Wasserkraft können jedoch saisonale Schwankungen auftreten, die hauptsächlich im Sommer zu niedrigen Wasserständen und entsprechend geringeren Auslastungen führen. Im Frühling und Herbst können dagegen beispielsweise durch Schmelzwasser beziehungsweise starken Regenfall hohe Wasserstände erreicht werden. Grundsätzlich hängen diese Schwankungen von den jeweiligen regionalen Gegebenheiten ab (Topographie, Höhenlage, etc.). Diese Parameter werden vor dem Bau der Anlagen berücksichtigt, sodass die Strombereitstellung über die Wasserkraft dem gegenwärtigen Strombedarf gut angepasst werden kann. Mit hoher Zuverlässigkeit und Regulierbarkeit kann eine Versor-

gungssicherheit mit den jeweiligen PtX-Produkten gewährleistet werden. Sollen Grundchemikalien oder Kraftstoffe bereitgestellt werden, so werden gemäß den gegenwärtig (aber auch zukünftig) benötigten Mengen große Produktionskapazitäten nötig sein, die über gering ausgelastete Anlagen kaum zu leisten sind.

Eine der wesentlichen Einschränkungen der Wasserkraft ist, dass sie von der Topographie abhängig ist. Das heißt, die potenzielle Energie des Wassers kann nur an Orten mit großen Höhenunterschieden und genügend Wasserzu- und -ablauf genutzt werden. Die möglichen Kapazitäten von Wasserkraft sind demnach natürlich begrenzt. Obwohl Wasserkraft CO₂-arm in Strom umgewandelt werden kann, ergeben sich in anderen ökologischen Bereichen Nachteile (WWF; The Nature Conservancy 2019; UBA 2014) wie beispielsweise der Eingriff in den natürlichen Wasserhaushalt, Barrieren für Lebewesen, verringerte Fließgeschwindigkeit bei Fließgewässern, Erosion, Flutung bei Neubauten (insbesondere bei Großanlagen) und Verringerung der Biodiversität. Aus diesem Grund definiert die für die europäischen Staaten geltende Europäische Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) die Verträglichkeit von Eingriffen in Fließgewässer. In Deutschland gelten zu dem das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) und die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP). Diese wirken sich maßgeblich auf die Definition des ausbaufähigen Wasserkraftpotenzials aus. So ist die Wasserkraftnutzung nur unter Berücksichtigung sämtlicher ökologischer Parameter möglich, die zwingend bei der Bestimmung und Einordnung der Wasserkraft-Potenziale zu berücksichtigen sind.

Das norwegische System der Wasserkraft wurde über einen Zeitraum von über hundert Jahren aufgebaut, wobei der größte Kapazitätzuwachs in Form von Großanlagen zwischen 1950 und 1980 stattfand (Lia u. a. 2015). Die NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat – Die norwegische Direktion für Wasserressourcen und Energie) hat berechnet, dass sich das gesamte verfügbare Potenzial von Wasserkraft in Norwegen auf 214 TWh/Jahr beläuft (2014) – dieser Wert beinhaltet die Energie des norwegischen Gewässersystems, welches sich aus technischer und ökonomischer Perspektive verstromen ließe (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy 2015). Aus **Abbildung A.18**, welche die Aufteilung des Potenzials darstellt, geht hervor, dass 2014 bereits 61 % dieses Potenzials ausgebaut waren, rund 9 % waren bereits in der Umsetzung beziehungsweise erhielten eine Baulizenz. 24 % des Potenzials befanden sich in geschützten

Gebieten oder wurden abgelehnt, sodass dieser Anteil einem Ausbau nicht zur Verfügung steht. Aufgrund strenger Auflagen zum Erhalt der natürlichen Gewässer und weiterer regulatorischer Rahmenbedingungen wird gegenwärtig kaum noch auf Großprojekte gesetzt, sondern zunehmend auf kleinere Anlagen unter 10MW. Aufgrund des Anlagenalters werden jedoch Instandhaltungs- und Verbesserungsmaßnahmen an bereits bestehenden Großanlagen durchgeführt. Folglich waren 2014 lediglich 31,5 TWh/Jahr des gesamten Wasserkraftpotenzials in Norwegen noch nicht erschlossen, sodass diese Größe die mögliche Ausbaugrenze darstellt.

Wie die Studie des Weltenergieerates gezeigt hat, ist das Windkraftpotenzial in Norwegen noch nicht sehr weit erschlossen, hier kann von einem zusätzlichen Potenzial von 28 TWh ausgegangen werden, welches PtX-Anlagen theoretisch zur Verfügung stehen könnte (Weltenergieerat Deutschland 2018).

2.3.2 PtX-Anlage mit Netzanschluss im systemdienlichen Betrieb

Im systemdienlichen Betrieb orientiert sich die PtX-Anlage an der erneuerbaren Stromerzeugung. Die Anlage wird dann betrieben, wenn erneuerbarer Strom im Netz zur Verfügung steht, der nicht anderweitig verwendet werden kann. Steht nicht ausreichend erneuerbarer Strom im Netz zur Verfügung, so wird die Anlage heruntergefahren und abgeschaltet. Folglich ist das Ziel einer solchen Betriebsweise vorrangig Flexibilität bereitzustellen und nur den ansonsten nicht genutzten erneuerbaren Strom abzunehmen, sodass im Gesamtsystem die geringsten Verluste entstehen. Damit leisten PtX-Anlagen einen Beitrag zu einem auf 100% auf erneuerbaren Energien basierendem Energiesystem. Da erneuerbar erzeugter Strom fluktuierend anfällt (bei Solarstrom nur tagsüber bei ausreichend Sonneneinstrahlung und bei Windstrom nur bei ausreichenden Windstärken), fallen Angebot und Nachfrage nicht immer zusammen. Um diese beiden zur Deckung zu bringen, müssen Angebot und Nachfrage ebenfalls flexibel gestaltet und aufeinander abgestimmt werden. Eine systemdienliche Betriebsweise von PtX-Anlagen kann einen wichtigen Beitrag zur Erreichung dieser Flexibilität beisteuern.

Wird das primäre Ziel der Anlage definiert, dem Gesamtsystem auf diese Weise zu dienen, so wirkt sich der daraus resultierende Anlagenbetrieb auf eine Reihe relevanter Faktoren der PtX-Anlage aus. Zunächst muss die geographische Lage der PtX-Anlage berücksichtigt werden. Soll der Strom ausschließlich aus sonst abgeregeltem erneuerbaren Strom stammen, so muss die PtX-Anlage in der Nähe der EE-Quelle betrieben werden.

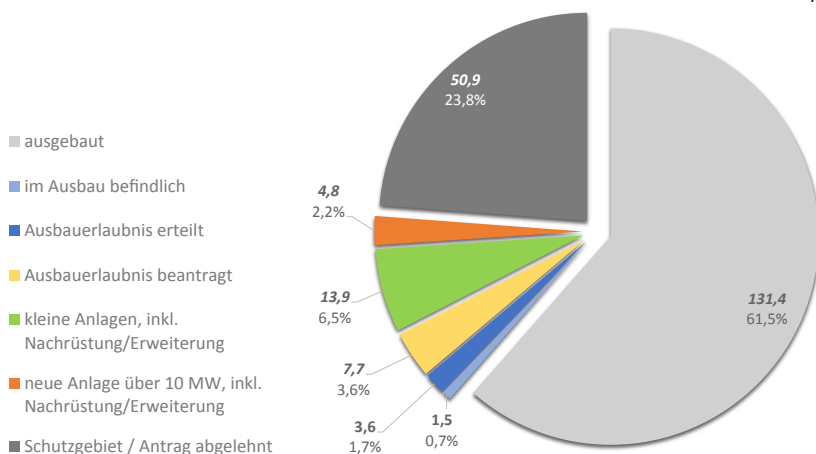
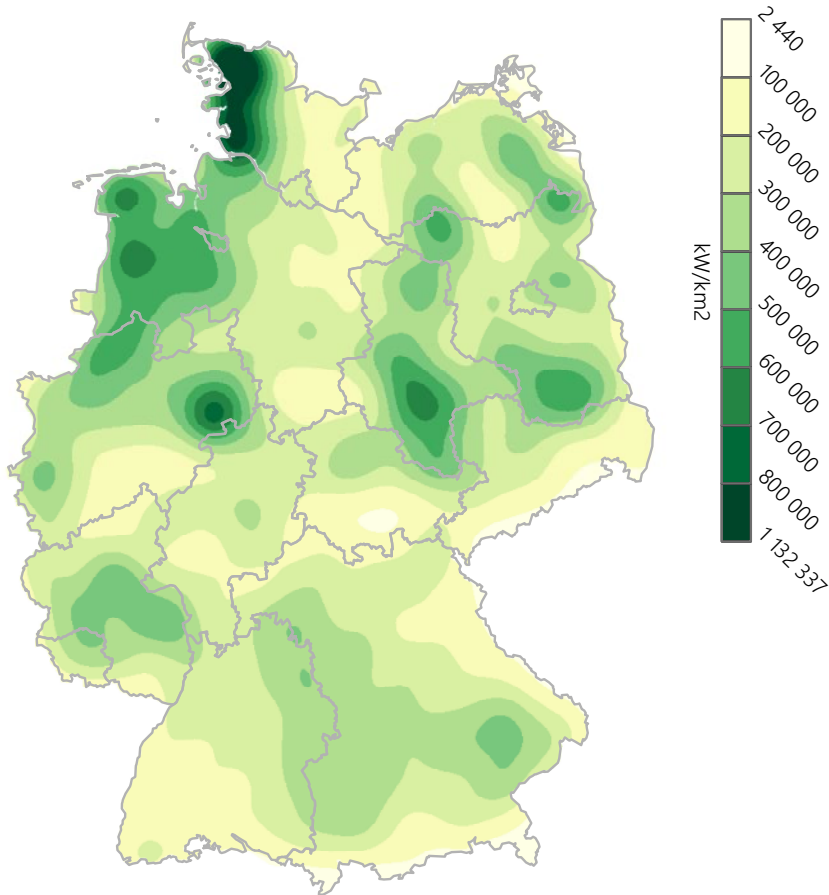


Abbildung A.18: Überblick des Wasserkraftpotenzials in Norwegen in TWh/Jahr, 2014. (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy 2015).

Bestand Erneuerbarer Energien in Deutschland



Verwaltungsgrenzen: © GeoBasis-DE / BKG 2017 | Generalisierung: FfE e.V.
 Datenbasis: Marktstammdatenregister, NEP 2030 (2019), Heimerl u. Giesecke (2004) und OpenStreetMap

Abbildung A.19: Verteilung der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in Deutschland (PV, Wind, Biomasse). (FfE 2019)

Abbildung A.19 zeigt die gegenwärtige Verteilung der EE-Quellen in Deutschland, die im Süden und im Norden Deutschlands besonders hohe Konzentrationen aufweist. Vereinfacht dargestellt entsteht vorrangig an diesen Orten, sowie bestimmten kritischen Netzknotenpunkten, zeitweilig die Problematik, dass das Netz die generierte Menge erneuerbaren Stroms nicht aufnehmen und abtransportieren kann. Bei der systemdienlichen Fahrweise geht es nun darum, den Strom für die PtX-Anlagen zu nutzen, der vom Netz nicht aufgenommen werden kann. Daraus ergeben sich geographische Restriktionen: eine PtX-Anlage, die in einer Region betrieben wird, in der es keine oder kaum EE-Erzeugungsanlagen gibt, wird folglich nicht in einem systemdienlichen Betrieb gefahren werden können. Denn wenn die Anlage über lange Distanzen mit EE-Strom versorgt werden kann, herrscht folglich keine Notwendigkeit für eine Stabilisierung des Netzes. Damit wäre die Lokalität der PtX-Anlagen sehr stark an die Lokalität der EE-Erzeugungsanlagen gekoppelt. Ein zunehmender Stromnetzausbau kann die Wirtschaftlichkeit einer systemdienlichen Betriebsweise negativ beeinflussen.

Eine weitere Konsequenz des systemdienlichen Betriebs, die bedacht werden sollte, ist die geringe Auslastung der Anlage

(was ebenfalls für dedizierte Anlagen gilt). Die geringe Auslastung hat nicht nur technische Folgen, sondern auch ökonomische und ökologische. Aus technischer Sicht muss die Anlage in der Lage sein relativ schnell auf die Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms reagieren zu können. Das heißt, die Anlage muss dafür ausgerichtet sein die Produktion relativ schnell rauf und wieder runter fahren zu können, ohne, dass die Anlagenkomponenten und Lebenserwartung der Gesamtanlage darunter leiden. Einen möglichen Lösungsansatz bieten kombinierte Systeme, die unterschiedliche Prozessschritte durch Pufferspeicher voneinander entkoppeln. Lässt sich beispielsweise der Elektrolyseprozess nur schlecht flexibilisieren, so kann die Stromzufuhr durch Batteriespeicher im gewissen Rahmen verstetigt werden. Kann der Elektrolyseprozess flexibel, jedoch die nachgeschaltete Synthese nur stetig betrieben werden, so können Zwischenspeicher für den flexibel bereitgestellte Wasserstoff oder das Synthesegas installiert werden, um so die Bereitstellung für den Folgeprozess zu verstetigen. Bei diesen Kombinationen ist besonders auf die Auslegung des Speichers selbst, sowie der durch den Speicher entkoppelten Prozessschritte zu achten.

Die niedrige Auslastung der Anlage bedeutet weiterhin ein verringertes Produktionsvolumen im Vergleich zu einer Anlage die für eine kontinuierliche Produktion ausgelegt ist. Folglich ist die Produktmenge, die über PtX mit einer systemdienlichen Betriebsweise zur Verfügung gestellt werden kann relativ gering, sodass das PtX-Produkt lediglich einen geringen Anteil seines fossilen Pendanten ersetzen kann. Damit verbleibt der Beitrag des PtX-Produktes zu einer Änderung der Produktpalette relativ gering. Eine weitere Folge der niedrigeren Ausbeute liegt in den damit verbundenen relativ höheren Gestehungskosten. Es sind außerdem ebenfalls Auswirkungen auf die spezifischen ökologischen Aspekte zu beobachten, wobei diese stark vom Vergleichsfall abhängen. So können beispielsweise im Vergleich zum kontinuierlichen Betrieb mit heutigem Netzstrom hohe Emissionseinsparungen erzielt werden; im Vergleich zu einem kontinuierlichen Betrieb im KSZ 95 sind jedoch kaum Unterschiede in den produktspezifischen Emissionen zu erkennen. Je höher der Anteil erneuerbarer Stromversorgung, desto geringer werden grundsätzlich die THG-Emissionen in der Nutzungsphase der PtX-Anlagen – somit steigt der Anteil der Bauphase an den Gesamtemissionen, sodass dem Anlagenbau relativ gesehen eine höhere Bedeutung zukommt. Das Zusammenspiel aus Auslastung (Volllaststunden) und Gestehungskosten sowie spezifischen Umweltauswirkungen wird im Teil B durch die detaillierte techno-ökonomische Analyse und die Lebenszyklusanalyse konkreter dargestellt.

2.3.3 PtX-Anlage mit Netzanschluss im kontinuierlichen Betrieb

In der kontinuierlichen Betriebsart ist die uneingeschränkte Herstellung von PtX-Produkten das Primärziel der Anlage. Der Betrieb orientiert sich nicht an der Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms, sondern läuft, entsprechend den technischen Möglichkeiten der Anlage, kontinuierlich bis zu 8760 h im Jahr. Aufgrund der kontinuierlichen Fahrweise stammt der genutzte Strom nur zum Teil aus erneuerbaren Energien – dieser Anteil erhöht sich jedoch mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien im Strommix.

In diesem Betriebsmodus sind die Restriktionen aufgehoben, die sich durch eine systemdienliche Betriebsweise ergeben (siehe Kapitel 2.3.2). Selbstverständlich sind dennoch Standorte vorzuziehen, an denen viel erneuerbarer Strom anfällt, um den erneuerbaren Anteil am insgesamt bezogenen Strom zu maximieren. Grundsätzlich kann die geographische Lage bei der hier beschriebenen Betriebsart entsprechend anderer relevanter Kriterien gewählt werden, wie zum Beispiel der Verfügbarkeit von CO₂, Wasser oder einem entsprechend großen Abnehmer des jeweiligen PtX-Produktes vor Ort. Dabei können durch die Nutzung einer DAC-Anlage weitere Freiheitsgrade gewonnen werden. Auch die technischen Herausforderungen, die mit einer flexiblen Fahrweise einhergehen, sind bei einem kontinuierlichen Betrieb geringer. Die erzielbaren Produktionsmengen sind entsprechend größer als bei einem fluktuierenden Betrieb, sodass sich die relativen Kosten und der relative ökologische Fußabdruck anders gestalten, wie in Teil B quantitativ dargestellt wird. Mit einem höheren Produktionsvolumen ist auch der Anteil des jeweiligen PtX-Produktes am Gesamtproduktmix größer. Auf diese Weise kann ein größerer Anteil der jeweiligen fossilen Produkte durch PtX-Produkte ersetzt werden.



B. ZUSAMMENGEFASSTE ERGEBNISSE DER PtX-TECHNOLOGIE- BEWERTUNG

3. Abriss methodischer Grundlagen

3.1 Übersicht des zugrunde gelegten Energiemodells

Autoren/-innen: Kay Bareiß (TUM), Hanna Dura (DEC), Konrad Schönleber (TUM)

Um die Auswirkungen eines zukünftigen Einsatzes von Technologien zu erfassen, bedarf es einer kohärenten und quantitativen Projektion in die Zukunft. Auf dieser Basis können die wesentlichen Einflussgrößen eines möglichen Technologieeinsatzes systematisch analysiert werden. Hierzu werden Modelle hinterlegt, die die Wechselwirkungen unterschiedlicher relevanter Größen abbilden. Für PtX-Technologien sind in diesem Zusammenhang die Entwicklungen des Strom- sowie des Verkehrssystems ausschlaggebend und werden im entsprechenden Modell abgebildet.

Auf Basis des Modells und der gemachten Annahmen (zum Beispiel ein vorgegebener Ausbau an erneuerbarer Stromerzeugung im Stromsektor und Flottenzusammensetzung im Verkehrssektor) können dann zeitliche Entwicklungen oder andere Zielgrößen errechnet werden. Die Summe der Annahmen, das hinterlegte Modell und die Ergebnisse bilden dann ein Szenario. Aus den Szenarien können Aussagen und Informationen gewonnen werden, die wiederum als Annahmen für andere Bewertungsmethoden benötigt werden, wie das Life Cycle Assessment, die techno-ökonomische Analyse etc.

Es wird darauf hingewiesen, dass das Modell nicht zum Ziel hat, vollumfassende neue eigenständige Szenarien zu erstellen, die die Entwicklung des Energiesystems möglichst realitätsnah beschreiben. Es erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, wie es beispielsweise für ein umfassendes Energieszenario der Fall ist, was unter anderem für Zwecke der Politikberatung herangezogen wird. Vielmehr dient das verwendete Modell dazu, die Technologien im P2X-Projekt einzuordnen und die ökonomischen, ökologischen und sozialen Bewertungen zu strukturieren und auf eine gemeinsame Basis zurückzuführen, sodass die Ergebnisse vergleichbar sind. Eine detaillierte Darstellung des Modells ist in einem Technical Report verfügbar (Bareiß; Schönleber; Hamacher 2018).

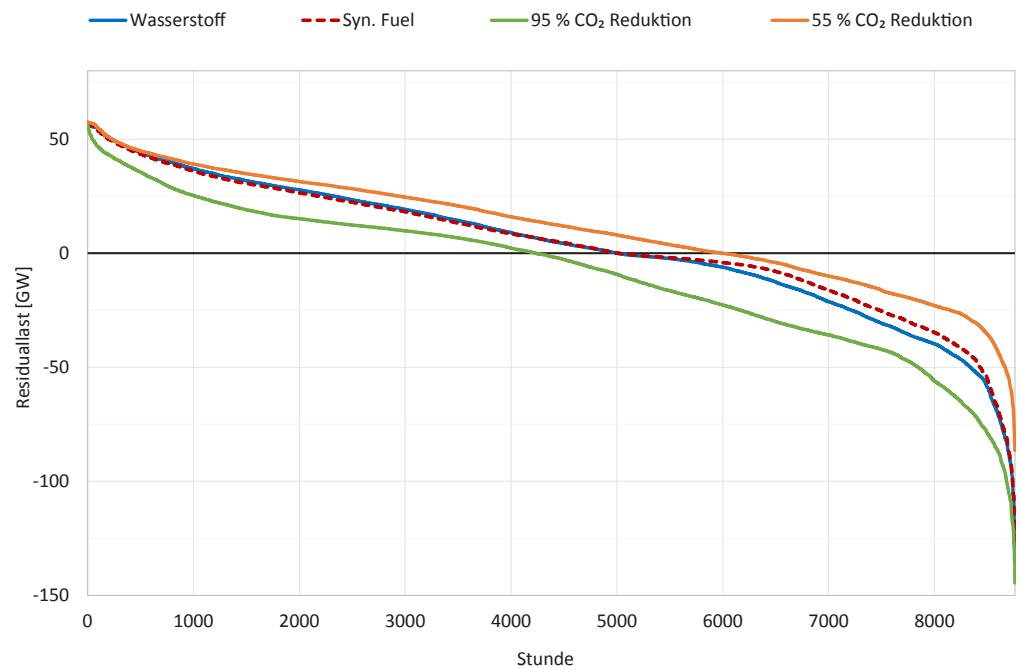


Abbildung B.1: Residuallast des Stromsektors für die betrachteten Szenarien des KSZ 55 für das Stützjahr 2030 und KSZ 80 und 95 für das Zieljahr 2050.

3.1.1 Ausgangspunkte des Energiemodells

Die detaillierten methodischen Grundlagen sind in der 1. Version der Roadmap (Ausfelder; Dura 2018) ausführlich dargelegt. Die folgenden Ausführungen beschränken sich daher auf eine kurze Zusammenfassung sowie eine Darstellung durchgeführter Anpassungen beziehungsweise Ergänzungen des Energiemodells.

Das zugrunde gelegte Energiemodell basiert auf dem Klimaschutzplan der Bundesrepublik Deutschland (BMU 2016; EEG 2017 2014). Für die quantitative Berechnung wird der angegebene Zielkorridor einer 80–95%igen THG-Reduktion bis 2050 zugrunde gelegt. Der betrachtete Zeithorizont erstreckt sich damit bis zum Jahr 2050, mit 2030 als sogenanntem Stützjahr, um den Weg zur Erreichung des Ziels darzustellen. Für die Modellierung wurde die Studie „Klimaschutzszenario 2050, Ökoinstitut/FhG ISI“ (Repenning u. a. 2015) herangezogen, wobei der Betrachtungsrahmen stark vereinfacht wurde. Die getroffenen Vereinfachungen führen auch bei den Erweiterungen des Energiemodells zu Abweichungen im Vergleich zu den Ergebnissen der Leitstudie (siehe hierzu Kapitel 11.1 sowie (Ausfelder; Dura 2018)).

In P2X kommt ein Kraftwerkseinsatzmodell mit Bundeslandscharakter räumlicher und stündlicher zeitlicher Auflösung zur Anwendung. Im Projekt wird eine ökonomische Optimierung dieses Gesamtsystems für Deutschland zur Ermittlung des Stromerzeugungssystems (fossiler Kraftwerkspark, Ausbau der

erneuerbaren Energien) einerseits und der Kapazität und des Betriebs der PtX-Anlagen andererseits, durchgeführt. Als Werkzeug für die ökonomische Optimierung wird das OpenSource Optimierungstool urbs verwendet (Dorfner u. a. 2017).

Das Energieszenario der ersten Version der Roadmap, wurde um das Stützjahr 2030, sowie das Zieljahr mit einer THG-Reduktion um 95% erweitert. Bei den Szenarien handelt es sich nicht um eine intertemporale Fortführung (von 2030 bis 2050). Vielmehr wurde jedes Szenario für sich selbst gerechnet, indem die CO₂-Emissionen entsprechend der Zielsetzungen angepasst wurden. Für das Jahr 2030 wurde somit von 55% CO₂ Reduktion gegenüber dem Jahr 1990 gerechnet. Um eine besserer Vergleichbarkeit der einzelnen Szenarien zu gewährleisten, wurden Energiebedarf sowie P2X-Bedarf zwischen den einzelnen Szenarien nicht verändert. Die Aufteilung der gesamten Treibstoffnachfrage nach 1/3 P2X Treibstoff und 2/3 BEVs ist derzeit für das Jahr 2030 so nicht in **Abbildung B.1** aufgezeigt und stellt daher demgegenüber eine Abweichung dar.

Die allgemeinen Grundannahmen der Szenarien sind unverändert geblieben (siehe (Ausfelder; Dura 2018)). Weiterhin werden die gleichen Anwendungsfälle betrachtet: (1) PEM-Elektrolyse mit H₂-Brennstoffzellenfahrzeug und Erbringung der Verkehrsleistung, (2) Elektrolyse mittels SOEC und anschließender Herstellung von Diesel mittels Fischer-Tropsch-Synthese und (3) fossiler Treibstoff, dem zu 20% Oxymethylenether (OME) beigemischt wird (siehe (Ausfelder; Dura 2018)).

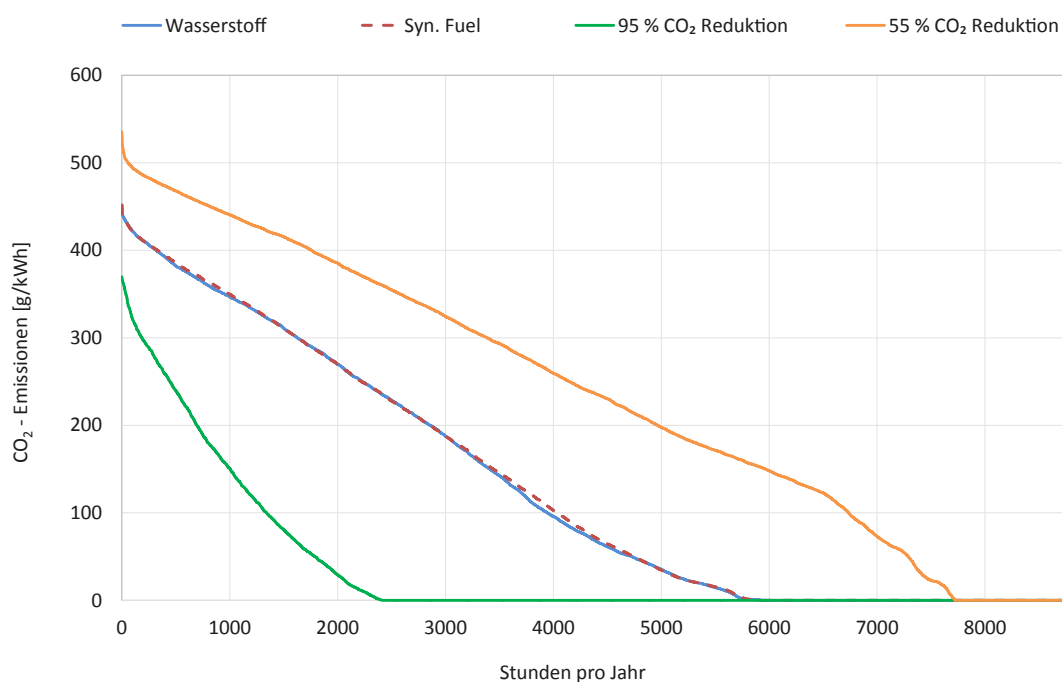


Abbildung B.2: Geordnete Jahresdauerlinie der direkten CO₂-Emissionen des PtX-Stroms nach Volllaststunden.

Wie in Kapitel 2.3 beschrieben, wird zwischen einem kontinuierlichen und einem systemdienlichen Betrieb unterschieden, was sich ebenfalls im Energiemodell niederschlägt.

3.1.2 Ergebnisse des Energiemodells

Ein Vergleich der KSZ 80 und 95 für das Zieljahr 2050 mit dem Stützjahr 2030 (KSZ 55) ist in **Abbildung B.1** dargestellt. Die Abbildung verdeutlicht, dass in den CO₂-restriktiveren Szenarien (KSZ 80, KSZ 95) die Abregel-Ereignisse (Flächeninhalt zwischen negativer Residuallast und Abszisse) gegenüber dem KSZ 55 stark ansteigen. Durch den Einsatz erneuerbarer Energien schwanken die CO₂-Emissionen des Stromsektors über das Jahr. In **Abbildung B.2** ist dazu die geordnete Jahresdauerlinie des Stromsektors in den gewählten Szenarien gezeigt. Diese Kurve kann zur Abschätzung des anzunehmenden CO₂-Ausstoßes flexibel einsetzbarer P2X-Technologien in Abhängigkeit ihrer Volllaststunden herangezogen werden. Im KSZ 95 sehen wir gegenüber des KSZ 80 eine deutliche Steigerung von Stunden mit geringen CO₂-Emissionen. Dies würde eine Auslastung von P2X-Anlagen begünstigen, welche diesen Strom nutzen. Im KSZ 55 sinken die Stunden mit CO₂-freier Erzeugung deutlich.

Aus obigen Daten ergeben sich die unterschiedlichen Strommixe für die PtX-Technologien und die entsprechenden direkten Emissionen. **Tabelle B.1** gibt eine Übersicht über die Volllaststunden und die Stromzusammensetzung, die sich aus den unterschiedlichen Betriebsweisen und den Klimaschutzszenarien ergeben.

	kontinuierliche Fahrweise	systemdienliche Fahrweise	
NOR	4.500	–	Volllaststunden
	100 %		Wasserkraft
KSZ 55	8.760	1.000	Volllaststunden
Stützjahr 2030	17 %	–	GuD (60 % elektr. Wirkungsgrad)
	24 %	35 %	Solarenergie
	43 %	65 %	Windenergie
	6 %	–	Braunkohle
	10 %	–	Steinkohle
KSZ 80	8.760	3.000	Volllaststunden
Zieljahr 2050	40 %	–	GuD* (60 % Wirkungsgrad)
	21 %	35 %	Solarenergie
	39 %	65 %	Windenergie
KSZ 95	8.760	6.500	Volllaststunden
Zieljahr 2050	5 %	–	GuD* (60 % Wirkungsgrad)
	29 %	30 %	Solarenergie
	66 %	70 %	Windenergie

* Restlicher Kraftwerksmix aus Modellergebnissen wurde den GuD zugerechnet.

Tabelle B.1: Übersicht der betrachteten Fahrweisen und Klimaschutzszenarien. Die Volllaststunden für Wasserkraft sind aus (IRENA o.J.) abgeleitet.

3.2 Übersicht der Grundlagen der ökologischen Bewertung

Autorin: Hanna Dura (DEC)

Das für die PtX-Technologien durchgeführte LCA beruht auf den ISO Standards 14040 und 14044 (Norm DIN EN ISO 14040:2009-11 2009; Norm DIN EN ISO 14044:2018-05 2018). Die Analysen finden in den jeweiligen Forschungsclustern individuell statt und werden für eine Übersicht in dieser Roadmap zusammengefasst. Damit sollen die ökologischen Vor- aber auch Nachteile und mögliche sensitive Punkte der PtX-Technologien untereinander sowie zum jeweiligen fossilen Pendant verglichen werden. Im Folgenden werden die Systemgrenzen sowie Annahmen der Modellierung und die ökologischen Bewertungskriterien kurz skizziert. Eine ausführliche Darstellung dieser, sowie der Herausforderungen, die sich durch die Methodik und die niedrigen TRL der Technologien ergeben, ist in der 1. Version der Roadmap (Ausfelder; Dura 2018) gegeben.

3.2.1 Systemgrenzen und Datengrundlagen der Modellierung

SYSTEMGRENZEN

Die Modellierung der beiden Anwendungsfelder chemischer Grundstoffe und Kraftstoffe für den Verkehrssektor unterscheidet sich hinsichtlich ihrer Systemgrenzen: PtX-Produkte, die als chemischer Feedstock verwendet werden sind in cradle-to-gate (CTG) modelliert, während Kraftstoffe gradle-to-grave (well-to-wheel inklusive des Lebenszyklusses des Fahrzeugs) modelliert sind (vergleiche **Abbildung B.3**). Die Systemgrenzen des chemischen Feedstocks wurden bewusst lediglich bis zur Bereitstellung modelliert, da sich die bereitgestellten PtX-Produkte von ihren fossilen Pendanten nicht unterscheiden, sodass alle Folgeprozesse unverändert bleiben. Im Falle der Fahrzeuge wurden die Systemgrenzen auf die Nutzung im Fahrzeug ausgeweitet. Dies hat zwei Ursachen: zum einen wird ein Vergleich zwischen Brennstoffzellen-Fahrzeugen und solchen mit konventionellem Verbrennungsmotor nötig. Bau, sowie Nutzung dieser Fahrzeugtypen unterscheiden sich erheblich. Zum anderen ergeben sich bei einigen der PtX-Kraftstoffe zusätzliche Vorteile bei der Verbrennung im Motor, wie beispielsweise bei OME, die erhebliche Reduktionen bei PM- und NO_x-Emissionen aufweisen. Aus diesen Gründen ist eine Analyse unter Berücksichtigung der Nutzungsphase der Fahrzeuge unerlässlich.

Grundsätzlich sind der Bau, sowie der Betrieb der CO₂-Bereitstellung, der Elektrolyse, der Synthese, sowie des Fahrzeugs enthalten. Eine Ausnahme hierzu bildet die OME-Herstellung, hier konnte aufgrund fehlender Daten kein Anlagenbau berücksichtigt werden. Die Unsicherheiten, die bei der Hochskalierung von Labor- zu Großanlagen entstehen sind sehr hoch, daher sind die entsprechenden Ergebnisse als Größenordnung und nicht als exakte Vorhersagen zu verstehen. Die Auslastung der Anlagen ist in Tabelle B.1 (Kapitel 3.1.2) zusammengefasst. Die Lebensdauer der Anlagen wurde dabei konstant gehalten, da keine sicheren Daten vorliegen, wie sich eine niedrige Auslastung auf die Lebensdauer unterschiedlicher Anlagenteile sowie der Gesamtanlage auswirkt. Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklungsstadien der PtX-Technologien unterscheidet sich auch der Detailgrad der einzelnen Prozesse. Mögliche Diskrepanzen, die sich in den Ergebnissen niederschlagen, werden innerhalb der Ergebnisauswertung in Kapitel 5 dargelegt.

Da sich die PtX-Prozesse in ihrer Auslegung (zum Beispiel zentrale vs. dezentrale modulare Anlagen) unterscheiden, werden die entsprechend passenden CO₂-Quellen modelliert. Beispielsweise kommt für eine modulare Anlage, mit welcher der FT-Diesel hergestellt wird, keine Industriequelle in Frage, da es sich um unterschiedliche Standorte und Dimensionen handelt. Folglich ergeben sich auch hierdurch Unterschiede in den Ergebnissen, die aber die reale Anlage widerspiegeln.

MODELLIERUNGSANNAHMEN DER CO₂-QUELLEN UND -EMISSIONEN

Wie in den Systemgrenzen beschrieben, werden je nach Anwendungsfall unterschiedliche CO₂-Quellen betrachtet (siehe ebenfalls schematische Wertschöpfungsketten der einzelnen PtX-Synthesewege in Kapitel 2.2). Die Bereitstellung von CO₂ über die DAC, Biogas sowie den Oxyfuelprozess berücksichtigt sowohl den Bau als auch den Betrieb der jeweiligen Anlage. Im Fall von CO₂, das aus industriellen Punktquellen abgeschieden wird, wurde lediglich der Energieaufwand für die Abscheidung berücksichtigt. Muss das CO₂ vom eigentlichen Produkt ohnehin abgetrennt werden, wie es bei der Ammoniakherstellung und den Biogasanlagen (bei Einspeisung ins Erdgasnetz) der Fall ist, so werden die Aufwendungen für die Abtrennung dem eigentlichen Produkt zugeschlagen. Dem CO₂ werden lediglich die Aufwendungen für weitere Verarbeitungsschritte zugerechnet, die nötig sind, um das Gas für die Folgeprozesse nutzbar zu machen, wie beispielsweise Aufreinigung oder Verdichtung.

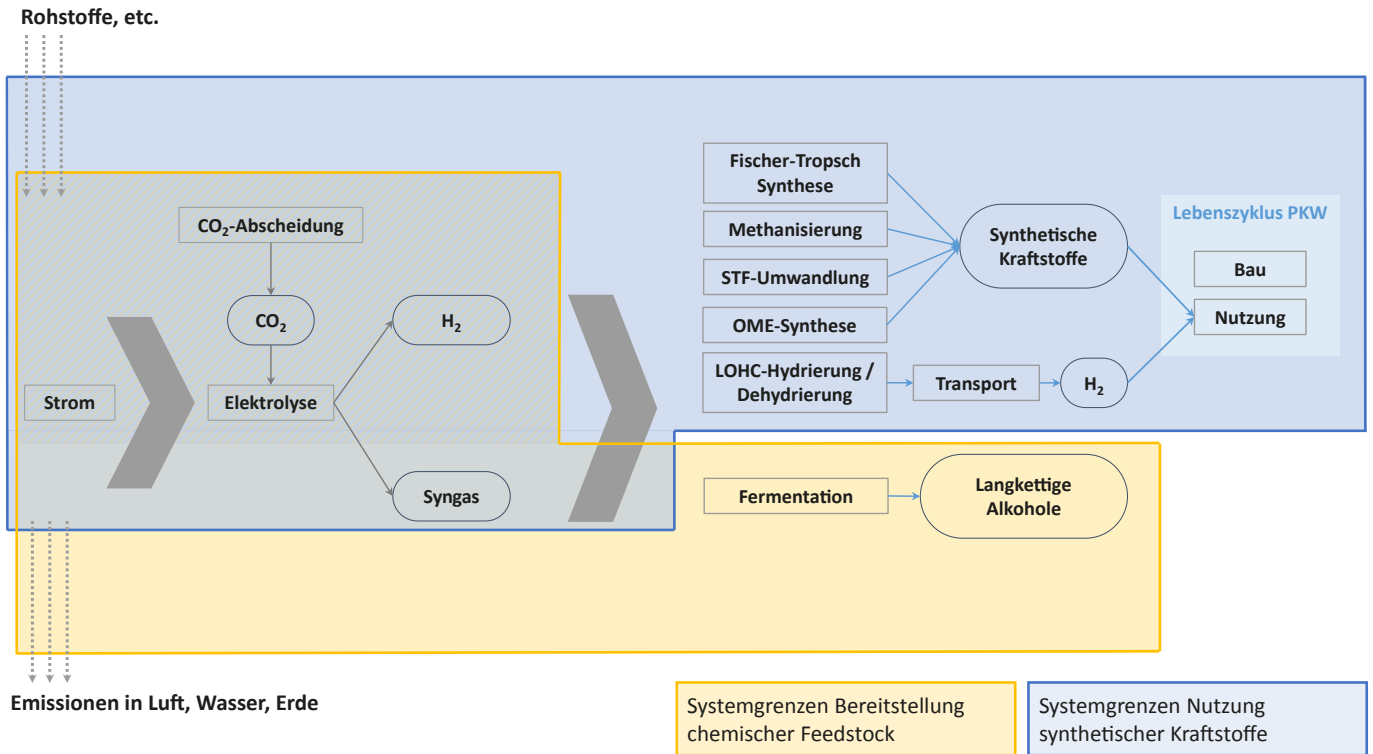


Abbildung B.3: Übersicht der Systemgrenzen für die modellierten PtX-Wertschöpfungsketten. Chemische Grundstoffe sind in cradle-to-gate (CTG) modelliert, während die PtX-Kraftstoffe cradle-to-grave (well-to-wheel zzgl. Fahrzeuglebenszyklus) modelliert sind. Eigene Darstellung.

Im Falle der DAC ist die Bereitstellung von CO₂ die einzige Funktion des Prozesses. Folglich ist das als Rohstoff eingesetzt und aus der Atmosphäre abgeschiedene CO₂ dem jeweiligen PtX-Produkt eindeutig zuzuordnen. Bei industriellen Punktquellen und Biogasanlagen ist das Primärprodukt jedoch ein anderes und CO₂ fällt eigentlich als Emission an. Da es für PtX-Prozesse jedoch als Ressource eingesetzt wird, ist noch umstritten, ob die sich ergebende Gutschrift aus der Abgasabscheidung dem Produkt des Industrieprozesses oder dem jeweiligen PtX-Produkt zuzuordnen ist. Im Bereich der Kraftstoffe wurde Ende 2018 die RED II auf europäischer Ebene verabschiedet, die vorsieht, dem Kraftstoff diese Gutschrift zuzuschreiben (Europäisches Parlament; Europäischer Rat o. J.). Die nationale Umsetzung ist dagegen noch nicht erfolgt. Auch für einen Einsatz für chemische Grundstoffe fehlen jegliche Regelungen. Die Regeln der RED II, sowie die fehlende Regulierung beim Einsatz des CO₂ aus Punktquellen zur Bereitstellung chemischer Grundstoffe sind sowohl innerhalb als auch außerhalb des Konsortiums noch stark umstritten. Kapitel 3.2.3 zeigt die methodischen Möglichkeiten auf, die für eine Allokation und Bewertung des abgetrennten CO₂ genutzt werden können. Infobox 1 auf Seite 101 verdeutlicht die Problematik, die sich hinter unterschiedlichen Darstellungsweisen verbirgt und erläutert die in dieser Studie gewählte Darstellung. Darüber hinaus sind in Teil D zwei unterschiedliche Positionen hinsichtlich der CO₂-Quellen

und deren Anrechnung ausführlich dargelegt. Aufgrund der bestehenden Kontroverse wird bei den hier präsentierten LCA-Ergebnissen keine Anrechnung vorgenommen, sondern das als Rohstoff eingesetzte CO₂ als negativer Balken separat ausgewiesen. Dabei bleibt zu beachten, dass das abgeschiedene und als negativer Balken dargestellte CO₂ am Ende der Lebenszeit des PtX-Produktes wieder freigesetzt wird. Im Falle der Kraftstoffe sind aus diesem Grund die direkten Emissionen aus der Kraftstoffverbrennung ebenfalls ausgewiesen.

DATENGRUNDLAGE

Grundlage für die Referenzprozesse, generische Prozesse und Hintergrundprozesse (zum Beispiel Herstellung, Betrieb und Rückbau der stromerzeugenden Kraftwerke) ist die Ecoinvent Datenbank V. 3.3/3.4 sowie die GaBi-Datenbank. Die Energie- und Stoffstromdaten für die Modellierung der neuen PtX-Prozesse basieren zum überwiegenden Teil auf Simulationen und Experimenten, die gegebenenfalls durch Sekundärquellen ergänzt wurden. Die Sachbilanzdaten² basieren teilweise auf Einzel- und Laborversuchen sowie Simulationsrechnungen und Zukunftsabschätzungen. Die vorgenommenen Skalierungen von beispielsweise Laboreinrichtungen auf kommerzielle Anlagen unterliegen entsprechend großen Unsicherheiten hinsichtlich Skaleneffekten, Lernkurven etc.

2 Die Sachbilanz umfasst die Zusammenstellung und Quantifizierung der Inputs und Outputs des jeweiligen betrachteten Produktes im Verlauf seines Lebensweges. Bilanziert werden auf der Inputseite die Materialmassen- und Energieströme sowie auf der Output-Seite die Produkte sowie Emissionen.

Testzyklus/Prüfverfahren	WLTC	RDE	WLTC	RDE
Kohlenmonoxid-Emissionen (CO)	1	–	0,5	–
Stickoxid-Emissionen (NO _x)	0,06	0,126	0,08	0,168
Kohlenwasserstoff-Emissionen (HC)	0,1	–	–	–
Summe Kohlenwasserstoffe und Stickoxide (HC + NO _x)	–	–	0,17	–

Antrieb	Ottomotor (Benzin)		Dieselmotor (Diesel)		Ottomotor (LNG)		FCEV (H ₂)	
	2017	2030/2050	2017	2030/2050	2017	2030/2050	2017	2030/2050
WLTC: Kraftstoff- bzw. Energieverbrauch [l/100 km] / [kg/100 km]	5	3,7	3,8	2,9	3,7	2,6	1,05	0,86
Direkte CO ₂ -Emissionen (Tank-to-Wheel) [g/km]	118,8	87,5	100,2	75,1	93,6	66,5	–	–

Tabelle B.2: Verwendete Daten für die Modellierung der Emissionen der PKW in der Nutzungsphase. CO₂-Emissionen basieren auf Simulationsdaten des Projektpartners VW, Schadstoffemissionen entsprechen den gesetzlichen Grenzwerten gemäß Euro 6. (basierend auf Angaben des Projektpartners VW Audi, sowie (Cox; Bauer 2018)).

Daten für den Lebenszyklus des Fahrzeugs wurden von VW zur Verfügung gestellt, mit Ausnahme des Brennstoffzellenfahrzeugs, welches aus Literaturdaten abgeschätzt wurde (Bauer u.a. 2015). Der Fahrzeugbau basiert auf der realen Werkstoffzusammensetzung eines VW Golf, während die CO₂-Emissionen während der Nutzungsphase auf Simulationsdaten beruhen, die ebenfalls von VW zur Verfügung gestellt wurden. Für die Emissionen von Kohlenmonoxid, Stickoxiden und Kohlenwasserstoffen werden die gesetzlichen Grenzwerte (Euro 6) angesetzt (vergleiche **Tabelle B.2**). Für die OME_x-Kraftstoffe wurden Einzylindertests und WLTP-Zyklussimulationen durchgeführt, um die motorseitigen Emissionen zu charakterisieren.

3.2.2 Ökologische Bewertungskriterien

Die Wirkungsabschätzung wird auf Midpoint-Ebene durchgeführt, **Tabelle B.3** gibt eine Übersicht über die ausgewählten Indikatoren. Grundsätzlich wird die ReCiPe Methode (Huijbregts u.a. 2017) angewandt. Lediglich die Auswertung kritischer Rohstoffe findet auf Inventarbasis statt und wird mit der jeweiligen Referenz des untersuchten PtX-Produktes verglichen, da dies über die methodischen Möglichkeiten der Wirkungsabschätzung in der LCA hinausgeht (Mancini u.a. 2015; Chapman u.a. 2013). Aus diesem Grund erfolgt ein Abgleich mit den von der EU Kom-

mission als kritisch eingestuft Rohstoffe auf Inventarbasis (Chapman u.a. 2013).

Der Wasserbedarf wird auf Inventarebene ausgewertet und stellt den Input an Prozesswasser und Kühlwasser dar, unter der Annahme, dass hier eine Veränderung des Wassers im Sinne einer Temperaturänderung oder des „Gütegrades“ (Schadstoffeintrag) stattfindet. Dies unterstellt einen gewissen Grad von Wasserknappheit ohne jedoch eine Charakterisierungsmethode, wie zum Beispiel den Water Stress Index anzulegen, der einer lokalen Festlegung zur Ermittlung der Charakterisierungsfaktoren bedarf. Nutzung fließender oder gestauter Gewässer zur Energieerzeugung sind in diesem Fall nicht enthalten, da keine Veränderung der Wasserqualität stattfindet. Dieses Vorgehen entspricht dem „blue water“ im Water Footprint, mit dem Unterschied, dass Kühlwasser dort nicht berücksichtigt wird.

Darüber hinaus bleibt zu beachten, dass die LCA-Ergebnisse alle Umweltwirkungen und Aufwendungen in aggregierter Form darstellen. Tatsächlich weisen jedoch einige dieser Umweltwirkungen und Aufwendungen eine große lokale Bedeutung auf, wie zum Beispiel Wasser- und Flächenbedarf, sowie PM-Emissionen. So kann zum Beispiel der Wasserbedarf über die gesamte Prozesskette und den gesamten Lebensweg

beispielsweise kleiner als seine Referenz ausfallen, jedoch kann es passieren, dass der überwiegende Teil des Wasserbedarfs an einer lokal kritischen Stelle anfällt. In diesem Fall wäre der niedrigere Wasserbedarf dennoch nicht als vorteilhafter zu bewerten. Hierfür bedarf es jedoch einer deutlich räumlich und zeitlich aufgelösten Analyse unter der Voraussetzung, dass die genauen Orte der Anlagen bekannt sind.

Die Technologien werden von jeweils unterschiedlichen Institutionen bewertet, die teilweise mit unterschiedlichen LCA-Datenbanken und -Softwares arbeiten. Es gibt von Institution zu Institution bei den Datenbanken und Wirkungsabschätzungsmethoden Unterschiede zwischen den Versionen, sodass es an einigen Stellen zu Abweichungen kommen kann. Dies ist vor allem der Fall für die Fahrzeuge. Die Daten wurden von VW zur Verfügung gestellt und basieren auf einer älteren Version der Wirkungsabschätzungsmethode (2008), als sie für den Rest der LCAs verwendet wurde (2016). Bei dem Versionswechsel wurden die Referenzeinheiten für POCP, PM und MDP geändert. Durch eine Prüfung, welche Auswirkungen die unterschiedlichen Referenzeinheiten auf die Ergebnisse haben, konnte festgestellt werden, dass die sich daraus ergebenden Änderungen in einem akzeptablen Bereich liegen – das heißt, die grundlegenden Aussagen, die auf Basis der Ergebnisse getroffen werden können, bleiben von dieser Ungenauigkeit unbeeinflusst. Dies steht vor allen Dingen vor dem Hintergrund, dass die modellierten LCAs durch den niedrigen TRL der Technologien ohnehin große Unsicherheiten aufweisen. Siehe hierzu auch Kapitel 11.2.

3.2.3 Darstellung unterschiedlicher methodischer Herangehensweisen zur Allokation von CO₂ in der LCA

Autoren/-innen: Sarah Deutz (LTT), Thomas Fröhlich (ifeu), Jürgen Gieglich (ifeu), Axel Liebich (ifeu), Cornelia Merz (ÖI), Andreas Schreiber (FZJ), Jürgen Sutter (ÖI), Petra Zapp (FZJ)

Wenn in einer Produktionsprozesskette mehrere Produkte hergestellt werden, stellt sich im Rahmen einer Ökobilanz die Frage, wie die gesamten Umweltwirkungen (Aufwendungen und Emissionen der Prozesse) auf die verschiedenen Produkte aufgeteilt werden. Wird in einem PtX-Prozess CO₂ verwendet, das in einem industriellen Prozess freigesetzt wurde (zum Beispiel Biogas-Anlage, Zementwerk, Kraftwerk, ...), dann sind diese PtX-Produktionsprozesse Teil einer Gesamt-Prozesskette, im Rahmen derer mehrere Produkte hergestellt werden, zum Beispiel Biomethan aus der Biogasanlage + PtX-Produkt oder Zement + PtX-Produkt bei Verwendung von CO₂ aus einem Zementwerk. Dies ist bei der Verwendung von CO₂, das aus der Atmosphäre abgeschieden wird, nicht der Fall.

Nach ISO 14040/14044 soll eine Allokation der Lasten möglichst vermieden werden, entweder durch Unterteilung in Unterprozesse (und dadurch möglicherweise klarere Verteilung der Umweltlasten) oder durch Systemraumerweiterung unter Einbeziehung der zusätzlichen Produkte oder Funktionen. Bei Carbon Capture and Utilization (CCU) führt eine weitergehende Unterteilung nicht zum Ziel, da der Prozessschritt der CO₂-Freisetzung derselbe ist, in dem das Hauptprodukt des Prozesses erzeugt

Indikator	Abkürzung	Einheit	Methodik
Lebenszyklusbezogene Treibhausgasemissionen	THG _{LCA}	CO ₂ -Äq.	ReCiPe (Versionen 2008/2016)
Kumulativer Energieaufwand	KEA	MJ	Nach VDI 4600
Partikelemissionen	PM	PM ₁₀ -Äq. / PM _{2,5} -Äq.	ReCiPe (Versionen 2008/2016)
Bildung von fotochemischem Ozon	POCP	NM VOC / NO _x	ReCiPe (Versionen 2008/2016)
Flächenbedarf	–	m ²	Inventarbasis
Ressourcenverbrauch, Metall	MDP	Cu-Äq. / Fe-Äq.	ReCiPe (Versionen 2008/2016)
Kritische Rohstoffe	–	kg	Inventarbasis, kritische Rohstoffe der EU
Wasserbedarf	–	l	Inventarbasis

Tabelle B.3: Übersicht der herangezogenen ökologischen Indikatoren.

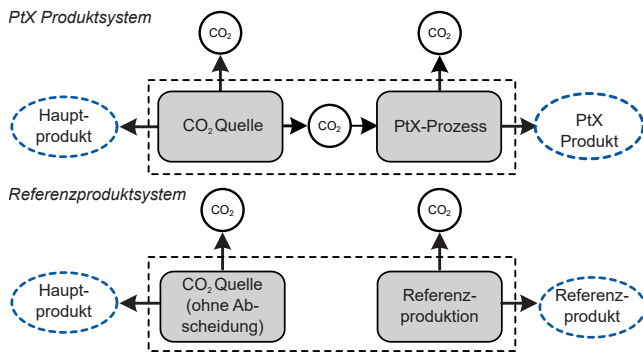


Abbildung B.4: Systemraumerweiterung durch gekoppelte Prozesse (oben) und mögliches Referenzsystem der ungekoppelten Prozesse (unten). Eigene Darstellung.

wird (zum Beispiel Wärme im Kraftwerk durch Verbrennung, Biogas = Mischung aus CH₄ und CO₂ durch Fermentation).

Bei einer Systemraumerweiterung werden die Umweltauswirkungen von mehreren Produkten gleichzeitig bestimmt. Auf PtX-Produktsysteme angewendet, führt die Systemraumerweiterung auf ein gekoppeltes System (**Abbildung B.4 oben**), das neben dem PtX-Prozess (mit Hauptprodukt PtX-Produkt) auch den industriellen Prozess enthält, der CO₂ liefert („CO₂-Quelle“) und ebenfalls ein Produkt bereitstellt („Hauptprodukt“). Die Systemraumerweiterung ermöglicht jedoch lediglich eine gemeinsame Auswertung des gesamten PtX-Produktsystems (Umweltwirkungen des Hauptproduktes der CO₂-Quelle und des PtX-Produktes), eine Ausweisung der Bilanzergebnisse bezüglich jedes einzelnen Produktes ist dann nicht möglich. Um zu entscheiden, ob das gekoppelte System geringere Umweltlasten mit sich bringt als das ungekoppelte System, wird ein Vergleich mit einem Referenzsystem durchgeführt, das dieselben Produkte bereitstellt (**Abbildung B.4 unten**). Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass auch ein erweitertes System immer nur einen (sehr kleinen) Ausschnitt des gesamten Produktionssystems darstellt und zwingend entsprechend der Fragestellung der LCA-Studie definiert werden muss. Eine gute und repräsentative Wahl des Vergleichssystems ist daher sehr wichtig. Im Zuge der fortschreitenden Dekarbonisierung der Industrie ist zum Beispiel zu berücksichtigen, welche CO₂ Quellen noch existieren und welche Prozesse als Referenz dienen sollten.

Im Folgenden sind verschiedene Methoden zur Berechnung von produktspezifischen Umweltwirkungen dargestellt. Die Auswahl dieser Methoden hängt von der Fragestellung der LCA-Studie ab. Die Autoren stellen unabhängig von der Fragestellung mögliche Bilanzierungsmethoden dar und diskutieren, welche Auswirkungen sich für das Hauptprodukt der CO₂-Quelle und des PtX-Produktes ergeben.

Wenn Aussagen über produktspezifische Umweltwirkungen für die PtX-Produkte einzeln ausgewiesen werden sollen, muss eine **Aufteilung (Allokation) der Lasten** auf die verschiedenen Produkte erfolgen. Dabei geht es neben der Aufteilung/ Allokation der Umweltwirkungen aus dem CO₂-lieferenden Prozess insbesondere um die Frage der Anrechnung des abgeschiedenen und somit an dieser Stelle nicht emittierten CO₂. Biogene CO₂-Quellen sollten den gleichen Allokationsregeln wie fossile CO₂-Quellen folgen, jedoch muss zusätzlich die CO₂-Aufnahme aus der Luft während des Pflanzenwachstums berücksichtigt werden.

In den folgenden Abschnitten werden vier Möglichkeiten vorgestellt, wie eine Aufteilung der Umweltwirkungen des CO₂-liefernden Industrieprozesses, der CO₂-Abscheidung und der CO₂-Emission am Lebensende auf das Hauptprodukt des Industrieprozesses und auf das PtX-Produkt erfolgen kann. Mögliche Auswirkungen bzgl. des Anreizes zur Emissionsminderung sollen nicht untersucht werden. Die berücksichtigten Ansätze sind:

- CO₂ aus Industrieprozessen wird üblicherweise in die Atmosphäre entlassen („Abfall zur Beseitigung“): Die Verwendung von CO₂ in einem PtX-Prozess wird als CO₂-Aufnahme angerechnet (–1 kg CO₂/kg CO₂), die sich mit der Emission am Lebensende rechnerisch aufhebt (100:0-Allokation).
- Die Verwendung von CO₂ aus Industrieprozessen wird als Recycling angesehen („Abfall zur Verwertung“): In Analogie zu Recyclingprozessen wird eine Aufteilung der Nutzen und Lasten gemeinsam genutzter Prozesse gleichmäßig auf beide Produktsysteme vorgenommen (50:50-Allokation).
- CO₂ wird als „Koppelprodukt“ des Industrieprozesses eingestuft: Die Emission des CO₂ am Lebensende wird dann vollständig dem PtX-Produkt zugeordnet, da hier das CO₂ tatsächlich emittiert wird (0:100). Zugleich nimmt CO₂ als Koppelprodukt sogar noch anteilig Umweltwirkungen des Industrieprozesses mit. Die Emissionen des Industrieprozesses vermindern sich entsprechend.
- CO₂ als „Koppelprodukt“ wird mit dem Substitutionsansatz behandelt: Basierend auf der zuvor beschriebenen Systemraumerweiterung werden von den Umweltwirkungen des gekoppelten Systems die Umweltwirkungen des Industrieprozesses ohne CO₂-Abscheidung abgezogen.

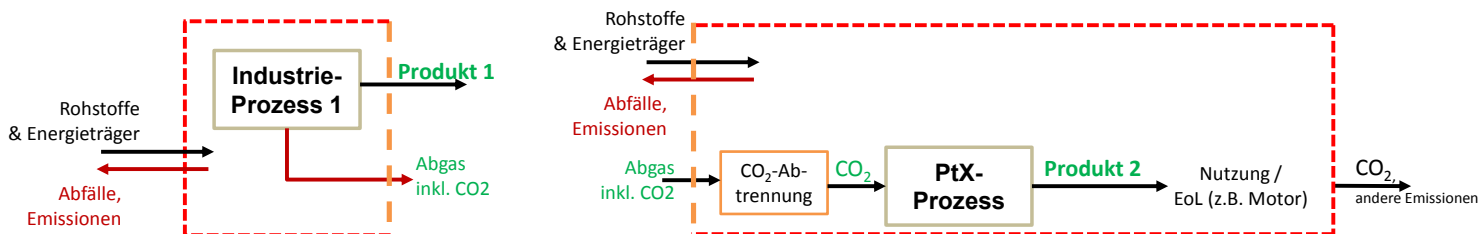


Abbildung B.5: CO₂ als Abfall im Abgasstrom von Prozess 1. Eigene Darstellung.

Die Wahl eines der drei Ansätze zur Allokation hängt stark vom Grad der Dekarbonisierung der Industrie ab, da die Menge an CO₂ im Markt und die Nachfrage nach CO₂ die Unterscheidung zwischen Abfall zur Beseitigung, Abfall zur Verwertung und Koppelprodukt beeinflussen. Mit fortschreitender Dekarbonisierung ist von einem Rückgang der verfügbaren CO₂-Mengen auszugehen. Auch bei der Systemraumerweiterung mit Substitution ist die Entwicklung der Industrie durch eine sorgfältige Wahl der Referenzprozesse zu berücksichtigen.

BILANZIERUNGSANSATZ BEI EINSTUFUNG VON CO₂ ALS „ABFALL ZUR BESEITIGUNG“

Derzeit besteht die gängige Entsorgungsmethode für CO₂ darin, es in die Atmosphäre zu entlassen. In der Sprache der Abfallwirtschaft ist somit CO₂ ein „Abfall zur Beseitigung“, der in der Atmosphäre „deponiert“ wird. Will ein Betreiber einer PtX-Anlage dieses CO₂ nutzen, so ist dies als Weiternutzung eines Abfalls einzuordnen. Dadurch ergeben sich zwei wesentliche Konsequenzen (Abbildung B.5):

1. Dem Produkt 1 aus dem Industrieprozess werden die vollständigen Umweltwirkungen des Industrieprozesses (direkte Emissionen aus dem Prozess, Vorketten sowie die Emission des CO₂ am Ende des PtX-Prozesses) zugeordnet. Die CO₂-Emission aus der Verbrennung des PtX-Produktes am Lebensende wird nicht dem PtX-Produkt zugeordnet, sondern dem Hauptprodukt aus dem Industrieprozess.

2. Die Aufwendungen für die CO₂-Abscheidung werden dem PtX-Prozess zugeordnet (außer in dem Fall, dass die CO₂-Abtrennung bereits nötig ist, um ein vermarktbare Produkt 1 zu erhalten, z. B. Ethylenoxidherstellung, Aufbereitung von Biogas zu Biomethan), da der Nutzer des CO₂ von der hohen CO₂-Konzentration im Abgas profitiert und der Industrieprozess diesen Aufwand nicht betreiben müsste, wenn das CO₂ in die Atmosphäre emittiert würde. Dieser Ansatz wird auch in der revidierten Erneuerbare Energien Richtlinie (RED II, Directive (EU) 2018/2001) verfolgt.

BILANZIERUNGSANSATZ BEI EINSTUFUNG VON CO₂ ALS „ABFALL ZUR VERWERTUNG“

In einer zukünftigen, weitgehend dekarbonisierten Welt in der einerseits deutlich weniger Industrieprozesse konzentriertes CO₂ liefern können und in der andererseits auch schon PtX-Prozesse eine gängige Methode zur Umwandlung von CO₂ darstellen, kann von einem etablierten CO₂-Recycling-System ausgegangen werden, in dem CO₂ als „Abfall zur Verwertung“ behandelt wird.³ Sowohl die Lasten als auch die Nutzen gemeinsam benutzter vor- und nachgelagerter Prozesse werden dann zwischen beiden Produktsystemen aufgeteilt, weil das rezyklierte Material einen Nutzen in zwei Produktsystemen stiftet (hier: Reduktion der Emission im ersten System und Bereitstellung des Kohlenstoffbausteins im zweiten System). Eine in der Abfallwirtschaft etablierte, weil faire und praktikable Aufteilung der Nutzen und Lasten, ist eine gleichmäßige Verteilung auf beide Systeme: **50:50-Allokation**.⁴

3 open-loop Recycling (zum Beispiel PtX-Kraftstoffe) oder auch closed-loop Recycling (zum Beispiel PtX-Kunststoffe + Verbrennung in Müllverbrennungsanlage mit CO₂-Abscheidung)

4 “The approach — chosen for the EC Environmental Footprint methods — is a slightly adapted version of the BPX 50/50 approach and was found appropriate based on all three criteria, although its shortcoming by not considering the number of recycling cycles and the practicality issues related to the assessment of the reduced virgin resources (in the subsequent product) due to recycling at EoL were recognised. This approach distributes the environmental impact of the virgin production, recycling processes and disposal amongst the different products of the cascade system.” (Allacker u.a. 2017)

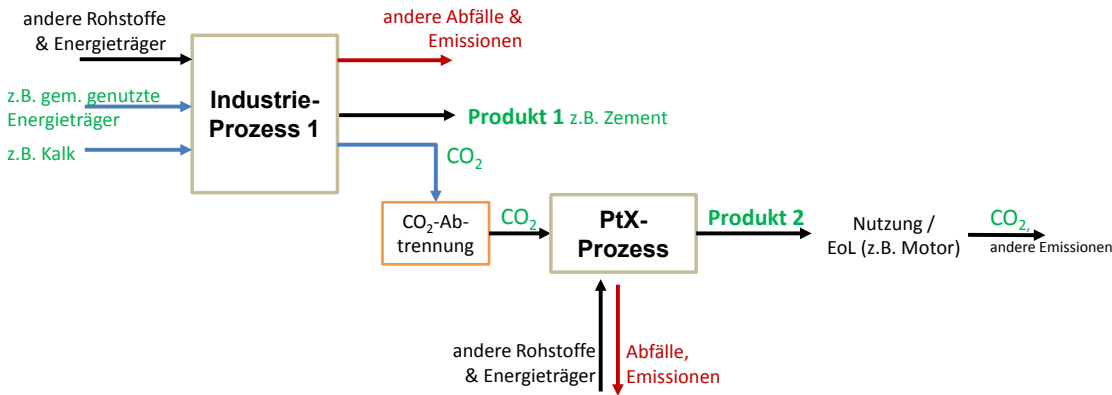


Abbildung B.6: Verwertung von CO₂ im Open-Loop-Recycling. Quelle: Öko-Institut. Eigene Darstellung.

Die Schwierigkeit bei diesem Ansatz ist, dass für die Bilanzierung unterschieden werden muss zwischen Prozessen, die nur dem ersten System dienen, Prozessen, die nur dem zweiten System dienen und Prozessen, die beiden Systemen gleichermaßen dienen. Nur letztere sind gleichmäßig zwischen beiden Systemen aufzuteilen. So müssten beispielsweise auch die Umweltwirkungen der in den Industrieprozess eingehenden Rohstoffströme aufgeteilt werden, die von beiden Produkten durch die Kopplung genutzt werden, also zum Beispiel die gemeinsam genutzten Energieträger und der Kalkstein (Abbildung B.6). Ebenso wird auch die CO₂-Emission am Lebensende des PtX-Produktes zwischen beiden Produkten aufgeteilt. Dadurch reduziert sich die Umweltlast des Produktes aus Prozess 1, jedoch erhöht sich die Last für das PtX-Produkt gegenüber dem zuvor behandelten Fall. Wie im vorherigen Fall ist die CO₂-Abscheidung aus physikalischer Sicht nur für den PtX-Prozess notwendig, und deshalb sind die damit verbundenen Aufwendungen vollständig dem PtX-Produkt zuzuordnen.

BILANZIERUNGSANSATZ BEI EINSTUFUNG VON „CO₂ ALS KOPPELPRODUKT“

Wenn im Laufe der Dekarbonisierung die CO₂-Emissionen insbesondere durch den Verzicht auf die Nutzung fossiler Energieträger sehr stark zurückgehen, dann wird deutlich weniger CO₂ aus Industrieanlagen zur Verfügung stehen. Falls eine Situation entsteht, in der konzentriertes CO₂ als ein vollwertiges Koppelprodukt angesehen werden kann (zum Beispiel weil CO₂ ein wichtiger Rohstoff für eine Kohlenstoff-basierte chemische Industrie ist), werden die verbleibenden CO₂-liefernden Prozesse zu Multi-Output-Prozessen, deren Lasten auf das ursprüngliche

Produkt und das nachgefragte CO₂ aufgeteilt werden müssen (Abbildung B.7). Die Emission des abgeschiedenen CO₂ wird dann dort berücksichtigt, wo sie tatsächlich entsteht, das heißt im Falle von bei PtX-Kraftstoffen bei der Verbrennung im Fahrzeug. Zusätzlich werden die Umweltwirkungen des Industrieprozesses (inklusive der Umweltwirkungen der dafür eingesetzten Rohstoffe und Energieträger) auf seine Koppelprodukte alloziert. Dies kann zum Beispiel nach physikalischen Gesetzmäßigkeiten (zum Beispiel Masse oder Stoffmenge⁵) oder nach ökonomischem Wert erfolgen. Damit bekommt das CO₂ eine Teillast aus dem Industrieprozess angerechnet.

Für den Fall, dass das CO₂ aus dem Industrieprozess im Regelfall einer permanenten Deponierung (CCS oder Mineralisierung) zugeführt wird und dann aus diesem Abfallstrom ein Teil zur Weiternutzung in einem PtX-Produkt abgezweigt wird, so muss die CO₂-Emission am Lebensende vollständig dem PtX-Produkt zugeordnet werden, da durch die Weiternutzung eine dauer-

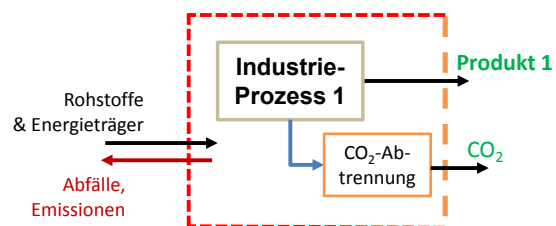


Abbildung B.7: Einstufung von CO₂ als „Koppelprodukt“; Industrieprozess als „Multi-output-Prozess“. Eigene Darstellung.

⁵ Eine weitere oft verwendete physikalische Größe ist der untere Heizwert der Produkte, der im Fall von CO₂ jedoch null ist und sich deshalb nicht als Allokationsfaktor eignet.

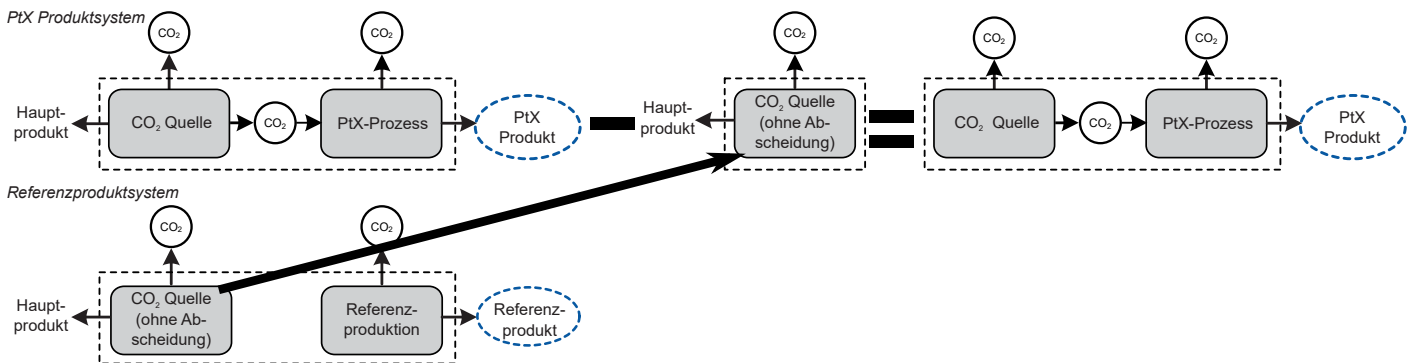


Abbildung B.8: Substitution (CO₂ als Produkt). Eigene Darstellung in Anlehnung an (Zimmerman u.a. 2018).

hafte Speicherung verhindert wird. Alle Aufwendungen für die Abscheidung von CO₂ sowie Umweltwirkungen aus dem Industrieprozess selbst oder aus vorgelagerten Prozessen verbleiben beim Hauptprodukt, da CO₂ in diesem Fall einen Abfall zur Beseitigung darstellt.

Die Wahl der Allokationsmethodik sollte in jedem Fall transparent dargestellt und begründet werden. Ihr Einfluss auf das Ergebnis sollte über Sensitivitätsanalysen aufgezeigt werden. Außerdem muss sichergestellt sein, dass die Summe aller CO₂-Emissionen in der Gesamtbetrachtung voll berücksichtigt bleibt und nicht durch die Anwendung der Allokationsmethodik für die Summe der beiden Teilsysteme rein rechnerisch verschwindet.

SYSTEMRAUMERWEITERUNG UND SUBSTITUTION

Bei der Substitution wird angenommen, dass die gemeinsame Produktion eines Koppelproduktes die Produktion an einer anderen Stelle vermeidet. Entsprechend werden bei der Substitution die vermiedenen Umweltauswirkungen, die mit der Produktion an anderer Stelle verbunden sind, der gemeinsamen Produktion angerechnet. Es entsteht ein hypothetischer Prozess, welcher nur noch ein Produkt produziert und die Umweltauswirkungen der gemeinsamen Produktion abzüglich der vermiedenen Umweltauswirkungen (Produktion an anderer Stelle) besitzt.

Im vorliegenden Fall wird ein Industrieprozess, der ein Hauptprodukt bereitstellt und CO₂ freisetzt, gekoppelt mit einem PtX-Prozess, der dieses CO₂ aufnimmt und ein PtX-Produkt bereitstellt. Bei Anwendung der Substitutionsmethode auf diesen Fall wird angenommen, dass durch die Koppelung der

Industrieprozess ohne CO₂-Abscheidung vermieden wird. Wie in **Abbildung B.8** dargestellt, werden die Umweltwirkungen des Industrieprozesses ohne Koppelung (das heißt ohne CO₂-Abscheidung) von den Umweltwirkungen des Industrieprozesses mit CO₂-Abscheidung abgezogen. Diese Differenz entspricht genau der abgeschiedenen Menge an CO₂ (–1 kg CO₂-Äq. pro kg Rohstoff CO₂) sowie aller mit der CO₂-Abscheidung verbundenen Umweltauswirkungen. Bei der Substitution werden dem Rohstoff CO₂ daher immer negative Treibhausgasemissionen zugewiesen solange die mit der Abscheidung verbundenen Treibhausgasemissionen geringer sind als die Emissionsminderung. Im Gegensatz zu den zuvor beschriebenen Fällen der Allokation wird die CO₂-Emission am Lebensende des PtX-Produktes immer dem PtX-Produkt zugeordnet und kann mit der angerechneten CO₂-Aufnahme verrechnet werden.

Die Annahme, dass die Herstellung des Hauptproduktes ohne CO₂-Abscheidung vermieden wird, ist nur solange gültig wie unerschlossene CO₂-Quellen zur Verfügung stehen. In der Zukunft wird es immer weniger unerschlossene CO₂-Quellen geben, insbesondere, wenn eine Speicherung unter Tage Carbon Capture and Storage (CCS) angewendet wird. Falls CO₂, welches für die permanente Deponierung (CCS oder Mineralisierung) vorgesehen ist, verwendet wird, wäre die vermiedene Produktion eine Produktionsanlage mit CCS. Dadurch würde eine Nutzung dieses CO₂ eine dauerhafte Deponierung verhindern und somit nicht mit einer Emissionsminderung verbunden sein. Dann wäre, wie schon zuvor beschrieben, die Umweltlast des Rohstoffes CO₂ null, die Emission von CO₂ am Lebensende muss jedoch wie oben beschrieben berücksichtigt werden.

Durch die verschiedenen Methoden zur Berechnung von produktspezifischen Umweltwirkungen werden dem PtX-Produkt und dem Hauptprodukt der CO₂-Quelle unterschiedliche Umweltwirkungen zugeteilt. Wird CO₂ gemäß RED II eingeordnet („Abfall zur Beseitigung“/„Bilanzierung als Koppelprodukt Substitutionsansatz“) wird dem PtX-Produkt eine Emissionsminderung zugewiesen und entsprechend ist es wahrscheinlicher, dass das PtX-Produkt gegenüber den konventionellen Produkten geringere Treibhausgasemissionen hat. Wird CO₂ hingegen als Koppelprodukt eingestuft und erfolgt eine Verteilung der Umweltwirkungen durch eine Allokation, ist es nach dieser Bilanzierung unwahrscheinlich, dass das PtX-Produkt gegenüber den konventionellen Produkten niedrigere Treibhausgasemissionen hat. Dadurch können die Ergebnisse und Schlussfolgerung von LCA-Studien abweichen.

3.3 Übersicht der Grundlagen der ökonomischen Bewertung

Autoren/-innen: Hanna Dura (DEC), Andreas Patyk (ITAS), Dominik Poncette (ITAS), Moritz Raab (DLR), Ömer Yildirim (tk IS)

Für die ökonomische Analyse der P2X-Technologien wurden die Produktentstehungskosten berechnet. Die gewählte Vorgehensweise ist gut geeignet Anlagen und Prozessketten mit verschiedenen Kostenstrukturen zu vergleichen. Sie ist jedoch nicht geeignet, die Wirtschaftlichkeit der analysierten Prozesse zu bewerten, da mögliche Einnahmen nicht betrachtet werden (Zapf 2017). Weitere detaillierte methodische Grundlagen sind in Kapitel 9.2 der ersten Version der Roadmap (Ausfelder; Dura 2018) beschrieben. Die Methodik orientiert sich an jener, die von Peters, Timmerhaus und West in (Peters; Timmerhaus; West 2003) beschrieben wird.

Die ökonomische Analyse erfolgte an zwei unterschiedlichen Institutionen mit unterschiedlichen Tools, welche jedoch auf der gleichen Methodik basieren. Die Prozessketten für FT-Diesel, beide LNG-Prozessvarianten, STF-Ottokraftstoff und OME sowie die Bereitstellung von Butanol wurde tabellenkalkulatorisch berechnet. Für die übrigen Kraftstoffe, den Transport mittels LOHC sowie die Bereitstellung von H₂ und Synthesegas über die PEM- und HT-Co-Elektrolyse wurde das Tool Techno-Economic Process Evaluation Tool (TEPET) des DLR angewendet. Das Software-Tool TEPET ist ein Excel-VBA basiertes Berechnungswerkzeug, welches am DLR in den letzten Jahren entwickelt und stetig fortgeschrieben wird. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik ist in (Albrecht u. a. 2017) zu finden.

Die Gestehungskosten, auch Net Production Costs (NPC) genannt, setzen sich aus den Investitionskosten (CAPEX) sowie den Betriebskosten (OPEX) zusammen. Daten zur Ermittlung dieser Werte entstammen Prozesssimulationen in ASPEN Plus (TEPET), Angaben von technischen Partnern, Literaturangaben oder eigenen Abschätzungen.

Die Investitionskosten basieren je nach Datenverfügbarkeit auf Vergleichsanlagen, die mit Degressionsexponenten kapazitätsbezogen skaliert werden oder auf spezifischen Größen von Apparaten und Maschinen, beispielsweise der erforderlichen Fläche eines Wärmetauschers. Für die Ermittlung der operativen Kosten werden die erhobenen Daten mit den Stoffströmen der Prozesssimulation verknüpft. Die nötigen Daten wurden aus öffentlich verfügbaren Informationen, sowie innerhalb des Projektes erhoben und die Kosten für Edukte und Produkte gemeinsam abgestimmt. In TEPET erfolgt dieser Schritt automatisiert, wodurch die technische und die ökonomische Analyse simultan erfolgen.

Für alle Prozessketten wurden die gleichen Annahmen und Parameter berücksichtigt hinsichtlich Betriebsstunden, Kosten für Betriebsstoffe, Energiepreise, Infrastruktur, Abschreibung, Zinssätze etc., die im technischen Anhang detailliert zur Verfügung stehen. Tabelle B.1 (Kapitel 3.1.2) zeigt die zugrunde gelegten Betriebsstunden der Anlagen für die unterschiedlichen Energieszenarien und Betriebsarten.

Energiepreise wurden auch für die Extrapolation für die Jahre 2030 und 2050 konstant gehalten – dies gilt sowohl für die PtX-Prozessketten, als auch für den Vergleich mit den fossilen Referenzen. Preise von Energieträgern unterliegen in der Regel einer höheren Volatilität. Aus diesem Grund erhebt das statistische Bundesamt unterschiedliche Inflationsraten, mit und ohne Teuerungsraten der Energieträger. Eine Prognose der Entwicklung dieser hoch volatilen Parameter lag außerhalb des Rahmens der vorliegenden Studie, sodass in erster Näherung konstante Energiepreise angenommen wurden. Die Auswirkungen sich ändernder Strompreise auf die Gestehungskosten der PtX-Produkte werden jedoch in einer Sensitivitätsanalyse untersucht.

Für eine bessere Vergleichbarkeit werden die Gestehungskosten nicht auf Volumen- oder Massebasis angegeben, sondern pro 100 km. Die zugrunde gelegten Kraftstoffverbräuche entsprechen den gleichen Annahmen wie für die LCA und sind in Tabelle B.2 (Kapitel 3.2.1) zusammengestellt.

Die spezifischen Gestehungskosten von Kraftstoffen oder Chemierprodukten wurden auf dem Level 3–4 der AACE (American Association of Cost Engineers) ermittelt. Dieses Level wird mit einer Schätzgenauigkeit von $\pm 30\%$ angegeben und ist dem Vertrauensintervall des Basic Engineerings zuzuordnen. Zusätzlich wurden Sensitivitätsanalysen hinsichtlich der Strom- und CO₂-Kosten durchgeführt.

3.4 Übersicht der Grundlagen zur sozialen Akzeptanz

Autor: Jan Hildebrand (IZES)

3.4.1 Zielsetzung

Power-to-X-Technologien können im Transformationsprozess der Energiewende einen wichtigen Baustein darstellen. Damit die erforschten Pfade nicht nur technisch machbar sind, sondern auch gesellschaftlich akzeptabel, sollten bereits bei der Technologieentwicklung die gesellschaftliche Einbettung mitgedacht und entstehende Bedarfe ebenso wie mögliche Sensitivitäten berücksichtigt werden. Eine besondere Herausforderung dabei ist, dass sich viele Power-to-X-Technologien in einem frühen Entwicklungsstadium befinden, was eine sichere Bewertung beziehungsweise robuste Einschätzung zum jetzigen Zeitpunkt erschwert. Zudem existiert in der Öffentlichkeit bisher lediglich ein geringfügiges Bewusstsein und Wissen über diese Technologien, dementsprechend handelt es sich bei der Abwägung und Bewertung vor allem um Diskurse in Expertenkreisen. Auf der anderen Seite eröffnet dieses frühe Entwicklungsstadium Gestaltungsspielräume und bietet dahingehend die Chance, die gesellschaftlichen Belange proaktiv in den Entwicklungsprozess einzubeziehen. Hierfür steigt gerade im Expertendiskurs die Bedeutung des interdisziplinären Dialogs und Austausches, um möglichst frühzeitig unterschiedliche Betrachtungen und Bewertungskategorien zu integrieren.

Die entwickelte Akzeptanzmatrix kann in diesem Sinne als Instrument dienen, die akzeptanzrelevanten Faktoren in der Technologieentwicklung zu integrieren, frühzeitig akzeptanzrelevante Bereiche zu identifizieren und unterstützt auf diese Weise die Entwicklung von ganzheitlichen Handlungsoptionen sowie deren Kommunikation in die Gesellschaft. Mit diesem Ansatz ist sie anschlussfähig an die systemische Energieforschung, welche die gesellschaftliche Akzeptanz als ein elementares Kriterium definiert (Viebahn; Kobiela; u. a. 2018).

3.4.2 Konzeption der Akzeptanzmatrix

Power-to-X-Technologien stellen für die prospektive Akzeptanzforschung eine Herausforderung dar, da sie sich bisher meist auf einem niedrigen technologischen Entwicklungsstand befinden, insgesamt noch eine geringe Verbreitung aufweisen und folglich konkrete Akzeptanzforschungsergebnisse zu diesem Gegenstandsbereich kaum vorliegen.

Demzufolge beruht der Ansatz auf einem Transfer von Erkenntnissen von bereits beforschten Energieinfrastrukturen als Referenztechnologien, hier lassen sich für die Auswahl der verwendeten Kategorien zur Akzeptanzbewertung sachlich begründbare Ableitungen treffen. Die Grundlage der empirischen Resultate aus der Akzeptanzforschung zu anderen (Energie-) Infrastrukturen lassen eine theoriekonforme und konzeptuell plausible Übertragung auf das Akzeptanzobjekt „Power-to-X-Technologien“ zu. Das Spektrum der Infrastrukturen, für deren Akzeptanzbewertung vergleichbare Akzeptanzkriterien wie für Power-to-X-Technologien (Kategorien) als relevant zu erachten sind, ist in der folgenden Aufzählung dargestellt:

- **Energieerzeugungsanlagen** wie Windkraftanlagen/ Windparks, Photovoltaikanlagen (v. a. größere Freiflächen-PV-Anlagen), Bioenergieanlagen, Wasserkraftwerke, Geothermieanlagen, aber auch fossile (Kohle- und Gaskraftwerke) und atomare Anlagen (AKWs)
- **Energiespeicheranlagen:** Pumpspeicherkraftwerke
- **Infrastrukturen zum Transport:** größere Pipelines zum Transport von Flüssigkeiten und Gasen, Stromleitungen im Übertragungs- und Verteilungsnetz
- **Anlagen der chemischen Industrie,** wie zum Beispiel Raffinerien, Hüttenwerke, Zementwerke etc.
- **Abfallentsorgungs- und -aufbereitungsanlagen** (Müllverbrennungsanlagen, Müllsortieranlagen, Kompostwerke, Kläranlagen)
- **Anlagen zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS)**

Nachfolgend sind für jede der in der Power-to-X-Akzeptanzmatrix enthaltenen Kategorien (teilweise auch für die Unterkategorien/Subskalen auf der darunterliegenden Ebene) Forschungsergebnisse aus Literaturquellen und Beispielstudien

zu einer oder mehreren der oben genannten vergleichbaren Infrastrukturen zusammengestellt, die die Bedeutung der jeweiligen Kategorie als akzeptanzrelevanten Faktor verdeutlichen.

ZUVERLÄSSIGKEIT/ROBUSTHEIT

In einer hochtechnisierten und komplexen Gesellschaft kommt der Zuverlässigkeit und Störfallresistenz beziehungsweise -resilienz einer Reihe von Technologien und Infrastrukturen eine große Bedeutung zu. Beispielsweise wird in den Debatten um den Ausbau erneuerbarer Energien und des Stromnetzes häufig auf das Erfordernis der Aufrechterhaltung einer sicheren, verlässlichen Stromversorgung verwiesen (Grünwald 2015). Die wechselhafteren und weniger gut vorausseh- beziehungsweise steuerbaren Stromeinspeisungen von erneuerbaren Erzeugungsanlagen stellen wachsende Anforderungen an die Stabilität des Stromsystems. Unter anderem sollen digitale IK-Technologien dazu beitragen, die Verlässlichkeit der Stromversorgung zu gewährleisten, beispielsweise indem sie helfen, zeitlich variierende Verhältnisse zwischen Stromangebot und -nachfrage an unterschiedlichen Lokalitäten im Stromnetz zu koordinieren und aufeinander abzustimmen („Smart Grid“, „Smart Meter“ etc., vergleiche zum Beispiel (Hirschl u.a. 2018)).

RISIKOBEWERTUNG

Die Bewertung von Risiken, also der Wahrscheinlichkeit, dass man Gefahren ausgesetzt sein könnte, die von einer Technologie oder einer Anlage ausgehen, stellt einen bedeutenden Akzeptanzfaktor bei vielen Infrastruktureinrichtungen dar. Die individuelle Risikowahrnehmung und -bewertung basiert dabei häufig auf subjektiven Einschätzungen (oft verbunden mit emotionalen Bewertungsanteilen) und orientiert sich nicht nur an objektiv belegbaren Fakten und rein rationalen Argumenten (zum Beispiel (Renn 2013)). Im Allgemeinen werden Risiken als umso größer eingeschätzt, je unbekannter die Gefahrenquelle ist, was dazu führt, dass gerade neue Technologien besonders skeptisch betrachtet werden. Risikomanagement und Risikowahrnehmung spielen daher vor allem bei den ersten/frühen Anwendungen von Technologien eine wichtige Rolle, denn sie stellen Präzedenzfälle dar und prägen das öffentliche Bild der Technologie (Heiskanen u.a. 2008). Generell bietet sich eine Unterscheidung zwischen folgenden beiden Risiko-Typen an:

Risiko-Typ A: Unfall-/Störfallrisiken: Intensiv diskutiert werden von einer Technologie ausgehende Risiken für Gesundheit und Leben von Menschen beispielsweise im Zusammenhang

mit der Atomkraftnutzung (zum Beispiel (Kim; Kim; Kim 2013; Visschers; Siegrist 2013)); die Auswirkungen eines ersten Störfalls können hier besonders drastisch sein (eher kleine Eintrittswahrscheinlichkeit, aber extrem hohes Schadensausmaß).

Risiko-Typ B: Risiken im Normalbetrieb: Während bei der Atomkraft in erster Linie (wenn auch nicht ausschließlich) katastrophen- oder unfallartige Ereignisse die gefahrbringenden Objekte von Sorgen und Befürchtungen darstellen („Atom-GAU“), können die (mutmaßlichen oder tatsächlichen) Risiken auch mit dem Normalbetrieb von Anlagen verbunden sein (schleichende Gefahren). Sorgen der Bevölkerung wegen eventueller Gesundheitsgefahren (elektromagnetische Felder etc.), die von Stromleitungen, Umspannstationen und ähnlichen Anlagen ausgehen könnten, sind hierfür ein Beispiel; sie stehen immer wieder im Zentrum von Protesten gegen den Ausbau des Stromnetzes (zum Beispiel (Grünwald 2015)).

RAUMWIRKSAMKEIT

Die Bedeutung des Faktors Raumwirksamkeit für die Akzeptanzbildung ist insbesondere in zahlreichen Untersuchungen zu Windkraftanlagen (WKA) aufgezeigt worden.

Bezüglich der Subskala Landschaftsbild/-ästhetik zeigen Studien zur Windkraft, dass eine Verminderung der freien Sichtfenster und Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes häufig genannte negative und die Akzeptanz mindernde Auswirkungen von WKA darstellen (zum Beispiel Review von (Cohen; Reichl; Schmidthaler 2014). Eine vergleichbare Problematik ist auch im Zusammenhang mit dem Bau von (Überland-)Stromleitungen festzustellen (zum Beispiel (Cotton; Devine-Wright 2013).

Raumwirksame Effekte im Sinne der Subskala Flächenverbrauch haben hohe Relevanz für die Akzeptanz von großen PV-Freiflächenanlagen oder auch zum Beispiel Biogasanlagen (zum Beispiel (Bosch; Peyke 2011), wobei in diesem Fall weniger die Anlagen (Fermenter) selbst, sondern die benötigten Anbauflächen für das Substrat (Bsp. Mais, Raps) kritisch betrachtet werden (vergleiche Matrix-Subskala Flächenkonkurrenz).

Es empfiehlt sich, zwischen den Wirkungen einer funktionalen und einer ästhetischen Entwertung von Flächen beziehungsweise Landschaften zu unterscheiden. Bei der sogenannten Agrophotovoltaik etwa bleiben die Ackerflächen unter/zwischen den PV-Paneeelen weiterhin für den Anbau von Feldfrüchten nutzbar (keine/kaum funktionale Entwertung), jedoch prägen die PV-Anlagen dennoch das Landschaftsbild und stellen somit

in den Augen mancher Menschen einen ästhetischen Störfaktor dar (vergleiche (Rösch 2016)).

UMWELTWIRKUNGEN

Bei einer umfassenden Betrachtung der Umweltwirkungen von Technologien sind ökologische Folgen auf mehreren Wirkungsebenen zu berücksichtigen.

Wirkungsebenen von Umwelteffekten: Umweltschädliche Effekte können zum Beispiel in Form von lokal wirksamen Schadstoff-freisetzungen am Ort produktionstechnischer Anlagen entstehen (beispielsweise NO_x, SO_x, Feinstaub), es können bei Produktion und Verwendung von Stoffen Emissionen entstehen, deren Folgen sich überregional (bis hin zu global) auswirken (beispielsweise Treibhausgase). Außerdem kann es zu Umweltfolgen bei vorgelagerten Prozessschritten kommen, etwa beim Abbau von benötigten Rohstoffen, und schließlich sind ökologisch kritische Effekte beim Umgang mit anfallenden Abfällen und bei der Entsorgung von Produkten/Anlagen am Ende der Nutzungsdauer möglich. Jede dieser Arten von Umweltwirkungen kann für die Technologie-Akzeptanz von großer Bedeutung sein, zum Teil differiert sie je nach betrachteter Akteursgruppe (zum Beispiel Endprodukt-Nutzer, Produktionsstätten-Anwohner etc.).

Beispiel lokale Umweltwirkungen bei WKA und Stromtrassen: Die große Bedeutung von Umweltwirkungen als Akzeptanzfaktor konnte durch zahlreiche Studien beispielsweise für das Akzeptanzobjekt Windkraftanlagen belegt werden. Konkrete Kritikpunkte betreffen v.a. lokale Umweltfolgen wie die Geräuschentwicklung und Auswirkungen auf Ökosysteme (Cohen; Reichl; Schmidthaler 2014). Intensiv diskutiert werden speziell Konflikte mit dem Artenschutz von Vögeln und Fledermäusen (vergleiche (Backes 2018)), da diese Tiere durch WKA unter anderem in ihrer Habitatwahl eingeschränkt oder durch Rotorschlag zu Tode kommen können.

Der Eintrag umweltschädlicher Stoffe in angrenzende Ökosysteme bei Eintreten von Leckagen oder anderen Störfällen ist eine Befürchtung, die bei der Akzeptanz diverser Anlagentypen (Chemieanlagen, Anlagen aus dem Bereich Abfallentsorgung/-aufbereitung, Biogasanlagen etc.) eine Rolle spielt (Hellbrück; Kals 2012).

Umfassende Umwelt-/Nachhaltigkeitsbewertung im Sinne einer LCA-Ökobilanz: Fragen der Gesamt-Ökobilanz, die nicht nur den Betriebszeitraum, sondern auch die Vor- und Nachnutzungsphase berücksichtigt, führen zum Beispiel bei der Bewertung

von Batterie-elektrischen Kraftfahrzeugen mitunter zu Zweifeln bezüglich ihrer ökologischen Vorteile gegenüber Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren (zum Beispiel (Peters u. a. 2012); (UBA 2018)). Insbesondere Umweltbelastungen in den Abbau-ländern von Rohstoffen, welche für den elektrischen Antriebsstrang in teils größeren Mengen erforderlich sind (zum Beispiel Lithium für die Batterien), werden dabei häufig thematisiert (Lauerer 2016; Emcke; Uchatius 2010). Möglichkeiten einer umweltfreundlichen Entsorgung und/oder des Recyclings sollten bei neuen Technologien bereits frühzeitig erörtert beziehungsweise geschaffen werden, um diesbezügliche Probleme, die evtl. erst zeitverzögert stärker ins allgemeine Bewusstsein treten und dann akzeptanzmindernd wirken können, zu vermeiden.

KOSTEN/NUTZEN (WAHrgENOMMENE VERTEILUNGSGERECHTIGKEIT)

Die Fragen, wer den Nutzen einer Implementierung von Power-to-X-Technologien hat und davon profitiert und wer die Kosten und (möglicherweise negativen) Auswirkungen trägt, sind ebenfalls von großer Bedeutung für die Akzeptanzbildung. Eng verbunden mit subjektiven Kosten-Nutzen-Abwägungen (nicht nur im rein monetären Sinne) ist das Bedürfnis nach Verteilungsgerechtigkeit. So wurde beispielsweise festgestellt, dass Verteilungsgerechtigkeit ein signifikanter Prädiktor der Akzeptanz in Bezug auf erneuerbare Energien ist (Hildebrand; Rau; Schweizer-Ries 2012). Die Verteilung von Kosten und Nutzen kann auf unterschiedlichen Ebenen betrachtet werden und Gegenstand von Konflikten sein.

Kosten/Nutzen und regionale Verteilungsgerechtigkeit: Die regionale Verteilung von Kosten und Nutzen stellt nicht selten einen kritischen Punkt dar. Der Trend zu einer mehr dezentralen Energieversorgung kann zwar eine Stärkung der regionalen Daseinsvorsorge und Wertschöpfung bedeuten, aber nicht immer ist damit tatsächlich eine Dezentralität des daraus erwachsenden (ökonomischen) Nutzens verbunden. Wenn von einer Kommune zum Beispiel nur die Flächen für EE-Anlagen bereitgestellt werden, die Investitionsentscheidungen und -erträge jedoch in Händen externer Akteure liegen, ergeben sich vor Ort u. U. vor allem Kosten, während die Nutzeneffekte abfließen und außerhalb der Kommune entstehen (zum Beispiel (Gailing; Röhring 2015)).

Kosten/Nutzen und Marktpositionen von Wirtschaftsakteuren: Der sukzessive Komplett-Ausstieg aus der Atomkraft und der Kohleverstromung wird an vielen Stellen mit Umverteilungen von Kosten und Nutzen einhergehen. Die Einführung und

Verbreitung neuer Technologien (disruptive Innovationen) kann in ganzen Industriebranchen zu tiefgreifenden Neuordnungsprozessen und Verwerfungen führen (zum Beispiel (Dowling; Hüsig 2007)). Ein Beispiel sind die Veränderungen in der Energieversorgungsbranche, in der mit dem Ausstieg aus der Kernkraftnutzung und dem fortschreitenden Umstieg auf erneuerbare Energien die Marktposition und zeitweise auch die ökonomische Stabilität der wenigen großen Versorger ins Wanken geriet (Kwasniewski 2015; Balsler 2015). Etwas Ähnliches könnten bestehenden Strukturen der Automobilbranche bevorstehen, wenn es ihnen nicht gelingt, sich in einem Markt, der zunehmend von neuen Antriebstechnologien (Elektromobilität etc.) und Mobilitätskonzepten (Car Sharing etc.) geprägt sein wird, prominent zu positionieren (zum Beispiel (Schneider; Grösser 2013)). Disruptive Technologieinnovationen haben somit das Potenzial, erhebliche positive wie auch negative Beschäftigungseffekte in Branchen zu bewirken und die Akteurszusammensetzung und -positionierung in Märkten zu verändern und dies über nationale Grenzen hinaus.

PASSUNG INS ENERGIESYSTEM

Das zuvor bereits erwähnte Ziel der Aufrechterhaltung eines stabilen Strom- beziehungsweise Energiesystems mit zuverlässiger Versorgungssicherheit ist einer der Gründe, die den Aspekt der Passung beziehungsweise Integrationsfähigkeit bei allen neuen energiebezogenen Technologien zu einem hoch relevanten Kriterium machen (zum Beispiel (Henning u. a. 2015)). Neben der Stabilität und Sicherheit geht es bei der systemischen Passung u. a. auch um Fragen der technischen Kompatibilität, der Flexibilität, der Sektorkopplung und der Ermöglichung von neuen IKT- beziehungsweise Digitalisierungstechnologien/-anwendungen (Bsp. Smart Grids).

Ebene Zentralität/Dezentralität: Eine Schlüsselfrage bei der Gestaltung des Energiesystems betrifft dessen weiterhin eher zentrale oder zukünftig eher dezentrale Ausrichtung. Dabei sind technische, ökonomische und noch weitere Perspektiven zu berücksichtigen (Canzler, u. a. 2016), woraus sich im Übrigen wiederum enge Bezüge zu Fragen der Verteilung von Kosten und Nutzen, und damit der Gerechtigkeit, ergeben. Der Ausbau dezentraler Energieinfrastrukturen kann einerseits sowohl regionale als auch gesamtsystemische Vorteile mit sich bringen, wie etwa eine gesteigerte regionale Energieautonomie, und Resilienz (Wiegand 2017). Andererseits kann sich durch sie aber auch der Kreis derer vergrößern, die von negativen Begleiteffekten

betroffen sind, wenn sich etwa durch An- und Abtransporte zu/von kleinen dezentralen Biogasanlagen lokale Verkehrsbelastungen erhöhen (zum Beispiel (Kress; Landwehr 2012)).

Ebene Infrastrukturausbaubedarf: Des Weiteren ist in dieser Kategorie auch zu berücksichtigen, ob eine neu einzuführende beziehungsweise weiter auszubauende Technologie einen größeren Investitionsbedarf für neue, auf die Technologie abgestimmte Infrastrukturen erfordert (Speicher/Lager, Transport- und Verteilnetze beziehungsweise -leitungen etc.) oder ob bereits vorhandene Infrastrukturen ohne umfangreichere Anpassungen genutzt werden können. Dieser Punkt wird beispielsweise bei der Wasserstofftechnologie bereits seit längerer Zeit thematisiert (zum Beispiel (Eberle; Felderhoff; Schüth 2009; Grube u. a. 2009)). Bei der Diskussion der Gründe für das zögerliche Wachstum der Elektro- und der Wasserstoffmobilität ist u. a. immer wieder auch davon die Rede, dass nicht nur die Verfügbarkeit entsprechender Fahrzeuge noch ein Problem darstellt, sondern zeitgleich (oder gar zuvor) auch eine ausreichend große Anzahl an Ladestationen/Tankstellen vorhanden sein muss (vergleiche zum Beispiel (Kley 2011; Anderson u. a. 2016)). Einen weiteren Diskussionspunkt stellt der aus dem verstärkten Einsatz von PtX-Technologien resultierende mögliche Mehrbedarf an EE-Stromerzeugung dar.

BETEILIGUNGSMÖGLICHKEITEN

Ebene Planungs-/politische Beteiligung (Öffentlichkeitsbeteiligung bei Planung und Genehmigung): Die hier gemeinten Beteiligungsmöglichkeiten umfassen mehr, als nur die Chancen von Bürgern und anderen Akteuren, sich in formellen oder informellen Beteiligungsformaten informieren zu lassen, dort angehört zu werden und eigene Anliegen zu vertreten. Diese Form der Beteiligung ist inzwischen gerade bei Projekten, die mit energiebezogenen Infrastrukturen befasst sind (Bau von WKA, Stromnetzausbau etc.), weit verbreitet und etabliert (Nanz; Kamlage; Fleischer 2014; Richter u. a. 2016). Werden den Bürgern/Betroffenen Möglichkeiten geboten, Planungs-/Genehmigungs-/Bauverfahren mitgestalten zu können, erhöht dies in der Regel die wahrgenommene Verfahrensgerechtigkeit, was wiederum positive Effekte auf die Akzeptanz mit sich bringt (zum Beispiel (Hildebrand; Rau; Schweizer-Ries 2012; Setton; Matuschke; Renn 2017)). Der Akzeptanzeffekt durch die Verfahrensbeteiligung lässt sich dabei u. a. durch die wahrgenommenen Kontrollmöglichkeiten bei der Veränderung der eigenen Lebensumwelt beziehungsweise dem Einfluss bei Betroffenen und der damit einhergehenden Verfahrensgerechtigkeit erklären.

Ebene finanzielle Beteiligung; Kompensation, Beteiligung oder eigene Initiierung (Genossenschaften): Die Relevanz dieser Kategorie in ihrer weiter gefassten Bedeutung wird besonders gut erkennbar am Beispiel der Bürgerenergiegenossenschaften, die seit der Liberalisierung des Strommarktes in Deutschland einen großen Aufschwung erfahren haben, insbesondere im Kontext der Energiewende und des Ausbaus der erneuerbaren Energien (zum Beispiel (Klemisch; Boddenberg 2016)). Solche Genossenschaften machen deutlich, dass speziell auf dem Strommarkt der „normale“ Bürger mittlerweile nicht mehr nur als Konsument/Verbraucher/Kunde agieren kann, sondern auch zum Beispiel als Investor oder Energieerzeuger aktiv werden kann (Hauser u. a. 2015). Eine eigene Dach-PV-Anlage, die Überschüsse zeitweise ins öffentliche Netz einspeist (Stichwort Prosumer), die Verpachtung von Land zur Errichtung einer WKA oder eben die Mitgliedschaft in einer Energiegenossenschaft sind Beispiele für die Möglichkeiten der aktiven Partizipation.

4. Abschätzung von Potenzialen

Autor: Florian Ausfelder (DEC)

Die Untersuchungen der Kosten und der Lebenszyklusanalyse geben einen Einblick, wie sich die Produktion von stofflichen PtX-Produkten ökonomisch und ökologisch beschreiben lässt. Diese Untersuchungen müssen um eine Betrachtung ergänzt werden, die sich mit den Fragen nach der Entwicklung einer möglichen Nachfrage beziehungsweise Bereitstellung von PtX-Produkten beschäftigt.

In vielen Fällen werden Potenzialanalysen mit dem Fokus auf Verfügbarkeit, zum Beispiel von erneuerbaren Energien, aus einer statischen Betrachtungsweise heraus vorgenommen. Diese Betrachtungsweise läuft Gefahr, die dynamischen Prozesse von wechselwirkenden Angebot und Nachfrage, beziehungsweise die zeitlichen Limitierungen, denen sie unterworfen sind, zu unterschätzen.

Eine statische Betrachtung ergibt daher kein realistisches Bild der zeitlichen Entwicklung. Sie bildet einen „Idealfall“ ab, nicht die Transformation. Für Letztere ist der Ausgangspunkt der aktuelle Status Quo, nicht nur in Form der potentiellen, sondern auch der aktuellen Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien, die Verfügbarkeit und mögliche Entwicklung weiterer benötigter Ressourcen, Stand und Entwicklungsplanung für Infrastrukturen, Forschungs- und Investitionszyklen, Entwicklung der gesellschaftlichen Akzeptanz, regulatorische Hemmnisse, die betriebswirtschaftliche Bewertung der Verfahren und selbstverständlich auch das aktuelle Treibhausgas-Einsparpotenzial. Auf der anderen Seite sind neben der aktuellen Nachfrage nach den Produkten auch die entsprechenden Entwicklungen zu berücksichtigen, insbesondere kann die relative Bedeutung von Anwendungstechnologien, wie zum Beispiel der Verbrennungsmotor im PKW-Bereich, sich ändern und damit einen direkten Einfluss auf die Entwicklung der Nachfrage haben. Neben der direkten Substitution in der gleichen Anwendungstechnik können PtX-Technologien auch Teil eines Technologiewechsels sein, zum Beispiel hin zu einem Brennstoffzellenantrieb. Auch hier sind Forschungs- und Investitionszyklen auf Seiten der Anwendungstechnologien zu berücksichtigen. Darüber hinaus wird die Nachfrage stark von den nicht immer nur rationalen Interessen der Konsumenten geprägt.

Die zentrale Frage der Potenzialanalyse ist daher nicht, wie viel PtX-Produkte im Prinzip bereitgestellt werden können, sondern wie sich eine mögliche Entwicklung der Bereitstellung von PtX-Produkten und eine mögliche Entwicklung einer Nachfrage abbilden und zur Deckung bringen lassen.

Im Folgenden wird eine Methodik entwickelt, die versucht, die statische Betrachtung um die relevanten dynamischen Prozesse zu erweitern und neben der Bereitstellungsseite auch die Entwicklung einer möglichen Nachfrage zu berücksichtigen. Hierbei werden speziell auch nicht-technische Prozesse berücksichtigt, da diese einen entscheidenden Einfluss auf die jeweilige Entwicklung haben können.

4.1 Bereitstellung eines Angebots von stofflichen PtX-Produkten

4.1.1 Erneuerbare Energien

Im Kontext eines nachhaltigen Beitrages zum Klimaschutz ist die Nutzung von PtX-Substanzen nur dann sinnvoll, wenn die Bereitstellung und Nutzung weniger Treibhausgase emittiert, als die der entsprechenden fossile Referenzsubstanz. Ungeachtet der Fragestellung, wie abgetrenntes und wiederverwendetes CO₂ (CCU) allokiert und bilanziert wird (vergleiche hierzu Kapitel 4.4 und Kapitel 2.3 in (Ausfelder; Dura 2018), sowie Teil D dieses Dokuments), ist dieses Kriterium nur einzuhalten, wenn für die

Herstellung der Substanzen weitestgehend auf zusätzliche erneuerbare Energien zurückgegriffen wird. Denn nur, wenn für die Produktion der PtX-Substanzen nicht bereits durch den verwendeten Strom mehr CO₂-Emissionen verursacht werden, und wenn anderen Bereichen erneuerbarer Strom nicht entzogen wird, ist ein Mehrwert für den Klimaschutz möglich.

Damit stellt die Verfügbarkeit von zusätzlichem erneuerbaren Energien eine fundamentale Beschränkung für die Herstellung von PtX-Substanzen und -Energieträgern dar. **Tabelle B.4** fasst die verschiedenen Arten von erneuerbaren Energien und deren physikalische und geographische Beschränkungen zusammen. Darüber hinaus stellt sich unabhängig von der verwendeten Technologie jeweils die Frage nach der Akzeptanz der Technologie in der lokalen Bevölkerung.

Für die verschiedenen Formen von erneuerbaren Energien kann daher mithilfe entsprechender Daten und Geoinformationen für ein Land oder eine Region die maximale Erzeugung (theoretisches Potenzial), gegebenenfalls unter Berücksichtigung von nicht-verfügbaren Flächen, zum Beispiel unzugängliche Bergregionen oder Naturschutzgebiete, abgeschätzt werden.

Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass auch diese Potenzialberechnung kein statischer Wert ist. Eine Betrachtung von Durchschnittswerten auf Basis von längeren Zeiträumen stellt nur eine unzureichende Datenbasis für erneuerbare Energien

Erneuerbare Energie	Abgeleitete Nutzenergie	Limitiert durch	Anmerkungen
Windenergie	Strom (intermittierend und fluktuierend)	Windaufkommen (örtlich und zeitlich)	Off-shore und on-shore mit unterschiedlichen Flächenkonkurrenzen
Photovoltaik	Strom (intermittierend und fluktuierend)	Sonneneinstrahlung (örtlich und zeitlich)	Flächenkonkurrenz zu Solarthermie (Gebäude)
Solarthermie	Wärme, gegebenenfalls abgeleitet Strom	Sonneneinstrahlung (örtlich und zeitlich)	Flächenkonkurrenz zur Photovoltaik (Gebäude)
Wasserkraft	Strom	Flussverläufe, Staumöglichkeiten	Auch Gezeitenkraftwerke, Pumpspeicher, Auswirkungen auf Biomassepotenzial
Biomasse	Stoffliche Energieträger	Anbaufläche (außer Algen), Photosynthese	Flächenkonkurrenz gegebenenfalls zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion, Wasserbedarf
Geothermie	Wärme, abgeleitet Strom	Hydrogeologische Strukturen	Tiefe Geothermie für Wärme und Strom, oberflächennahe Geothermie für Wärme

Tabelle B.4: Übersicht über die möglichen erneuerbaren Energien und deren limitierende Faktoren.

dar, die starken zeitlichen Variationen unterworfen sind, sei es saisonal oder untertäglich. Als längere Variationen sind regionale Effekte, wie gegebenenfalls El Niño oder die Ausbildung besonders stabiler Wetterlagen zu berücksichtigen. Die Effekte des Klimawandels selbst werden eine signifikante Rückkopplung auf die Erzeugung erneuerbarer Energien haben.

Die Verfügbarkeit von Flächen in einer bestimmten Region ist auch immer der Ausdruck einer sozial-politischen Willensbildung, der in das Ausweisen der entsprechenden Flächen für diese Nutzung mündet. Diese Willensbildung ist auch stark davon abhängig, welche lokalen Ressourcen, zum Beispiel Wasser oder landwirtschaftliche Anbauflächen, durch die Technologie beansprucht werden.

Darüber hinaus ist die Erzeugung erneuerbarer Energie von den verwendeten Umwandlungstechnologien abhängig. Eine Entwicklung hin zu mehr Effizienz in den Umwandlungstechnologien führt zu einem höheren Potenzial in der Erzeugung erneuerbarer Energien oder wahlweise zu einem geringeren Flächen- und Ressourcenbedarf.

Als weiterer Aspekt ist zu berücksichtigen, dass einige Erzeugungstechnologien auf dieselben Ressourcen zurückgreifen, zum Beispiel bestimmte Flächen, und daher in gegenseitige Konkurrenz stehen. Daher ist die maximal denkbare Erzeugung erneuerbarer Energien geringer als die Summe der Potenziale der einzelnen Erzeugungstechnologien.

Die Menge an benötigter erneuerbarer Energie für PtX-Prozesse hängt im Detail von der Verfahrenskette ab. Die einzelnen Verfahren sind mit Umwandlungsverlusten behaftet. Bei ähnlich effizienten Verfahrensschritten sind längere Verfahrensketten im Allgemeinen mit mehr Verlusten behaftet als kürzere Ketten. Für stoffliche PtX-Prozesse, die zum Beispiel in die Herstellung eines Kraftstoffs münden liegen die Umwandlungseffizienten des eingesetzten Stroms bei max. zwischen 40 % und 60 %. Für die Herstellung von 1 t Kraftstoff mit rund 12 MWh Energiegehalt (LHV) sind daher rund 30–20 MWh Strom erforderlich.

4.1.2 Wasser

Einige Erzeugungstechnologien im Bereich der erneuerbaren Energien sind auf die ausreichende Verfügbarkeit von Wasser als Ressource angewiesen. Hierzu zählen selbstverständlich jene

Technologien, in denen Wasser das Energieträgermedium ist, wie zum Beispiel Laufwasserkraftwerke, Gezeitenkraftwerke, Staudämme und Pumpspeicher. Darüber hinaus ist auch die Biomasseerzeugung von der Verfügbarkeit von Süßwasser abhängig und wird gegebenenfalls durch diese limitiert. Unterirdische Wasserressourcen limitieren geothermische Technologien. Auch heute erfolgt die Nutzung dieser Technologien bereits in Konkurrenz zu anderen Nutzungsformen, wie zum Beispiel in dem Wasserbedarf in Landwirtschaft, Industrie oder der Trinkwasserversorgung der Bevölkerung.

Stoffliche PtX-Technologien greifen auf die Ressource Wasser in mehrfacher Hinsicht zu. Der erste Schritt ist die Elektrolyse von Wasser, gegebenenfalls auch als Co-Elektrolyse mit CO₂. Für die Elektrolyse ist vollentsalztes Wasser (VE-Wasser) ausreichend. Dies ist allerdings ein Reinheitsgrad, der über den des gewöhnlichen Trinkwassers hinausreicht und VE-Wasser muss daher getrennt bereitgestellt werden. Dieses Wasser kann aus den Süßwasserressourcen vor Ort entnommen und aufgereinigt werden. Ist Süßwasser nicht verfügbar kann auf Brack-, Salz- oder (industrielle oder kommunale) Abwässer zurückgegriffen werden, wobei dies mit einem deutlich höheren Energieaufwand zur Aufreinigung verbunden ist. Gegebenenfalls ist der Einsatz einer vorgeschalteten Entsalzungsanlage notwendig, mit dem entsprechenden elektrischen Energieaufwand (ca. 4 kWh/m³ Trinkwasser zu Gesamtkosten, je nach Salzgehalt des verwendeten Wassers von 0,60–0,90 €/m³ (Küffner 2018)). Es wird ein stark salzhaltiges Konzentrat erzeugt, was bei dessen Entsorgung zu berücksichtigen ist.

Daher setzt eine nachhaltige Implementierung der Wasserelektrolyse ein nachhaltiges, industrielles Wassermanagement voraus. Rein stöchiometrisch werden für die Herstellung von 1 t Wasserstoff insgesamt 9 t Wasser benötigt. Für den Jahresbedarf eines PKW, der gemäß der ab 2021 gültigen Flottengrenzwerte 95 g/km ausstößt und 15.000 km/a Fahrleistung hat, werden rund 450 kg Kraftstoff benötigt, was einem Wasserbedarf in der Elektrolyse von 1,75 t Wasser für einen PtX-Kraftstoff entsprechen würde⁶. Eine Produktionsmenge von 100.000 t/a Kraftstoff würde rund 220.000 PKW (0,5 % des aktuellen Bestands von 47,1 Mio. PKW (KBA o.J.) in Deutschland) mit Kraftstoff versorgen und 385.000 t/a Wasser benötigen. Bei einem Durchschnitt von 116 L Trinkwasserbedarf pro Person in Deutschland 2018 (BDEW 2019b), würde der Wasserverbrauch des Fahrzeughalters um 5 L (+4 %) pro Tag ansteigen. Wasser ist primär

⁶ Annahme: FT-Kraftstoff "CH₂" mit der Reaktionsgleichung CO₂ + 3 H₂ → "CH₂" + 2 H₂O.

eine lokale Ressource und es ist daher von Bedeutung, wo der Wasserbedarf anfällt, zum Beispiel am Ort der PtX-Produktion. Eine rein statistische Betrachtungsweise wird dieser Problemstellung nicht ausreichend gerecht.

Neben dem Wasser für die Elektrolyse zu Herstellung von Wasserstoff wird auch in den Folgeprozessen Wasser als Kühlwasser oder Dampf benötigt, beziehungsweise fällt als Reaktionsprodukt an. Im zuvor genannten Beispiel würden 2/3 des Wasserstoffs in der Reaktion wieder als (verunreinigtes) Prozessabwasser anfallen. Dieses müsste einer Aufreinigung unterzogen werden und könnte anschließend wieder für die Elektrolyse genutzt werden, so dass der zuvor genannte Wasserbedarf sich bis auf 1/3 reduzieren ließe. Das Ziel ist es, nach Möglichkeit flüssige Reststoffe zu vermeiden (ProcessNet-Fachgruppe „Produktionsintegrierte Wasser- und Abwassertechnik“ 2015) Kühlwasser und Dampf können weitestgehend in geschlossenen Kreisläufen geführt werden, so dass die damit zusammenhängende Ressourcenbelastung beschränkt ist.

Dennoch stellt die Verfügbarkeit von Wasser eine zentrale Voraussetzung für die Implementierung von PtX-Technologien dar. Wie bereits dargestellt, ist Wasser fast immer eine lokale Ressource, die durch diverse Nutzungskonkurrenzen gekennzeichnet ist. Es besteht die Gefahr, dass eine Implementierung von PtX-Technologien zu Zielkonflikten in der Wassernutzung führt. Aus diesem Grund ist die Eignung bestimmter sonnenreicher Regionen (Wüsten, Halbwüsten) für die Implementierung von PtX-Technologien eingeschränkt zu beurteilen, da häufig die lokalen Wasserressourcen stark begrenzt sind und sich in einer starken Nutzungskonkurrenz befinden. Eine Möglichkeit, diesen Konflikt zu entschärfen, besteht in der räumlichen Trennung der Erzeugung von erneuerbaren Energien, in diesem Fall Photovoltaik oder solarthermische Stromerzeugung von dem durch die Elektrolyse anfallenden Wasserbedarf. In diesem Fall werden allerdings die entsprechenden Stromleitungen benötigt. Alternativ kann das Wasser antransportiert werden.

4.1.3 Kohlenstoff

Stoffliche PtX-Konzepte, deren Ziel die Herstellung organischer Verbindungen ist, benötigen eine Kohlenstoffquelle. Dabei kann Kohlenstoff in verschiedenen Oxidationsstufen verwendet werden. Je höher die Oxidationsstufe, desto energetisch aufwendiger ist die anschließende Umsetzung. Als Wesentliche Kohlenstoffträger für die Umsetzung in PtX-Verfahren kommen CO

und CO₂ in Betracht. Möglichst nachhaltig angebaute Biomasse ist ein eigenständiger Kohlenstoffträger, dessen Aufarbeitung stark von der eingesetzten Biomasse und dem gewünschten Zielprodukt abhängig ist. Sollten andere Umwandlungsoptionen ausgeschlossen sein, so lässt sich der Kohlenstoff der Biomasse über Vergasung, Verbrennung oder Fermentation verfügbar machen. Die Frage, welche Kohlenstoffquelle für CCU-/PtX-Verfahren verwendet werden sollten, ist im Konsortium umstritten. Die zwei Positionen sind in Teil D dargelegt. Aus Sicht der Position 1 kommen nur nachhaltig angebaute Biomasse und Abtrennung von CO₂ aus der Luft als mögliche CO₂-Quellen in Frage, da nur diese Technologien auch langfristig treibhausgasneutral betrieben werden können. Position 2 schließt industrielle (fossile) Punktquellen mit ein, da der Effekt auf die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre in der Übergangsphase unabhängig von der verwendeten CO₂-Quelle ist.

Eine zentrale (Punkt-)Quelle für CO ist zum Beispiel die Stahlproduktion. CO₂ hingegen ist aktuell aus einer Vielzahl von zentralen Punktquellen verfügbar: Zementwerke, Chemie- und Raffinerieprozesse, Kalk- und Glasherstellung, Kraftwerke etc. In wie weit welche Punktquellen auch dauerhaft für eine CO₂-Gewinnung verfügbar sind hängt von politischen Entwicklungen und betriebswirtschaftlichen Entscheidungen der Anlagenbetreiber ab, da keine dieser Anlagen aus Gründen der CO₂-Gewinnung betrieben wird oder betrieben werden sollte. Die Abtrennung und Aufreinigung von CO₂, ob aus der Luft oder aus industriellen Punktquellen, ist immer mit einem signifikanten Energiebedarf verbunden. Zentrale Punktquellen weisen in der Regel einen relativ hohen Volumenstrom und eine erhöhte Konzentration von CO₂ auf, was die energetischen Aufwendungen für eine Abtrennung und Aufreinigung reduziert. Je nach verwendeter Quelle und geplanter Umsetzung sind unterschiedliche Störstoffe vorhanden, die abgetrennt werden müssen.

Die Abtrennung von CO₂ aus der Umgebungsluft ist ein dezentral einsetzbares Verfahren. Es arbeitet mit einer deutlich geringeren Konzentration von ca. 400 ppm (0,04 % im Vergleich zu 20 % aus dem Abgasstrom eines Zementwerkes) und mit einem entsprechend erhöhten elektrischem Energiebedarf für die Luftbewegung, die spätere Kompression und thermischen Energieaufwand für die Freisetzung. Da ein Großteil des elektrischen Energiebedarfs von DAC-Anlagen für die Bewegung der Luft benötigt wird, sind gegebenenfalls Kombinationen mit Lüftungsanlagen vorteilhaft (Dittmeyer u. a. 2019). Dafür ist der Einsatz dieser Form der CO₂-Bereitstellung örtlich nicht an

andere Voraussetzungen gebunden und stellt im Sinne der Position 1 in der Kontroverse Teil D ein akzeptables Verfahren dar. Das Verfahren erreicht nicht die Volumenströme von Punktquellen. Eine DAC-36 Anlage produziert 4,92 t CO₂/d. Für eine Produktion von 100.000 t/a eines Kraftstoffes wären daher 175 dieser Anlagen notwendig, mit einem Flächenbedarf von ca. 3,2 Hektar, also rund das Fünffache des Flächenbedarfs einer Abtrennung aus einer Punktquelle (Viebahn; Horst; u. a. 2018). Der prinzipielle Unterschied liegt jedoch in der Skalierbarkeit. Die Aminwäsche, als typisches Verfahren zur Abtrennung aus einer Punktquelle ist ein Volumenverfahren, während DAC-Verfahren, aber auch die Abtrennung mit Membranen, Oberflächenverfahren, die durch Numbering-up skaliert wird, das heißt, es werden die entsprechende Anzahl an Anlagen nebeneinandergestellt. Ihr Flächenbedarf steigt linear mit den CO₂-Mengen, während Volumenverfahren nur mit einem Exponenten 2/3 skalieren.

Da in der Regel keine CO₂-Transport- und Verteilinfrastrukturen existieren, müssen diese entweder auf- und ausgebaut werden oder die weitere Umwandlung des PtX-Verfahrens findet in der räumlichen Nähe der CO₂-Quelle statt. Für DAC gilt diese Bedingung nicht, wenngleich damit ein entsprechender Flächen- und Energiebedarf verbunden ist. Eine lokale Peripherie (CO₂-Transport zwischen den DAC-Modulen und der PtX-Anlage) wird dann benötigt.

Punktquellen, die CO₂ fossilen, mineralischen oder biologischen Ursprungs freisetzen, u. a. auch industrielle Quellen, wie zum Beispiel Stahl, Zement, Chemie, bieten gegenüber der DAC den Vorteil, dass das CO₂ mit hoher Konzentration und meist in hohen Volumenströmen zur Verfügung steht. Mit den derzeit vorhandenen Abscheidungsmethoden kann hier das CO₂ mit einem geringeren Energiebedarf und kostengünstiger als aus der Luft gewonnen werden.

Der zusätzliche Energieaufwand für die CO₂-Abtrennung und Aufarbeitung ist abhängig von der Quelle und von der Prozessintegration innerhalb der PtX-Prozesskette und die Art der Bereitstellung dieser zusätzlichen Energie bestimmt die damit verbundenen Emissionen.

4.1.4 Flächen

Die Elektrolyse ist ein Oberflächenprozess und als solcher erfolgt eine Skalierung über Numbering-up. Somit sind die Vorteile

einer „economy-of-scale“ in Bezug auf den Flächenbedarf gering. Eine Elektrolyseanlage mit 250 MW Leistung benötigt rund 3620 m² (Noack u. a. 2015), was ungefähr den Wasserstoffbedarf für eine PtX-Anlage (FT-Kraftstoff) mit 100.000 t/a Produktion abbildet.

Die chemische Umwandlung von Elektrolyseprodukten hat nur einen begrenzten Flächenbedarf, da es sich im Wesentlichen um Volumenprozesse handelt. Das Anlagenvolumen wird von den Anlagenteilen dominiert, die Gase transportieren, aufarbeiten oder umsetzen. Im Kontext möglicher perspektivischer Entwicklung des Angebots von PtX-Produkten sind die Flächenbedarfe, die gegebenenfalls durch die Elektrolyse sowie die Bereitstellung erneuerbarer Energien, Wasser oder CO₂ relevanter als die Flächenbedarfe der chemischen Umwandlung von Elektrolyseprodukten.

4.1.5 Infrastrukturen

Die so gewonnenen Potenziale geben ein „theoretisches“ Maximum auf Basis der verwendeten Technologien wieder. Die Aussagekraft dieser Potenziale ist jedoch stark beschränkt. Neben geographischen und physikalischen Begrenzungen werden die verfügbaren Potenziale zur Bereitstellung von PtX-Produkten unter anderem von der vorhandenen Infrastruktur, zum Beispiel dem Stromnetz oder der Wasserversorgung, limitiert.

Darüber hinaus muss das produzierte PtX-Produkt transportiert werden und nach Möglichkeit für die bestehenden Wertschöpfungsketten räumlich verfügbar gemacht werden. Je nach aktueller Position des betroffenen Landes oder Region, kann dies einen stark erhöhten Infrastrukturbedarf in Form von Pipelines, Häfen, Raffinerien etc. nach sich ziehen. Länder und Regionen, die bereits heute eine stark ausgebaute Stofftransportinfrastruktur aufweisen, können auf diese dann auch mit PtX-Produkten zurückgreifen. Allerdings kann ein zusätzlicher Ausbau an Infrastrukturen auch die wirtschaftliche Perspektive eines Landes oder einer Region stark beeinflussen. Eine lokale Bereitstellung von PtX-Produkten und die anschließende lokale Nutzung ist ebenfalls eine Option. Diese Infrastrukturen sind eine notwendige Bedingung für die Nutzung von erneuerbaren Energien in Form von PtX-Produkten. Sie können zwar ausgebaut werden, doch der Zeitbedarf ihres Ausbaus (Flächenallokation, Planung und Bau) stellt gegebenenfalls eine wesentliche Beschränkung für die Erschließung des theoretischen Potenzials auf der Angebotsseite dar.

4.1.6 Regulatorische Rahmenbedingungen

Die Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Energien geschieht in einem regulatorischen Rahmen, der die möglichen Optionen aufspannt. Dabei geht der relevante regulatorische Rahmen über die reine energiewirtschaftliche Seite hinaus. Im Sinne einer zeitlichen Entwicklung der Implementierung möglicher PtX-Produktion sind Fragestellungen der Zuordnung und Ausweisung möglicher Flächen für die Erzeugung erneuerbarer Energien oder industrielle Nutzung im Sinne von Flächennutzungsplänen, Planungsverfahren für Infrastrukturausbau, Fördermechanismen für erneuerbare Energien, Natur- und Umweltschutzbestimmungen, etc. relevant. Allgemein sind aufgrund der Komplexität und vielfachen Abhängigkeiten der PtX-Prozesse Vertrauensschutz und Rechtssicherheit zentral für eine mögliche Implementierung.

4.1.7 Politische Rahmenbedingungen

Die Produktion von PtX-Produkten kann einen Beitrag zur lokalen Energieversorgung, zum Ausbau von Infrastrukturen sowie zur Entwicklung von Industrie und Handel leisten. Dies geschieht am effektivsten, wenn die PtX-Produktion ein integraler Bestandteil der politischen Strategien ist. So kann die Entwicklung von PtX-Produktion nicht unabhängig von dem Ausbau erneuerbarer Energien oder Infrastrukturen gedacht werden. Über die lokale politische Unterstützung hinaus, kann die Einbindung in internationale Strukturen Vertrauen schaffen und die Implementierung von PtX-Produktion unterstützen. Dabei müssen jedoch ebenso die Risiken, die mit den Technologien einhergehen betrachtet und durch politische Rahmenbedingungen aufgefangen werden. Dazu zählen unter anderem ökologische Risiken, „Lock-in“-Effekte und geopolitische Faktoren.

4.1.8 Soziale Rahmenbedingungen

Eine Produktion von PtX-Produkten ist nur dann nachhaltig möglich, wenn diese von der lokalen Bevölkerung unterstützt wird und diese auch davon profitiert. Eine wichtige Rolle spielt dabei die Schaffung von qualifizierten Arbeitsplätzen, lokale Wertschöpfung und der mögliche Beitrag zur lokalen wirtschaftlichen Entwicklung. Der Ausbau der erneuerbaren Energien darf nicht unter Vernachlässigung der energetischen Bedürfnisse der lokalen Bevölkerung erfolgen, die primär zu befriedigen sind, sowohl in Bezug auf erneuerbaren Strom, als auch gegebenenfalls für die Nutzung des PtX-Produktes. Erst darüber hinausgehend ist der Einsatz von erneuerbaren Energien zur Herstellung von PtX-Substanzen und -Energieträgern sinnvoll (Zusätzlichkeit).

Aufgrund möglicher Flächen- und Wassernutzungskonkurrenz der Technologien mit anderen Bedürfnissen kann eine Implementierung nur im Konsens mit der lokalen Bevölkerung umgesetzt werden. Dabei muss sichergestellt werden, dass zum Beispiel der Landwirtschaft auch weiterhin ausreichend Flächen- und Wasserressourcen zur Verfügung stehen und diese insgesamt nachhaltig bewirtschaftet werden.

Dies ist die Ausprägung des Zielkonfliktes einer gewünschten Defossilisierung, deren Vorteile, beziehungsweise im Falle des Nichterreichens auch der Nachteile, sich auf globaler und regionaler Ebene manifestieren und Verteilung der Belastungen auf lokaler Ebene.

4.1.9 Ökonomische Rahmenbedingungen

Neben der technischen Fragestellung einer prinzipiellen Machbarkeit sind politische, juristische und soziale Aspekte zentral in der Erschließung der Potenziale. Ein massiver Ausbau von erneuerbaren Energien für eine Produktion von PtX-Produkten bedingt einen expliziten Akt politischer Willensbildung, der sich zum Beispiel in Gesetzgebung, Ausweisung von Gebieten, Förderung etc. manifestiert. Die Stabilität des jeweiligen politischen Systems und Fragestellungen des Vertrauensschutzes und der Rechtsicherheit haben einen wesentlichen Einfluss darauf, wie attraktiv sich der geplante Ausbau von erneuerbaren Energien für PtX-Produktion für Investoren darstellt. Die Investitionen werden nur in Angriff genommen, wenn absehbar ein entsprechender Markt für die PtX-Produkte entsteht. Die Hauptherausforderung besteht weiterhin in der Nutzung der althergebrachten fossilen Energieträger, die auch absehbar gegenüber PtX-Produkten günstiger bleiben werden. Auf dieser Basis findet nur dann ein Einstieg in die Technologie statt, wenn eine glaubhafte politische Strategie für den Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger existiert. Eine globale Bepreisung von CO₂-Emissionen wäre eine solche denkbare Strategie. Andere Möglichkeiten umfassen Beimischungsquoten (dena 2017) oder Mechanismen, die insbesondere für dezentrale Lösungen interessant sind (Dittmeyer u. a. 2019).

4.1.10 Geopolitische Rahmenbedingungen

Stoffliche PtX-Technologien ermöglichen eine Substitution von chemischen Substanzen, Energieträgern und Kraftstoffen, die heutzutage konventionell hauptsächlich auf Basis von Erdöl und Erdgas zur Verfügung gestellt werden. Einige Volkswirtschaften sind massiv von der Förderung und dem Export von Erdöl und

Erdgas abhängig, während wiederum viele entwickelte Industrienationen vom Import dieser Substanzen abhängig sind. Die Entwicklung stofflicher PtX-Technologien stellt die etablierte geopolitische/geoökonomische Struktur fundamental infrage. Zum einen können prinzipiell neue Länder und Regionen PtX-Technologien nutzen, um sich entweder unabhängig von bisherigen Importen zu machen, oder sich selbst zu einem Exporteur zu wandeln. Andererseits werden die bisherigen Exportländer versuchen, ihren Marktanteil zu behalten. Gegebenenfalls, bei entsprechender geographischer Eignung, werden sie ebenfalls PtX-Technologien implementieren und somit ihr Portfolio auch langfristig entwickeln können. Langfristig ist mit einer Abnahme des fossilen Bedarfs zu rechnen, insbesondere wenn die Zuwachsraten von PtX-Technologien größer sind, als der ansteigende Bedarf durch eine wachsende Bevölkerung und der Zuwachs einer kaufkräftigen Mittelschicht. Dies würde aber eher zu einer Senkung des Preises fossiler Rohstoffe führen, wenn hier nicht mit entsprechenden Maßnahmen gegengesteuert wird, um damit eine entsprechende erschwerten Wettbewerbssituation für PtX-Substanzen zu vermeiden.

4.1.11 Produktionsentwicklung

Die Produktion von PtX-Produkten bedingt ein komplexes Zusammenspiel verschiedener Anlagenkonzepte: Bereitstellung von CO₂, Wasserelektrolyse sowie die Produktion des eigentlichen PtX-Produktes und dessen Aufarbeitung. Die meisten dieser Prozesse sind bereits großtechnisch auf Basis fossiler Substanzen etabliert. Die spezielle PtX-Anlagenkonfiguration ist jedoch noch nicht im relevanten Maßstab demonstriert. Für die Produktion von Kraftstoffen erreichen moderne Raffineriekapazitäten bis zu mehrere Mio. t Jahresproduktion, typische (petro-) chemische Anlagen haben um die 250.000 t Jahresproduktion. Als Beispiel für eine relevante Größenordnung mag die Gas-to-Liquid Anlage PEARL von Shell in Katar dienen. Die Anlage hat eine Jahreskapazität von 6,5 Mio. t/a Gas-to-Liquid-Produkte. Daneben fällt noch eine vergleichbare Menge Ethan und verflüssigbare Gaskomponenten an. Der Absatz an Otto- und Dieselmotorkraftstoff in Deutschland in 2018 betrug 55 Mio. t. Mithin die 8,5-fache Jahresproduktionskapazität der PEARL-Anlage.

Ein einfaches Hochfahren der Kapazität bedingt die Demonstration der technischen Machbarkeit in einer für die Größenordnung relevanten Anlage. So eine „first-of-its-kind“ Anlage ist technisch und wirtschaftlich riskant. Es würde daher mindestens eine Demonstration in einer mittleren Kapazität benötigen. Selbst wenn alle anderen Voraussetzungen gegeben wären, würde die

Auslegung, der Bau und die Inbetriebnahme einer solchen Anlage mindestens 3–5 Jahre dauern. Nach frühestens weiteren 3–5 Jahren würde eine Anlage auf der relevanten Skala in Betrieb gehen können. So dass frühestens in 6–10 Jahren mit einem Beitrag von PtX-Produkten in der relevanten Größenordnung ausgegangen werden kann. Im Anschluss können diese Anlagen zwar ebenfalls relativ schnell implementiert werden. Bis auf weiteres wird es sich jedoch um Einzelanlagen handeln und der Zeitrahmen von 3–5 Jahren pro Anlage wird wohl eher über- als unterschritten. Hinzu kommen die notwendigen Investitionen für die Bereitstellung erneuerbarer Energien und die CO₂-Mengen.

Alternativ könnte eine Reihe modularer, dezentraler Anlagen kleiner Größe insgesamt eine entsprechende Produktionskapazität bereitstellen. Ein solches modulares Vorgehen ist vermutlich mit geringerem technischem Risiko behaftet und könnte daher gegebenenfalls schneller umgesetzt werden. Die Kostenvorteile, die sich durch die Skalierung ergeben, sind dann jedoch nicht in der gleichen Größenordnung zugänglich (vergleiche Beispiel in Kapitel 4.3.2).

Ein mögliches Hemmnis ist die Produktion von Elektrolyseuren, die heute im Manufakturbetrieb erfolgt und damit in der Summe limitiert ist. Die Umsetzung großtechnischer Herstellungsmethoden kann hier die Produktionskapazität drastisch erhöhen und durch die Massenherstellung weitere Kostenreduzierung erreichen. Wenn sich eine entsprechende Nachfrage etabliert, werden sich auch die Produktionsmethoden der Elektrolyseure anpassen. Hierzu sind jedoch ein gewisser Zeitvorlauf und beträchtliche Investitionen notwendig.

Gegebenenfalls können kleinere Anlagen mit dem Fokus auf bestimmte Produkte, zum Beispiel Schmierstoffe, Jahresbedarf in Deutschland rund 1,1 Mio. t (BAFA 2018), früher einen relevanten Beitrag zur Versorgung leisten.

Insgesamt stellen die Erwartungen an die Geschwindigkeit der Implementierung der entsprechenden Produktionskapazitäten eine wesentliche Limitierung für die Abschätzung des Beitrages von PtX-Produkten für einen bestimmten Zeitpunkt dar.

4.2 Deckung der Nachfrage von PtX-Produkten

4.2.1 Bedarf an kohlenstoffbasierten Energieträgern

Das heutige Energiesystem beruht auf der Nutzung kohlenstoffbasierter Energieträger, die in der Regel, basierend auf Erdöl, Erdgas oder Kohle, fossilen Ursprungs sind. PtX-Produkte können im Prinzip die konventionellen Energieträger weitestgehend direkt substituieren. Der Schluss, dass das Potenzial für die Nutzung von PtX-Produkten daher so groß ist, wie der aktuelle Bedarf an fossil-basierten Energieträgern springt jedoch zu kurz. Die verschiedenen Anwendungssektoren werden durch das Ziel, die CO₂-Emissionen möglichst weitgehend zu reduzieren zu einer fundamentalen Transformation gezwungen, die die bisherige Dominanz der Kohlenstoff-basierten Energieträger in Teilen in Frage stellt. Veränderungen der Anwendungstechnologien, zum Beispiel von dem kraftstoffbetriebenen PKW hin zu einem elektrisch betriebenen Fahrzeug oder die Nutzung von Wärmepumpen im Gebäudesektor haben einen direkten Einfluss auf den zukünftigen Bedarf an kohlenstoffbasierten Energieträgern und damit auf das Substitutionspotenzial von PtX-Produkten. Dabei sind die zu erwartenden Entwicklungen in den verschiedenen Anwendungssektoren sehr unterschiedlich.

Im Verkehrssektor ist der Schienenverkehr bereits weitgehend elektrifiziert. Alternativ kommen Wasserstoffzüge zunehmend auf nicht-elektrifizierten Strecken zum Einsatz. Im Bereich der PKW werden in Zukunft konventionelle Verbrenner durch batteriebetriebene oder brennstoffzellenbetriebene Elektrofahrzeuge herausgefordert. Die PtX-Technologie bedient dabei eine mögliche direkte Substitution von Kraftstoffen für konventionelle Verbrenner, wie auch die Produktion von Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge. Für LKW werden aktuell Oberleitungen und auch brennstoffzellenbasierte Systeme getestet. Bei der Wahl des Antriebes sollte berücksichtigt werden, dass durch die Energieverluste, die durch die Herstellung des PtX-Kraftstoffes als auch durch die Verbrennung im Motor entstehen, ein Vielfaches an elektrischer Energie für die gleiche Fahrleistung benötigt wird, gegenüber einem direktelektrischen Antrieb. Der Schiffs- und Flugverkehr hingegen hat praktisch keine Alternativen zur Nutzung kohlenstoffbasierter Energieträger, so dass der zukünftige Bedarf aus diesen Verkehrsträgern auch ein Nachfragepotenzial für PtX-Kraftstoffe darstellt.

Im Industriesektor werden insbesondere Hochtemperaturprozesse auch in Zukunft auf kohlenstoffbasierte Energieträger

angewiesen bleiben. An der Substitution anderer Prozesse wird intensiv gearbeitet, so zum Beispiel an der Nutzung von Wasserstoff als Reduktionsmittel in der Stahlindustrie, was ein großes zukünftiges Anwendungspotenzial für PtX-Wasserstoff darstellt. Eine Sonderrolle nimmt die chemische Industrie ein, die für ihre stofflichen Umwandlungen auf Kohlenstoff nicht verzichten kann und deren Entwicklung sich daher direkt in einen Bedarf an PtX-Produkten übersetzen lässt.

Im Stromsektor entsteht perspektivisch mit zunehmenden Anteilen an fluktuierenden erneuerbaren Energien ein Bedarf an mittelfristiger Speicherkapazität, die absehbar nur von stofflichen Energieträgern (H₂ und CH₄) bedient werden kann und eine Anwendungsoption für PtX-Brennstoffe darstellt.

Die äquivalente Substitution einer fossilen Substanz durch eine synthetisch produzierte Substanz zeichnet sich in der Regel durch eine sehr hohe Systemkompatibilität in Bezug auf das bestehende System oder den existierenden Prozess aus. Gegebenenfalls sind gegenüber der fossilen Referenz sogar relevante Vorteile zu erzielen. So kann die Nutzung einer in seiner Zusammensetzung besser definierten synthetischen Substanz zur Einengung von Prozessfenstern mit besserer Effizienz oder zur Reduktion lokaler Schadstoffemissionen führen.

Der Gesamtbedarf an kohlenstoffbasierten Energieträgern für energetische Nutzung nimmt spezifisch mit höherer Effizienz ab. In der Vergangenheit wurden diese Effizienzgewinne jedoch häufig von dem generellen Wachstum in der Anwendung überholt, so dass ein höherer Bedarf trotz spezifisch niedrigerem Verbrauch die Folge war.

4.2.2 Infrastrukturen

Das aktuelle Energiesystem ist auf die Nutzung kohlenstoffbasierter Energieträger ausgerichtet. PtX-Energieträger lassen sich, mit der Ausnahme von Wasserstoff, sehr gut mit den bisherigen Infrastrukturen transportieren und verteilen, was einen systemischen und volkswirtschaftlichen Vorteil von PtX-Technologien darstellt. Dennoch wird die benötigte Infrastrukturskapazität insgesamt eher zurückgehen, da zunehmend andere Anwendungstechnologien, zum Beispiel direkte Elektrifizierung

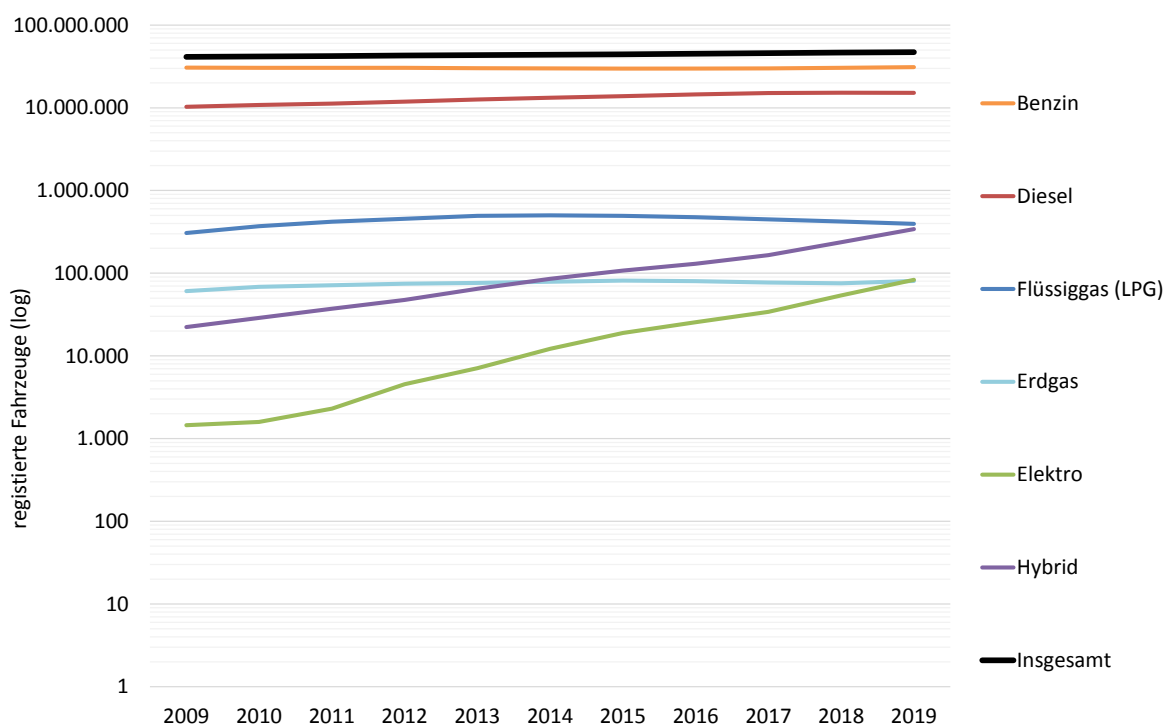


Abbildung B.9: Entwicklung der Verteilung der Antriebsarten im deutschen PKW-Bestand. Wasserstoff-betriebene Brennstoffzellenfahrzeuge werden aktuell noch nicht statistisch erfasst.

zum Einsatz kommen. Gegebenenfalls kann jedoch die Notwendigkeit einer eigenständigen CO₂-Infrastruktur entstehen, um CO₂ aus Punktquellen für die Umwandlung in PtX-Prozessen oder auch CCS verfügbar zu machen. Die gute Systemkompatibilität hat jedoch auch Nachteile. Es kann zu „Lock-in“-Effekten kommen, in denen konventionelle Technologien im Markt gehalten werden und kein Ersatz durch klimafreundlichere Alternativen erfolgt. Infrastrukturen sind als natürliche Monopole in der Regel weitgehend reguliert. Ihre Kosten werden zum Beispiel in Form von Netzentgelten auf die Verbraucher umgewälzt, so dass für eine Infrastruktur die (Kosten-)Vorteile erst ab einer kritischen Größe voll zur Geltung kommen. Umgekehrt führt eine relativ geringere Nutzung bestehender Infrastrukturen zu relativ höheren Kosten der verbleibenden Verbraucher.

Eine Sonderrolle fällt dabei den Raffinerien zu. Die Entwicklung in der (petro-) chemischen Industrie bestimmt wesentlich den Bedarf an chemischen Feedstock. In der gegenwärtigen Struktur sind die Bereitstellung erdölbasierter Energieträger, insbesondere für den Verkehrsbereich und die Bereitstellung chemischer Grundstoffe eng miteinander verwoben. Als zusätzliche Wechselwirkung ist zu beachten, dass eine Änderung der Raffineriekapazitäten oder die relative Bedeutung der einzelnen Raffinerieprozesse unmittelbare Auswirkungen auf die Versorgung der chemischen Industrie mit ihren Rohstoffen hat.

4.2.3 Regulatorische Rahmenbedingungen

Für die Ermittlung der Nachfrage für PtX-Produkte kommt erschwerend hinzu, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen für jeden Sektor unterschiedlich sind. PtX-Produkte haben das Potenzial, CO₂-Emissionen zwischen verschiedenen Sektoren und Regularien zu verschieben. Gegebenenfalls werden der reale Emittent und die Verantwortlichkeit für die CO₂-Emissionen entkoppelt. So erfolgt eine Anrechnung von PtX-Kraftstoffen im Rahmen der RED II für den Verkehrssektor und die Emissionen verbleiben formal bei ihrem Ursprungssektor, zum Beispiel im Industriesektor, obwohl sie dort real nicht mehr anfallen. Im ETS wiederum wird CCU als Option aktuell gar nicht berücksichtigt.

Im Verkehrssektor stellen die Flottengrenzwerte der EU ein Mittel zur (relativen) THG-Reduzierung dar. Hier werden Strafzahlungen für die Verfehlungen der Flottengrenzwerte vorgesehen, die prinzipiell einen Markt für PtX-Kraftstoffe eröffnen könnten:

In Deutschland steigt die Anzahl der PKW seit 2012 kontinuierlich an und der Bestand umfasst zum 01.01.2019 insgesamt 47.085.339 Fahrzeuge (KBA o.J.) in Deutschland. Die Entwicklung verschiedener Antriebsarten ist in **Abbildung B.9** dargestellt (man beachte die logarithmische Skalierung der Y-Achse).

Die Autohersteller bringen nach und nach mehr Modelle mit alternativen Antrieben auf den Markt. In einigen Ländern wie Norwegen und China gibt es Quoten für Elektroautos. Innerhalb der EU kommt den Flottengrenzwerten eine besondere Bedeutung zu. Ab einem Stichjahr müssen die innerhalb der EU zugelassenen Fahrzeuge eines Herstellers bestimmte herstellereinspezifische CO₂-Emissionsgrenzwerte in der Flotte einhalten. Bei Nicht-Einhaltung drohen seit 2015 Strafzahlungen, seit 2019 im Umfang von 95,00€ pro verfehlt g/km pro Fahrzeug (European Commission o. J.).

Da es sich um Flottengrenzwerte handelt, sind die absoluten Emissionen von der Anzahl der Fahrzeuge und der gefahrenen Kilometer abhängig. Von 2021 an wird die „Worldwide Harmonized Light Vehicle Test Procedure“ (WLTP) für die Erreichung der Zielvorgaben zugrunde gelegt. Der bisherige „Neue Europäische Fahrzyklus“ (NEFZ) wird abgelöst. Die Zielvorgaben für 2025 (–15 %) und 2030 (–37,5 %) beziehen sich ab 2021 auf einen WLTP-Messwert, der mit dem Verhältnis der NEFZ-Zielemissionen gegenüber der NEFZ gemessenen Emissionen skaliert wird. Für schwere Nutzfahrzeuge wird der Kraftstoffverbrauch auf Basis eines Simulationstools, des VECTO: Vehicle Energy Consumption Calculation Tools, erhoben. Eine Übersicht über die verschiedenen Flottengrenzwerte ist in **Tabelle B.5** gegeben.

Allerdings können die Hersteller durch die teilweise Mehrfachanrechnung von Fahrzeugen mit besonders geringen Emissionen (<50 g/km), durch die Bildung von Emissionsgemeinschaften und durch Ökoinnovationen versuchen, die Grenzwerte zu erreichen und damit Strafzahlungen zu vermeiden.

Synthetische Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energien könnten dazu genutzt werden, zu einer weiteren Reduzierung des Flottenverbrauchs beizutragen und damit Strafzahlungen

zu vermeiden. Dies wurde jedoch bei der letzten Novellierung diskutiert und abgelehnt.

Daraus ergibt sich ein mögliches Nachfragepotenzial für synthetische Kraftstoffe abhängig von den Verfehlungen der Zielvorgabe durch die jeweiligen Hersteller. Eine Verfehlung um 1g/km entspricht bei einer jährlichen Fahrleistung von 15.000 km einem jährlichen Kraftstoffbedarf von 6,5l Benzin (5,7l Diesel). Die Strafzahlung beträgt ab 2019 95,00€ um jedes Gramm, um das der Flottengrenzwert verfehlt wird. Die Herstellungskosten von synthetischem Kraftstoff und die Strafzahlung erreichen eine Kostenparität bei Herstellungskosten von 14,64€/l für Benzin (16,65€/l für Diesel).

Im Bereich der internationalen Luftfahrt und Schifffahrt haben die zuständigen internationalen Organisationen IATA und IMO Pläne zur Reduzierung der Emissionen vorgelegt. Im Bereich der Luftfahrt soll eine Art Emissionshandel entstehen (CORSIA) um Emissionszuwächse über 2020 zu erfassen. Da auch weiterhin von einem ansteigenden internationalen Flugverkehr ausgegangen wird (IATA 2019), der nur zur Hälfte durch Effizienzmaßnahmen kompensiert werden kann, würde auch hier die Möglichkeit für eine Nachfrage an PtX-Kerosin entstehen. Insbesondere im Falle der internationalen Luft- und Schifffahrt kommen die Vorteile einer direkten Substitution bisheriger fossiler Energieträger durch entsprechende PtX-Energieträger besonders stark zur Geltung.

Der industrielle Bereich, der durch das EU ETS erfasst wird, bedarf ebenfalls neuer Lösungen. PtX-Produkte können entweder direkt die bisherigen fossilen Energieeinträge kompensieren oder in neuen Verfahren, zum Beispiel auf Basis von Wasserstoff eine zentrale Rolle einnehmen.

	2015 Zielwert	2020/21 Zielwert	2025 Zielwert in Bezug auf 2021	2030 Zielwert in Bezug auf 2021
PKW	130 gCO ₂ /km (NEFZ)	95 gCO ₂ /km (NEFZ)	–15% (WLTP)	–37,5% (WLTP)
Leichte Nutzfahrzeuge	175 gCO ₂ /km (ab 2017) (NEFZ)	147 gCO ₂ /km (NEFZ)	–15% (WLTP)	–37,5% (WLTP)
Schwere Nutzfahrzeuge	–	–	–15% (bezogen auf 2019 nach VECTO)	–30% (bezogen auf 2019 nach VECTO)

Tabelle B.5: Übersicht über die aktuellen und zukünftigen Flottengrenzwerte für PKW, leichte und schwere Nutzfahrzeuge. NEFZ: Neuer Europäischer Fahrzyklus; WLTP: Worldwide Harmonised Light Vehicle Test Procedure; VECTO: Vehicle Energy Consumption Calculation Tool.

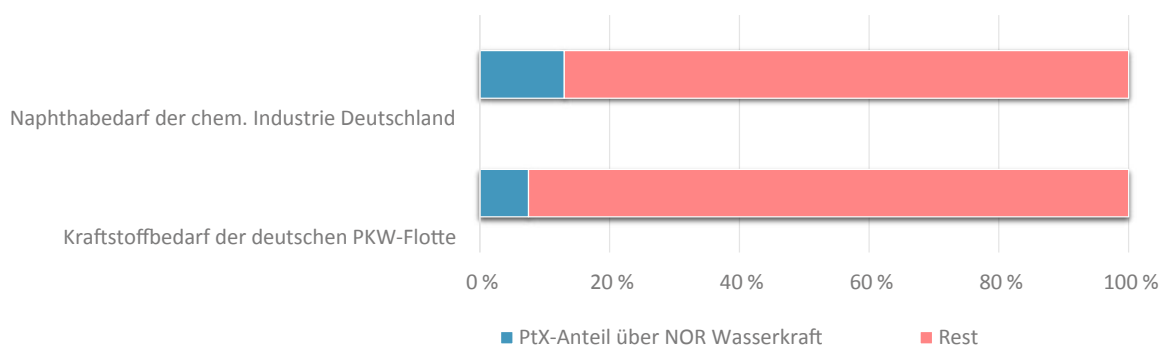


Abbildung B.10: Abschätzung der Anteile von PtX-Kraftstoffen am jährlichen Naphthabedarf für die chemische Industrie in Deutschland und am jährlichen Kraftstoffbedarf für das in Norwegen noch verfügbare Wasserkraftpotenzial.

Die Nutzung von PtX in der Energiewirtschaft ist ebenfalls prinzipiell möglich. Aktuell ist allerdings die Umwandlung von Strom in einen anderen Energieträger nur dann von Umlagen befreit, wenn dieser nachher wieder in Strom umgewandelt wird. Diese Regulierung stellt ein prinzipielles Hemmnis für den Einsatz von PtX in der Energiewirtschaft und auch in anderen Anwendungsfeldern dar.

4.2.4 Ökonomische Rahmenbedingungen

PtX-Produkte werden in der aktuellen Ausgestaltung im freien Wettbewerb der Marktkräfte gegen fossile Energieträger nicht konkurrieren können. Das politische Ziel einer möglichst weitgehenden Reduzierung von CO₂-Emissionen lässt sich nicht auf Basis der relativen Kosten erreichen. Während die Einführung einer CO₂-Bepreisung sicher die Konkurrenzfähigkeit von PtX-Produkten verbessert, werden jedoch sehr hohe CO₂-Preise notwendig sein, um eine nennenswerte Marktdurchdringung zu erreichen. Ein entsprechendes Angebot an PtX-Produkten wird dann entstehen, wenn es eine Nachfrage gibt. Bei der Integration von PtX-Produkte in bestehende Anwendungen sind gegebenenfalls Maßnahmen zur Unterstützung der Markteinführung notwendig.

4.3 Beispielhafte Erhebung einzelner Potenziale

4.3.1 Beispiel: Ausbau von Wasserkraft in Norwegen

Wie in Kapitel 2.3 dargestellt, wird in Norwegen in dieser Studie exemplarisch als sweet-spot für PtX-Anlagen analysiert. Das in Norwegen noch nicht ausgebaute Wasserkraftpotenzial beläuft sich auf 31,4 TWh (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy 2015). Würde dieses Potenzial zum Ausbau von PtX erschlossen werden, so könnten daraus, bei einem Strombedarf von 4,3 kWh/Nm³ insgesamt 7,3 Mrd. Nm³ Wasserstoff bereitgestellt

werden. Dies entspricht 657 kt Wasserstoff. Zum Vergleich, der Jahresbedarf der deutschen chemischen Industrie für die Herstellung von 3,13 Mio. t Ammoniak entspricht 500 kt Wasserstoff. In Relation zum PKW-Sektor entspricht diese Wasserstoffmenge dem Jahresbedarf von etwa 4,4 Mio. PKW, also 10 % der aktuellen PKW-Fahrzeugflotte, wenn diese wasserstoffbetriebene Brennstoffzellenelektrofahrzeuge⁷ wären. Würde dieser Wasserstoff zur Herstellung von PtX-Kraftstoffen durch Umwandlung mit CO₂ genutzt, würden rund 1,5 Mio. t Kraftstoff entstehen. Unter Einhaltung der Kraftstoffgrenzwerte von 95 gCO₂/km würde dies dem jährlichen Bedarf von 3,4 Mio. PKW, also rund 7,5% der aktuellen Fahrzeugflotte entsprechen. Wenn statt einem Kraftstoff künstliches Naphtha als Rohstoff für die chemische Industrie bereitgestellt werden würde, entspräche dies einem Anteil von rund 13% der in Deutschland abgelieferten Menge (BAFA 2018). Wie in **Abbildung B.10** zusammengefasst dargestellt, wird offensichtlich, dass das Wasserkraftpotenzial in Norwegen nur einen kleinen Beitrag zur Versorgung mit PtX-Substanzen leisten kann.

Das in Norwegen noch verfügbare Windkraftpotenzial wird in einer ähnlichen Größenordnung eingeschätzt. Gegenwärtig sind rund 1,16 GW Leistung installiert. Bis 2030 wird von einer Verzehnfachung auf bis zu 11 GW ausgegangen. Unter der Vereinfachung, dass die neu installierten Anlagen spezifisch genauso viel Strom liefern wie die bestehenden, entspräche dies einer zusätzlichen Strommenge von rund 28 TWh auf Basis der Erzeugung von 2016 (Weltenergieat Deutschland 2018).

⁷ Bei einem Verbrauch von 1 kg H₂/100 km und einer Jahresfahrleistung von 15.000 km/a.

Für Großabnehmer ist der durchschnittliche Strompreis in Norwegen niedriger als in Deutschland. Nach den Daten des BMWi (BMWi 2018a) lag der durchschnittliche Strompreis in 2018 für industrielle Großabnehmer bei 86,00€/MWh, in Norwegen bei 58,60€/MWh, also rund 1/3 niedriger als in Deutschland. Sollte ein möglicher Ausbau von Wind und Wasserkraft in Norwegen das Preisniveau unverändert lassen, wäre aus ökonomischer Sicht Norwegen ein geeigneter Standort für die Implementierung von PtX-Technologien als Deutschland.

4.3.2 Beispiel Skalierungseffekte

In der Verfahrenskette, angefangen von der Erzeugung erneuerbaren Stroms, über die Elektrolyse von Wasser zur Wasserstofferzeugung, der Abtrennung von CO₂ und der Umwandlung von CO₂ und Wasserstoff zum gewünschten Zielprodukt, kommen verschiedenste Technologien zum Einsatz. Diese Technologien unterscheiden sich in ihrer Skalierbarkeit, das heißt inwieweit sich die Anlage mit einer kleinen Produktionskapazität von der mit einer großen Produktionskapazität unterscheidet. Dies hat direkte Auswirkungen auf die spezifischen Investitionskosten für die Herstellung eines Produktes. In der Regel nehmen die spezifischen Investitionskosten mit steigender Produktionskapazität ab. Es ist also spezifisch kostengünstiger ein Produkt in einer großen Anlage herzustellen als in einer kleinen Anlage. Dies wird durch einen Skalierungsexponent (x) ausgedrückt.

$$\frac{\text{Kosten (groß)}}{\text{Kosten (klein)}} = \left(\frac{\text{Kapazität (groß)}}{\text{Kapazität (klein)}} \right)^x$$

Für den Fall, dass eine höhere Produktionsmenge durch ein einfaches Vervielfachen (Numbering-up) der ursprünglichen Produktionsanlage erfolgt, inklusive der Peripherie, hat dieser Exponent den Wert 1, das heißt, die spezifischen Investitionskosten ändern sich nicht mit der Hochskalierung.

Im Falle eines idealen Volumenprozesses, in dem sich die Investitionskosten durch das benötigte Material ergeben, nimmt der Exponent den Wert 2/3 an, das Verhältnis von den Exponenten Oberfläche (z. B. m²) zu Volumen (z. B. m³).

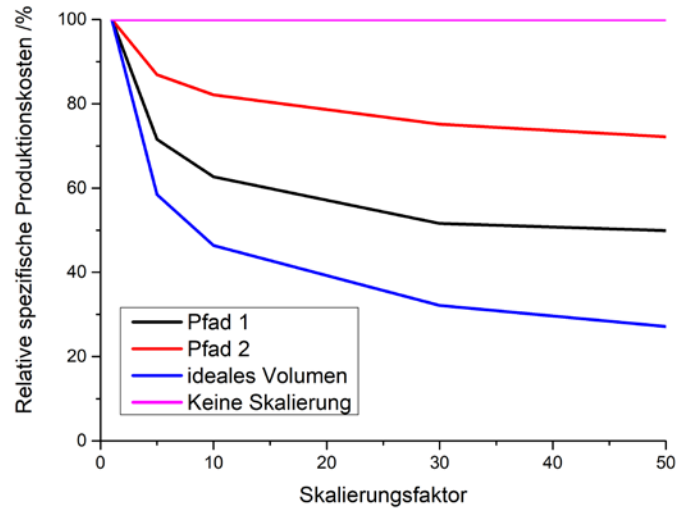


Abbildung B.11: Entwicklung der spezifischen Produktionskosten als Funktion des Skalierungsfaktors.

Reale Prozesse und Prozessketten liegen in der Regel zwischen diesen beiden Werten. Die Bedeutung der Skalierung soll im folgenden Beispiel an zwei generischen Verfahrensketten dargestellt werden:

1. Wasserstoff wird über Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom aus Windenergie bereitgestellt und mit CO₂, welches durch CCU aus einer industriellen Quelle abgeschieden wurde, zum Zielprodukt, einem generischen Kohlenwasserstoff, in einer zentralen Anlage umgesetzt.
2. Wasserstoff wird über Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom aus Windenergie bereitgestellt und mit CO₂, welches durch DAC direkt aus der Luft abgeschieden wurde, zum Zielprodukt, einem generischen Kohlenwasserstoff, in einer dezentralen Anlage umgesetzt.

Für die verschiedenen Verfahrensschritte werden dabei unterschiedliche Skalierungsmethoden angewandt. Die Erzeugung erneuerbarer Energien über einem off-shore-Windpark ist ein klassisches Numbering-up, das heißt, es werden mehr Windmühlen installiert, wenn mehr Strom benötigt wird. Dies

Pfad	Prozess	Skalierungsexponent
(1;2)	Erzeugung von EE-Strom durch off-shore Wind	0,9
(1;2)	Wasserelektrolyse	0,95
(1)	Abtrennung von CO ₂ aus einer Punktquelle	0,67
(2)	Abtrennung von CO ₂ aus der Luft	0,95
(1)	Umwandlung in das PtX-Produkt (zentral)	0,67
(2)	Umwandlung in das PtX-Produkt (dezentral)	0,9

Tabelle B.6: Angenommene Skalierungsexponenten für die einzelnen Prozessschritte der betrachteten Verfahrensketten.

gilt analog Elektrolyse, die als Oberflächenprozess ebenfalls per Numbering-up skaliert wird. Das Gleiche gilt für eine Abtrennung von CO₂ aus der Luft. In diesen Fällen lassen sich geringere Skalierungsexponenten in der Peripherie erzielen, wenn z. B. die Gasversorgung zusammengeführt werden kann.

CCU aus einer Punktquelle, zum Beispiel mit einer Aminwäsche, ist eher als ein Volumenprozess zu beschreiben, genauso wie die meisten chemischen Umwandlungen zum eigentlichen PtX-Produkt.

Für die beiden zuvor genannten hypothetischen Fälle kann der Effekt der Skalierung auf die spezifischen Produktionskosten des PtX-Produktes schematisch berechnet werden. Der Effekt dieser Skalierung mit den angenommenen Skalierungsparametern ist für die unterschiedlichen Prozessketten in **Abbildung B.11** dargestellt.

Die Prozesskette zu Pfad 1 (vergleiche **Tabelle B.6**) hat einen effektiven Skalierungsexponenten von 0,82 und reduziert die spezifischen Produktionskosten um 50% im Falle einer 50-fachen Kapazitätsvergrößerung. Die Prozesskette zu Pfad 2 (vergleiche

Tabelle B.6) hingegen hat einen effektiven Skalierungsexponenten von 0,92 und erzielt eine Reduktion der spezifischen Produktionskosten um 28%. Die Linien für ideales Volumen, Skalierungsexponent 2/3, und keine Skalierung, Skalierungsexponent 1, sind zur Orientierung in das Diagramm mit eingetragen.

Pfad 2 kann nicht die gleiche spezifische Kostenreduktion wie Pfad 1 erreichen, da die spezifischen Kostenvorteile, den Prozess in ein größeres Volumen zu übersetzen, nicht in dem gleichen Umfang realisiert werden können. Dies ist der Grund, weshalb sich ein Trend zu immer größeren Anlagen in der konventionellen Petrochemie etabliert hat. Die Frage nach zentralen oder dezentralen Lösungen stellt sich jedoch mit der PtX-Technologie auf eine andere Art und Weise als mit einer konventionellen Technologie.

Reduktion der spezifischen Kosten durch ein einfaches Hochskalieren wird nicht mehr alleine den Ausschlag für die Entscheidung für eine bestimmte Verfahrenskette geben können. Diese vereinfachte Betrachtung hat weitere Limitierungen, zum Beispiel den begrenzten Volumenstrom einer CO₂-Quelle, Infrastrukturen etc. nicht berücksichtigt. Sie dient nur dazu, den Effekt zu beschreiben und in die Diskussion als einen Aspekt einzubringen.

SCHLAGLICHT 1

Autor: Peter Kasten (Öko-Institut) im Auftrag des BUND

KEIN SELBSTLÄUFER: KLIMASCHUTZ UND NACHHALTIGKEIT DURCH PtX

Für das Gelingen der Energiewende und einer nahezu vollständigen Defossilisierung bis 2050 werden PtX-Anwendungen in verschiedenen Bereichen eine Rolle spielen, beispielsweise als Ersatz fossiler Energieträger in der Schifffahrt und dem Flugverkehr oder als Langzeitspeicheroption der volatilen Stromerzeugung. Welche Rolle dies sein wird, das heißt, welche Anwendungen und Mengen, ist noch unklar. Die Annahmen darüber variieren stark, je nachdem von welchen Randbedingungen ausgegangen wird: Je geringer beispielsweise die Reduzierung der Energienachfrage durch veränderte Konsum- und Verhaltensmuster ist und je weniger sich die direkte Nutzung erneuerbarer Elektrizität durchsetzt, desto mehr PtX-Stoffe könnten notwendig werden.

PtX-Stoffe sind heute noch Zukunftsmusik und ein positiver gesellschaftlicher und ökologischer Nutzen ist nur unter bestimmten Voraussetzungen gegeben. So haben sie heute nur dann einen positiven Klimanutzen, wenn der für die Technologien benötigte Strom annähernd vollständig aus zusätzlichen erneuerbaren Energien gewonnen wird. Geschieht das nicht, führt die Herstellung von PtX-Stoffen sogar zu mehr Emissionen als die Nutzung der fossilen Äquivalente. Bei der Herstellung von Kohlenwasserstoffen aus Strom darf die Verwendung des CO₂ nicht zur Verlangsamung der THG-Reduktion beispielsweise im Industriesektor führen. Das sind Kriterien, nach denen PtX-Technologien hinsichtlich ihrer Klimaschutzwirkung bewertet werden müssen.

In den Diskussionen rund um PtX-Technologien stehen derzeit vor allem die Wirtschaftlichkeit und die Markteinführungsstrategien im Vordergrund; die positive Nachhaltigkeitswirkung wird als gesetzt angesehen. Beispielsweise aus der Markteinführung der Biokraftstoffe können wir jedoch lernen, dass soziale und ökologische Aspekte beim Übergang von Demonstrations- zur Marktphase gleichwertig behandelt werden müssen; und zwar nicht nur aus ökologischer und sozialer Nachhaltigkeitssicht. Auch aus ökonomischer Sicht sind fehlende beziehungsweise nicht wirksame Nachhaltigkeitskriterien ein Risiko. Die Investitionssicherheit ist gering, wenn die Nachhaltigkeitsanforderungen für PtX-Anlagen über die Zeit verändert werden müssen.

Aus der mangelnden Diskussion über mögliche Nachhaltigkeitswirkungen der PtX-Produktion ergibt sich eine weitere

Problematik. Aussagen darüber, welches Mengenpotenzial für nachhaltige PtX-Stoffe langfristig erschließbar ist, sind heute nicht möglich; PtX-Produkte sind daher nach dem Vorsorgeprinzip als ein knappes Gut zu betrachten. Pfadentscheidungen, die einen „Lock-in“ der PtX-Nutzung in Anwendungen mit effizienteren und günstigeren Alternativen (zum Beispiel batterieelektrische Mobilität, Wärmepumpen) zur Folge haben können, sollten somit vermieden werden und der Einsatz in Anwendungen mit wenig alternativen Klimaschutzoptionen sollte Priorität besitzen.

Dieses „Schlaglicht“ zeigt erste Überlegungen für geeignete Anforderungen auf. Eine ausführlichere Darstellung findet sich in dem im Rahmen des Projektes vom Öko-Institut erarbeiteten und vom BUND beauftragten Impulspapier (Kasten u. a. 2019). Mögliche Kriterien für die Nutzung von Strom, CO₂, Wasser und Fläche sind:

Strombezug

- Die PtX-Produktion führt nur dann zu relevanter Einsparung von THG-Emissionen, wenn die eingesetzte Energie annähernd vollständig erneuerbar ist und Zusätzlichkeitskriterien entspricht. Mit EE-Herkunftsnachweisen kann keine Zusätzlichkeit nachgewiesen werden. Das bestehende System des EE-Nachweises könnte dafür weiterentwickelt werden.
- Nachweiskriterien auf Basis des EU-weiten Monitorings der Energiesysteme sind für PtX-Anlagen außerhalb der EU nicht anwendbar. Zum Nachweis der Zusätzlichkeit erneuerbarer Energieträger müssen eigene Nachweismethoden geschaffen werden. Die Basis dafür könnten gegebenenfalls Methoden aus der internationalen Klimapolitik sein.

CO₂-Bezug

- Die Nutzung von CO₂ aus Biomasse und der Luft sind die einzigen erneuerbaren CO₂-Quellen, die keine Treibhausgasemissionen verursachen, wenn die notwendigen Nachhaltigkeitsregeln für die Biomassennutzung und den Strombezug eingehalten werden.
- Die aktuell gültigen Rahmenbedingungen stellen nicht sicher, dass bei der CO₂-Nutzung aus fossilen Punktquellen sich die Entwicklung hin zu einem Industriesektor mit geringeren THG-Emissionen nicht verlangsamt. Solange keine

geeigneten Kriterien für die Nutzung aus diesen Quellen existieren, ist die PtX-Produktion mit dem Risiko verbunden, die notwendige THG-Minderung im Industriesektor nicht zu erreichen.

- Nachhaltiges und günstiges CO₂ wird ein knappes Gut sein. Eine prioritäre Allokation des verfügbaren CO₂ in PtX-Anwendungen mit einem hohen Effizienzpotenzial beziehungsweise in Anwendungen mit wenigen alternativen Optionen für eine treibhausgasneutrale Herstellung erscheint sinnvoll zu sein.

Fläche

- Für die Bewertung möglicher Auswirkungen auf das regionale Energiesystem (siehe Kriterien für Strombezug) müssen für Flächen Kriterien zur Bewertung des EE-Stromerzeugungspotenzials und deren Einbindung in das Stromsystem entwickelt werden.

- Die genutzten Flächen für alle Anlagen entlang der Wertschöpfungskette müssen die geltenden Standards für den Schutz der Biodiversität und der Kohlenstoffspeicherung in Böden und Biomasse einhalten.

Soziale Standards

- Große Infrastrukturprojekte, wie ein Ausbau der PtX-Produktion, haben erhebliche Effekte auf die lokale Wasserversorgung, die Flächennutzung und das Energiesystem in den Regionen der PtX-Herstellung. Best-Practice-Maßnahmen für die Steigerung der lokalen Wertschöpfung sowie zur Vermeidung negativer Wirkungen auf die Verfügbarkeit und Kosten von Wasser, Flächen und Energie sind zusammen mit der unabhängigen Evaluation dieser Maßnahmen eine Grundvoraussetzung für den Aufbau von PtX-Anlagen.

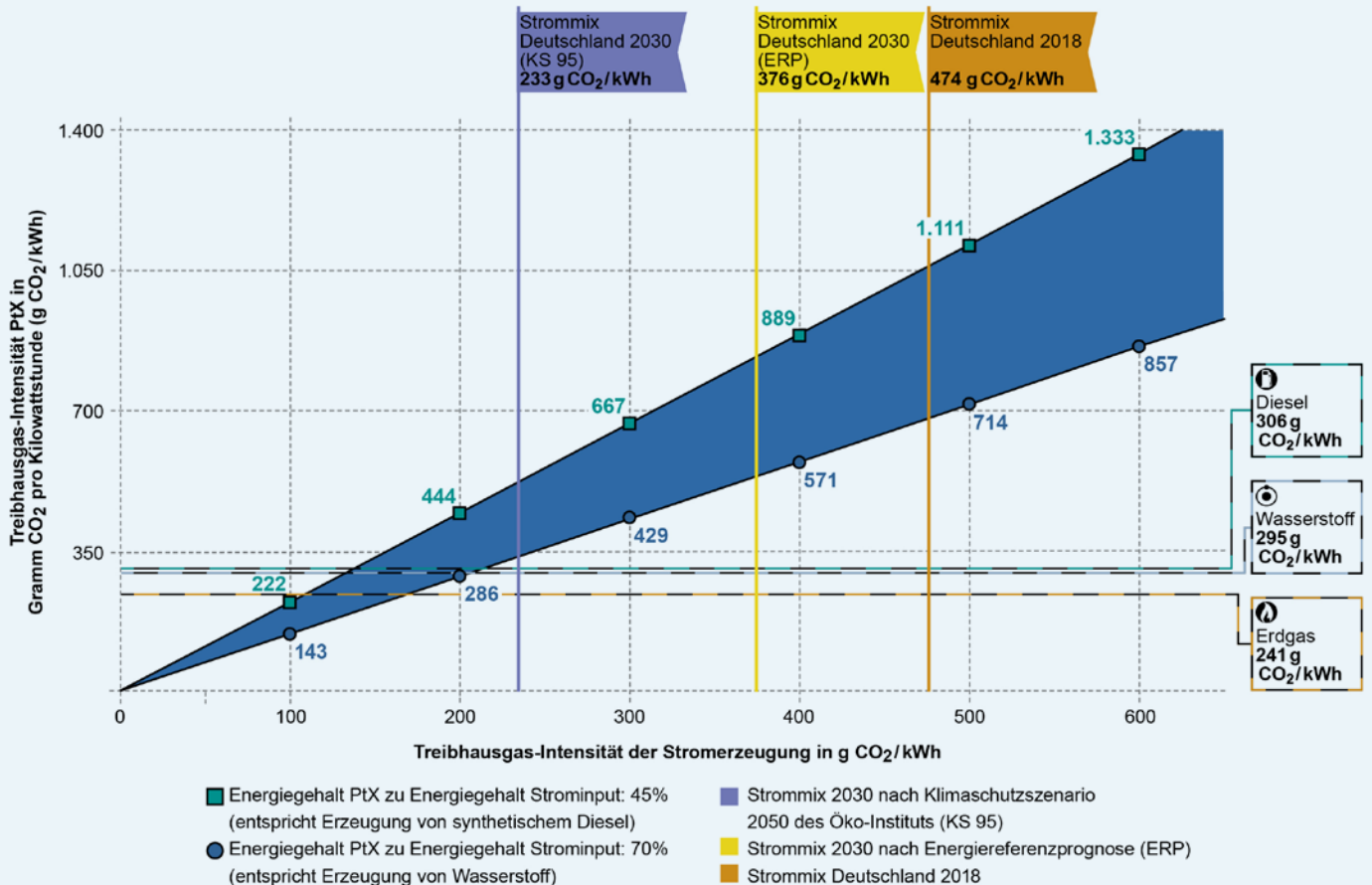


Abbildung B.12: CO₂-Emissionen der PtX-Erzeugung bei verschiedenen Strommischen

5. Ökologische Bewertung der PtX-Routen und -Produkte

Die folgenden Kapitel geben einen Überblick über die Ergebnisse des Life Cycle Assessment. Der ähnliche Aufbau der PtX-Prozessketten spiegelt sich in den einzelnen Ergebnissen wieder, sodass in vielen Fällen gemeinsame Trends über die unterschiedlichen Prozessketten und Indikatoren festgestellt werden können. Für eine bessere Einordnung und Übersicht der Ergebnisse und Einflussgrößen werden zunächst die allgemeinen Trends, die sich über alle Wertschöpfungsketten, Indikatoren, Szenarien und Betriebsarten ziehen, dargestellt. Eine etwas detailliertere Darstellung bieten die einzelnen Unterkapitel auf Basis der Produktgruppen chemische Grundstoffe und Kraftstoffe.

Darüber hinaus wurden ein Vergleich dreier möglicher CO₂-Quellen, sowie der Einfluss möglicher Transportlogistik für Edukte und Produkte für die unterschiedlichen Indikatoren angestellt. Für die Prozessketten selbst wurde jedoch die jeweils passende CO₂-Quelle ausgewählt und berechnet. Wie in Kapitel 3.2.1 dargestellt, basieren die Daten der LCAs aufgrund des teilweise noch sehr niedrigen TRL auf der Hochskalierung von Laborergebnissen, sowie Schätzungen und Simulationen. Zudem sind Projektionen in die Zukunft immer mit Unsicherheiten und Ungenauigkeiten behaftet hinsichtlich der Weiterentwicklung der neuen, aber auch bereits etablierten Technologien. Aufgrund dieser Einschränkungen sind die im Folgenden dargestellten Ergebnisse als Größenordnungen und Richtwerte zu verstehen, die der allgemeinen Einordnung und dem Benchmarking dienen. Für mehr Details hinsichtlich der Limitierungen der LCA wird auf Kapitel 11.2, sowie Kapitel 10.2 der Roadmap 1.0 verwiesen (Ausfelder; Dura 2018).

Da für die ökologische Bewertung nicht pauschal die gleichen, sondern die anwendungsseitig passenden CO₂-Quellen modelliert wurden, weichen diese voneinander ab. Daraus ergeben sich unterschiedliche Einflüsse in diesem Prozessschritt, die hauptsächlich im höheren Energiebedarf der DAC begründet liegen.

5.1 Allgemeine Trends aller PtX-Prozessketten und -Produkte

Autorin: Hanna Dura (DEC)

Urheber/-innen der Ergebnisse: Kay Bareiß (TUM), Sarah Deutz (RWTH-LTT), Susanne Forster (Audi), Thomas Fröhlich, (ifeu), Cornelia Merz (Öko-Institut), Andreas Patyk (ITAS), Dominik Poncette (ITAS), Jürgen Sutter (Öko-Institut), Petra Zapp (FZI)

Die übergeordneten Trends, die sich bereits in den Zwischenergebnissen in der ersten Version der Roadmap abgezeichnet haben, konnten mit den finalen Ergebnissen im Projekt bestätigt werden. Diese Trends sind ebenfalls in den ergänzten ökologischen Indikatoren weitestgehend erkennbar (vergleiche 3.2.2).

Die in dieser Studie dargestellten Ergebnisse zum ökologischen Fußabdruck der PtX-Prozessketten sind als Benchmark zu verstehen, inwieweit die PtX-Technologien ökologische Vorteile oder Nachteile aufweisen und auf welche Aspekte der Fokus gelegt werden sollte, um den möglichst besten ökologischen Fußabdruck zu erreichen. Die Ergebnisse zu den ökologischen Indikatoren bieten grundsätzlich eine Erweiterung zu den gängigen Studien, die sich meist lediglich auf THG-Emissionen beschränken. Da der Klimaschutz gegenwärtig eine sehr hohe Priorität hat, ist die Prüfung auf die THG-Emissionen zunächst das wichtigste Kriterium. Im Sinne des Umwelt- und Naturschutzes ist dies jedoch nicht erschöpfend, aus diesem Grund wurden hier weitere ökologische Indikatoren herangezogen. Dabei sollte jedoch beachtet werden, dass auch die hier gewählte Auswahl an Indikatoren ebenfalls nicht das gesamte Spektrum aller Umwelteinflüsse wiedergibt. So sind beispielsweise Toxizität oder Auswirkungen auf Biodiversität nicht berücksichtigt. Am Beispiel der Wasserkraft konnten beispielsweise Umweltauswirkungen, die durch Überflutung oder den wiederkehrenden Änderungen des Wasserspiegels nicht berücksichtigt werden. Dies würde eine Detailuntersuchung der unterschiedlichen EE-Quellen erfordern, die außerhalb des Fokus des P2X-Projektes liegt. Dennoch geben die zusätzlichen ökologischen Indikatoren bereits eine sehr gute Einsicht in den ökologischen Fußabdruck der PtX-Prozesse. Ihre allgemeinen Trends werden im Folgenden zusammengefasst. Eine detailliertere Betrachtung ist entsprechend der Anwendungsfelder für chemische Grundstoffe und Kraftstoffe in den folgenden Kapiteln enthalten.

EINFLUSSFAKTOR: STROMBEREITSTELLUNG

Strom bleibt weiterhin der größte Treiber für fast alle ökologischen Kriterien der PtX-Prozessketten und -Produkte, was jedoch unterschiedliche Auswirkungen auf die betrachteten Indikatoren hat. Während beispielsweise die lebenszyklusbedingten Treibhausgasemissionen (THG_{LCA}) mit zunehmender Menge EE-Strom geringer werden, ist diese Korrelation für den Indikator Metal

Depletion Potential (MDP) und die Nutzung kritischer Rohstoffe umgekehrt. Diese unterschiedlichen Korrelationen sind sowohl durch die PtX-Technologie selbst, als auch durch die alternativen Technologien erneuerbarer Stromerzeugung bedingt. Wasser-, Wind-, und Solarenergie haben naturgemäß keine direkten CO₂-Emissionen, sodass jegliche THG-Emissionen hier auf die Errichtung der Anlagen und somit die Vorketten zurückzuführen sind. Wind- und Solaranlagen sind jedoch, bezogen auf die normierte elektrische Kraftwerksleistung, aufwendiger im Bau als beispielsweise ein Kohlekraftwerk. Dies liegt in der Natur der Bereitstellung elektrischer Energie. Die Bereitstellung über fossile Energieträger ist verbrauchsorientiert, das heißt die fossilen Energieträger werden umgewandelt und verbraucht, sodass hier während der Umwandlung (also der Nutzungsphase) die größten Umweltauswirkungen entstehen. Bei der Bereitstellung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen wie Wind- oder Solarenergie, stellt sich die Situation umgekehrt dar, die Umweltauswirkungen liegen auf der Seite der Anlagen, während die Nutzungsphase, das heißt die Umwandlung in elektrische Energie emissionsfrei erfolgt. Somit steigt insgesamt der Indikator des Metal Depletion Potential (MDP) aufgrund des höheren Anteils von Wind- und PV-Energie, sodass die Korrelation zwischen dem Anteil erneuerbarer Quellen am verwendeten Strom für die unterschiedlichen Indikatoren jeweils anders ausfällt. Eine Übersicht des Einflusses bezogen auf 1 kWh elektrischen Stroms für die zu Grunde gelegten Jahre (2018, 2050) sind in der Veröffentlichung (Bareiß u. a. 2019) zu finden.

EINFLUSSFAKTOR: BETRIEBSARTEN

Die unterschiedlichen Betriebsweisen sowie die gewählten Energieszenarien (Wasserkraft, sowie KSZ 80 und 95 mit dem Zwischenstand 2030) erlauben eine Analyse, wie sich der ökologische Fußabdruck in Abhängigkeit der Volllaststundenzahl verhält (vergleiche hierzu Tabelle B.1 in Kapitel 3.1.2). Die kontinuierliche Fahrweise erlaubt eine maximale Auslastung der Anlage, während bei der systemdienlichen Fahrweise die Volllaststundenzahl sehr stark von der verfügbaren Menge erneuerbarer Energien im Netz abhängt. Durch die Vereinfachungen des Energiemodells (vgl. Kapitel 3.1) sind die verfügbaren Volllaststundenzahlen sehr hoch und geben daher in der systemdienlichen Fahrweise ein sehr optimistisches Bild wider. Folglich ist der Effekt einer reduzierten Volllaststundenzahl nur im Stützjahr 2030 für den systemdienlichen Betrieb deutlich erkennbar. Durch die geringe Betriebszeit

von nur 1000 h im Jahr schlägt der Anlagenbau relativ gesehen stärker zu Buche, als in allen anderen Szenarien. Unter der Annahme, dass die Auslegung der Anlagen unabhängig von der Betriebsart (systemdienlich oder kontinuierlich) erfolgt, sind die Emissionen und Aufwendungen für den Anlagenbau entsprechend gleich. Durch die Umlegung dieses absoluten Wertes auf die produzierte Menge PtX-Produkt, ändern sich jedoch die relativen Emissionen und Aufwendungen. Bei geringer Volllaststundenzahl erhöht sich somit der relative Anteil des Anlagenbaus, da die gleiche Menge an Aufwendungen und Emissionen, die durch den Bau verursacht wird, auf eine geringere Produktmenge umgelegt wird. Dies hat je nach ökologischem Indikator unterschiedliche Folgen, die in der detaillierten Betrachtung in den folgenden Kapiteln näher erläutert werden.

Dabei bleibt zu beachten, dass für einen fluktuierenden Betrieb gegebenenfalls andere Parameter für die Anlagen gelten können. So könnten bestimmte Prozessschritte und Anlagenteile entsprechend kleiner dimensioniert werden. Des Weiteren müssen durch das wiederkehrende Auf- und Abfahren der Anlage Verschleißteile gegebenenfalls öfter ausgewechselt werden, während andere Anlagenteile eine längere Lebensdauer erreichen können. Diese möglichen Effekte konnten aufgrund fehlender Daten und Informationen zum Anlagenverhalten bei fluktuierendem Betrieb nicht untersucht werden. Dies ist vorrangig auf den frühen Reifegrad der Technologien zurückzuführen, in denen noch keine vollständigen Anlagen bestehen.

EINFLUSSFAKTOR: LOGISTIK

Die Analyse der LCA-Indikatoren hat gezeigt, dass der Aufwand für die Logistik anteilig an den Gesamtaufwendungen, in den meisten Fällen eine untergeordnete Rolle spielt. Dabei hat auf dieser übergeordneten Ebene der Anlagentyp (zentral vs. dezentral) keinen nennenswerten Einfluss auf die Ergebnisse. Ein deutlicher Unterschied im Emissionsprofil ist jedoch im Vergleich zwischen der Stromversorgung aus Deutschland (kontinuierlich oder netzdienlich) und der Stromversorgung aus Norwegen zu beobachten, wie in **Abbildung B.13*** dargestellt. Für die Modellierung wurde angenommen, dass lediglich der norwegische Strom (über eine Distanz von 1000 km) an eine in Deutschland befindliche PtX-Anlage transportiert wird. Eine alternative Betrachtungsweise wäre die Produktion von PtX-Produkten vor Ort in Norwegen mit anschließendem Transport

* Abbildung B.13 siehe nächste Seite

des PtX-Produktes nach Deutschland. Hierfür sind jedoch weitreichende Abschätzungen hinsichtlich der unterschiedlichen Transportmöglichkeiten (u. a. Schiff, Pipeline) zu treffen.

Die in **Abbildung B.13** dargestellten Szenarien verursachen ähnliche THG_{LCA}-Emissionen, jedoch ist im Remote-Szenario (Strom aus Norwegen) der Stromtransport für 16,5% der THG_{LCA}-Emissionen verantwortlich, während Stromtransport innerhalb Deutschlands nicht ins Gewicht fällt. Dieses Profil zieht sich durch viele der LCA-Indikatoren durch, wenn auch in einer schwächeren Ausprägung.

Es sollte jedoch weiterhin beachtet werden, dass die Abschätzungen hinsichtlich des Aufwandes der Logistik insgesamt eine systemische Sicht liefert. So zeigen die Ergebnisse beispielsweise, dass der Anteil des Transports eines PtX-Kraftstoffes aus einer dezentralen Anlage anteilig an den Gesamtaufwendungen sehr gering ist. Was die Ergebnisse einer solchen LCA jedoch nicht zu zeigen vermögen, sind mögliche regionale Auswirkungen und Unterschiede hinsichtlich des Transportaufkommens (ähnlich der räumlichen Abhängigkeit von Wasser- und Flächenbedarf). Besteht am Standort und in der Umgebung eine entsprechende Straßeninfrastruktur, ist zu vermuten, dass der induzierte Verkehr gut abgeführt werden kann. Handelt es sich aber beispielsweise um eine infrastrukturschwache Region, so kann der induzierte Verkehr eine Herausforderung darstellen. Darüber hinaus ist ebenfalls zu beachten, dass ein Neubau von Infrastrukturen wie Pipelines oder Stromtrassen ebenfalls mit großen Investitionen sowie vor allem mit lokalen sozialen und ökologischen Herausforderungen einhergehen wird. Diese weiteren lokalen Gegebenheiten sowie Aspekte hinsichtlich der Ökonomie und der Akzeptanz liegen außerhalb des Geltungsbereichs einer LCA und sollten durch entsprechende weitere Untersuchungen ergänzt werden.

TENDENZEN DER UNTERSCHIEDLICHEN ÖKOLOGISCHEN INDIKATOREN

Die Analyse der ausgewählten Umweltindikatoren zeigt ein weitestgehend einheitliches Bild: Reduktionen der THG-Emissionen sind durch die Nutzung von CO₂ als Rohstoff mit hohen Anteilen erneuerbaren Stroms erzielbar. Der Energieaufwand sowie die übrigen Umweltindikatoren zeigen für die fast alle PtX-Wertschöpfungsketten und -Produkte gegenüber den jeweiligen Referenzen jedoch grundsätzlich erhöhte Werte.

Die THG_{LCA} verbessern sich grundsätzlich mit zunehmendem Anteil EE-Strom. Ein ähnliches, wenn auch nicht so drastisches

Bild zeichnet sich bei POCP ab. POCP- und PM-Emissionen sinken zwar mit zunehmendem Anteil EE-Strom, verbleiben jedoch auf einem erhöhten Niveau im Vergleich zu den jeweiligen fossilen Referenzen. Verantwortlich hierfür sind die Vorketten der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen, aus denen diese Emissionen stammen. So wird beispielsweise ein Großteil der PV-Module in Asien hergestellt, wo weitestgehend Strom aus Kohlekraftwerken zum Einsatz kommt und somit die Vorkette der PV-Anlagen stark belastet. Da eine Voraussicht der Entwicklungen der einzelnen Energieerzeugungsanlagen den Rahmen dieser Studie sprengen würde, wurden die Vorketten auch für das Zieljahr 2050 nicht

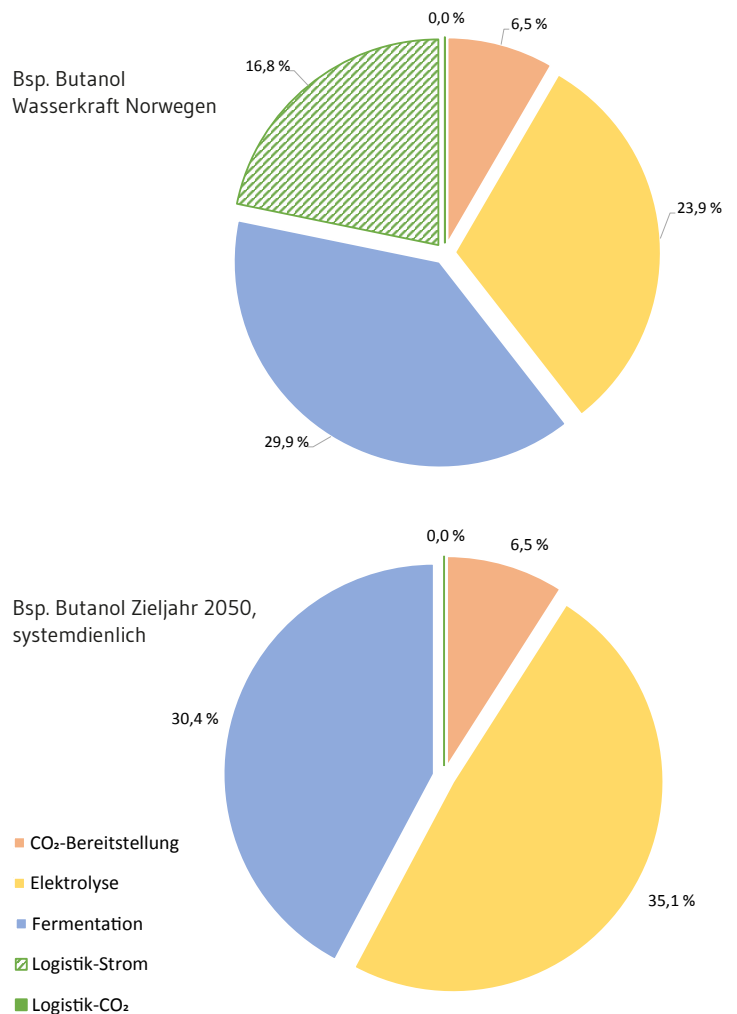


Abbildung B.13: Vergleich der Emissionsprofile für die spezifischen Treibhausgasemissionen (THG_{LCA}) für die Produktion von Butanol über PtX (oben) und für den systemdienlichen Betrieb im Zieljahr 2050 (THG_{LCA}: 0,719 kg CO₂-Äq. / kg Butanol) (unten) für das Remote-Szenario mit Stromversorgung aus Wasserkraft in Norwegen (THG_{LCA}: 0,767 kg CO₂-Äq. / kg Butanol).

geändert. Folglich sind die POCP- und PM-Emissionen auch im KSZ 95 % im Zieljahr 2050 relativ hoch im Vergleich zu der Strombereitstellung über Wasserkraft, da im KSZ 95 % rund 30% des Stroms über Solarenergie bereitgestellt wird. Andererseits können viele ökologische Nachteile der Wasserkraft (siehe Kapitel 2.3.1) mit den gängigen LCA-Indikatoren nur unzulänglich analysiert werden, darüber hinaus ist die Wasserkraft an spezifische geographische Gegebenheiten gebunden. Grundsätzlich können mit zunehmend saubereren Stromquellen bei der Produktion der Energieerzeugungsanlagen auch die strombedingten Emissionen der Vorketten reduziert werden.

Der kumulierte Energieaufwand (KEA) stellt sich für die unterschiedlichen PtX-Prozessketten teilweise unterschiedlich dar. Grundsätzlich ist der Energieaufwand über die gesamte Prozesskette tendenziell erhöht, da die jeweiligen fossilen Energieträger ihre Energie bereits mitbringen, während diese Energie in die synthetischen PtX-Produkte zunächst eingetragen werden muss. Dabei sind die Umwandlungsprozesse mit Verlusten behaftet, die sich über die gesamte Prozesskette aufsummieren. In den Ergebnissen ist zu beobachten, dass der kumulierte Energieaufwand mit zunehmendem Anteil EE-Strom sinkt. Dieser Effekt rührt jedoch nicht daher, dass die Prozesse weniger Energie benötigen, sondern an unterschiedlichen Umwandlungsverlusten bei der Strombereitstellung und der Methodik des Indikators, wie ausführlich in (Ausfelder; Dura 2018) dargestellt ist. Gemäß der zugrundeliegenden Methodik gelten für die Bereitstellung fossiler und erneuerbarer Energie unterschiedliche Bilanzgrenzen. Bereitstellung fossiler Energie wird ab Rohstoffabbau bilanziert, sodass alle Umwandlungsverluste ab dem Abbau des Rohstoffes bis zur Nutzung in der PtX-Anlage einbezogen sind. Der „primäre“ Energieeintrag erneuerbarer Energien stammt jedoch aus Wind oder Sonneneinstrahlungen. Verluste bei der Umwandlung von kinetischer Wind- oder Solarenergie werden nicht einbezogen. Erst nachgelagerte Verluste beispielsweise durch das Getriebe einer Windkraftanlage werden berücksichtigt. Folglich kann auf den ersten Blick der Eindruck entstehen, dass der Energieaufwand für die Bereitstellung der PtX-Produkte sinkt, tatsächlich bleibt dieser jedoch konstant, da die Verringerung darauf zurückzuführen ist, dass Strom aus erneuerbaren Quellen mit wesentlich weniger Umwandlungsverlusten einhergeht (das heißt, für eine kWh bereitgestelltem Strom aus EE wird weniger Primärenergie benötigt, als für die gleiche kWh aus fossiler Quelle).

Die Beiträge zum MDP sind häufig auf den Bau der PtX-Anlagen zurückzuführen. Im Falle der Nutzung des PtX-Produktes als Kraftstoff wird auch der Aufwand für den Einsatz des entsprechenden Fahrzeugs berücksichtigt. Dadurch entfällt ein wesentlicher

Teil des MDP auf den Fahrzeugbau. Auffällig ist die Erhöhung des MDP mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien. Dies ist auf den erhöhten Verbrauch metallischer Ressourcen der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen (Wind, PV) zurückzuführen. Der Bau von Wasserkraftanlagen erfordert in Relation zur erzeugten Energiemenge deutlich weniger metallische Ressourcen, sodass die Aufwendungen für diesen Indikator sehr gering sind.

Grundsätzlich ist der Bedarf an Wasser und Fläche gegenüber den jeweiligen Referenzen deutlich erhöht. Jedoch sind die Detailergebnisse aufgrund der Erhebungsmethodik mit Vorsicht zu genießen. Die Bedarfe für den heutigen Netzstrom sind um mehrere Faktoren höher als für NOR oder das KSZ 2050. Dies liegt in der Erhebungsmethodik begründet. Hinsichtlich des Wasserbedarfs wird beispielsweise lediglich Prozesswasser bilanziert, das Änderungen wie beispielsweise einer Temperatursteigerung unterzogen wurde. Dies schlägt sich im heutigen Netzstrom durch sehr hohe Mengen Kühlwasser der Kraftwerke stark nieder. Wasser für die norwegische Wasserkraft ist nicht berücksichtigt, da lediglich potenzielle Energie des Wassers ausgenutzt wird. Auch der Flächenbedarf zeigt für den heutigen Netzstrom die höchsten Werte. Dieser Flächenbedarf stammt aus einem intensiv bewirtschafteten Wald zur Biomassebereitstellung. Da für KSZ 95 lediglich PV, Windkraftanlagen und GuD berücksichtigt wurden taucht dies hier nicht auf. Jedoch ist fraglich, inwiefern diese Zuordnung sinnvoll ist, da die Waldfläche einen deutlich höheren ökologischen Nutzen hat, als eine gänzlich versiegelte Fläche; andererseits beispielsweise die Biodiversität vermutlich geringer ist, als in einem natürlichen Wald. Für ein vollständigeres Bild müssten an dieser Stelle folglich detailliertere Analysen durchgeführt werden, die beispielsweise Flächentransformation, Biodiversität und die jeweiligen regionalen Gegebenheiten einbeziehen.

VERGLEICH UNTERSCHIEDLICHER CO₂-QUELLEN

Das für die PtX-Wertschöpfungsketten benötigte CO₂ kann unterschiedlichen Quellen entstammen. In (Ausfelder; Dura 2018) sind die unterschiedlichen Quelltypen detailliert beschrieben und die gegenwärtig verfügbaren Mengen quantifiziert. Erweiternd zu diesen Ausführungen wurden drei der möglichen Quellen gegenübergestellt. Dabei handelt es sich um eine erste Abschätzung, die den folgenden Limitierungen unterliegt und somit lediglich als Größenordnung verstanden werden kann:

- Es wird lediglich die für den Betrieb notwendige Energie (Wärme und Strom) berücksichtigt.
- Anlagenbau, EoL und weitere Betriebsemissionen sind nicht enthalten.
- Einsparpotenziale, die beispielsweise durch Wärmeintegration erzielt werden können, sind nicht berücksichtigt. (Eine Kopplung der DAC mit einem exothermen Prozess, wie beispielsweise der FT-Synthese stellt solch eine Integrationsmöglichkeit dar).

Grundsätzlich unterscheiden sich die drei Quellen qualitativ. Während die DAC mit dem einzigen Ziel betrieben wird, CO₂ aus der Atmosphäre abzutrennen, fällt das CO₂ im Stahlwerk und bei der NH₃-Synthese prozessbedingt als Abfallprodukt an. Im besonderen Fall der Ammoniaksynthese wird das CO₂ ohnehin abgetrennt und fällt bereits rein an. Somit fallen für die CO₂ aus der Ammoniaksynthese (basierend auf Erdgas) lediglich Energieaufwendungen hinsichtlich Transport und Kompression an. Die Bereitstellung aus dem Stahlwerk erfordert die Installation und den Betrieb einer Abscheidungs- und Aufreinigungsanlage.

In der gegenwärtigen Situation (und unter den oben genannten Einschränkungen) bietet die Nutzung des aus der NH₃-Synthese abgeschiedenen CO₂ die effizienteste Option hinsichtlich Energieaufwand und THG-Reduktionen. Da die DAC einen höheren Energieaufwand aufweist als die Abtrennung aus der NH₃-Synthese sind bei letzterer ebenfalls die energiebedingten CO₂-Emissionen kleiner, was zu einer größeren Nettoeinsparung von CO₂-Emissionen (und Energie) führt. Durch wärmeintegrierte Systeme, wie beispielsweise der Kopplung mit einem FT-Methanisierungsreaktor, wie es in P2X gemacht wird, ergeben sich hier beträchtliche Einsparpotenziale.

Es bleibt jedoch festzuhalten, dass die Schlussfolgerung der größeren CO₂-Nettoeinsparung nur dann gilt, wenn weiterhin

fossile Emissionsquelle existieren, denn das aus der Punktquelle ansonsten freigesetzte CO₂ wird nun nicht mehr emittiert, sondern an den PtX-Prozess weitergereicht – auf diese Weise werden CO₂-Emissionen aus einem der Prozesse eingespart. Das heißt, wird das sonst in die Atmosphäre entlassene CO₂ der industriellen Punktquelle abgetrennt und für einen PtX-Kraftstoff als Rohstoff verwendet, der einen fossilen Kraftstoff ersetzt, so fällt effektiv eine Emission weniger an. Wird hingegen CO₂ aus der Luft abgetrennt, um ebenfalls einen PtX-Kraftstoff bereitzustellen, der einen fossilen ersetzt, so kann eine konstante Menge CO₂ im Kreislauf gehalten werden, sodass das Gesamtsystem CO₂-neutral wird (sofern keine weiteren THG-Emissionen an anderer Stelle in der Wertschöpfungskette anfallen). Dabei bleibt zu beachten, dass, wenn die Klimaschutzziele eingehalten werden, keine weiteren fossilen CO₂-Emissionen mehr auftreten dürfen.

Eine genauere Analyse der CO₂-Quellen, insbesondere hinsichtlich weiterer Faktoren, wie ihrer Wirkungsweise, „Lock-in“-Effekte etc. sind in Teil D dargestellt.

5.2 Bereitstellung chemischer Grundstoffe

Autorin: Hanna Dura (DEC)

Urheber/-innen der Ergebnisse: Kay Bareiß (TUM), Thomas Fröhlich (ifeu), Andreas Patyk (ITAS), Dominik Poncette (ITAS), Petra Zapp (FZJ)

5.2.1 Bereitstellung von Wasserstoff über die PEM-Elektrolyse

ZUSAMMENFASSUNG DER MODELLIERUNGSGRUNDLAGEN

Die Systemgrenzen für die H₂-Bereitstellung über die PEM-Elektrolyse entsprechen einer cradle-to-gate-Betrachtung, wie in Kapitel 3.2.1 dargestellt. Der Anlagenbau beinhaltet die Modellierung des Stacks sowie einer Containeranlage mit Stahlkonstruktionselementen, Pumpen, Verrohrung und Betonfundament. Die Mengen wurden nach Expertenmeinung abgeschätzt. Die Anlage hat eine elektrische Anschlussleistung von 1 MW. Detailliertere Angaben zur Modellierung wurde in einer wissenschaftlichen Zeitschrift veröffentlicht (Bareiß u. a. 2019).

In der Nutzungsphase ist lediglich der Prozessstrom berücksichtigt, der Systemwirkungsgrad liegt bei 60 %. Zusätzlich wird der Wasserbedarf für die PEM-Elektrolyse stöchiometrisch berechnet und ausgewiesen. Als einzige hier betrachtete PtX-Technologie benötigt die PEM-Elektrolyse kein CO₂ als Input, sondern lediglich Wasser und Strom. Das Jahresprodukt-

tionsvolumen hängt ab von der Volllaststundenzahl, die sich aus den Betriebsszenarien (vergleiche 3.1.2) ergibt. Die benötigte Wassermenge wurde aus der Reaktionsgleichung stöchiometrisch berechnet und führt zu einem Bedarf von etwa 9 kg Wasser pro kg Wasserstoff (vergleiche Reaktionsgleichung: $H_2O \rightarrow 1/2 O_2 + H_2$).

Der Referenzprozess ist Wasserstoff aus dem Steam Methane Reformer (SMR). Hierbei handelt es sich um eine volloptimierte Technologie mit einem Systemwirkungsgrad von 66–73% (Spath; Mann 2000; The Linde Group 2018). Die verwendeten Werte für die Wirkungsgradkategorien wurden innerhalb des Projektes zur Verfügung gestellt und stammen aus einem Datensatz von GaBi 9.1.

ZUSAMMENFASSUNG DER LCA-ERGEBNISSE

Die Trends, die sich bereits in den Zwischenergebnissen in der ersten Version der Roadmap (Ausfelder; Dura 2018) abgezeichnet haben, werden in den Endergebnissen bestätigt. Der größte Treiber für alle ökologischen Indikatoren ist die Strombereitstellung. Der Vergleich der PEM-Elektrolyse mit der Referenz gibt über die verschiedenen Indikatoren jedoch teilweise unterschiedliche Bilder ab.

SPEZIFISCHE TREIBHAUSGASEMISSIONEN (THG_{LCA})

Die lebenszyklusbedingten THG-Emissionen (THG_{LCA}) der PEM-Elektrolyse sind im kontinuierlichen Betrieb bei heutigem Netzstrom um mehr als einen Faktor 2 größer als die fossile Referenz. Im kontinuierlichen Betrieb im Stützjahr 2030 sind die Emissionen erhöht und sinken im Zieljahr 2050 bereits für das KSZ 80 im kontinuierlichen Betrieb auf das gleiche Niveau der fossilen Referenz. In den übrigen Szenarien und Betriebsarten lassen sich THG_{LCA}-Einsparungen von 60–80% gegenüber der fossilen Referenz erzielen. Dabei bleibt zu beachten, dass auf dem gegenwertigen Modellierungsstand die Emissionen aus der Strombereitstellung und den Vorketten der Strombereitstellung praktisch der einzige THG_{LCA}-Treiber sind, da der Anlagenbau, wie **Abbildung B.14** zeigt, praktisch vernachlässigbar ist. Folglich schlagen sich alle positiven Entwicklungen in der Strombereitstellung direkt in den THG-Emissionen der PEM-Elektrolyse nieder. Mit zunehmendem Anteil erneuerbaren Stroms sinken die THG_{LCA}-Emissionen, sodass im Jahr 2050 im kontinuierlichen Betrieb signifikante Einsparungen möglich sind. Folglich sind auch in einem systemdienlichen Betrieb (in dem nur mit erneuerbarem Strom produziert wird) gegenüber einem kontinuierlichen Betrieb weitere Reduktionen möglich – je größer der Anteil erneuerbarer am Strommix, desto geringer fallen jedoch Unterschiede aus, wie im Vergleich von 2030, sowie KSZ 80 und 90 zu sehen ist.

Auch bei Nutzung von 100% erneuerbarem Strom verbleiben noch Emissionen – diese sind auf die Vorketten zurückzuführen, wie in Kapitel 5.1 näher erläutert. Der scheinbar erhöhte Wert für den kontinuierlichen Betrieb im Jahr 2050 im KSZ 80 ist auf den Strommix zurückzuführen; hier schlagen sich die 20% Strombereitstellung über das GuD nieder.

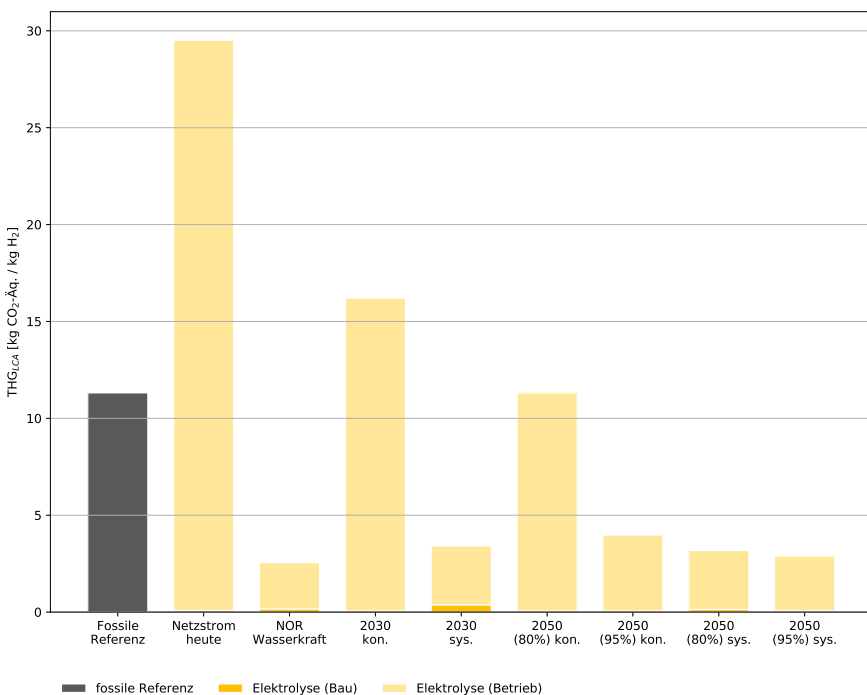


Abbildung B.14: Treibhausgasemissionen (THG_{LCA}) der Bereitstellung von H₂ über SMR (fossile Referenz) und die PEM-Elektrolyse.

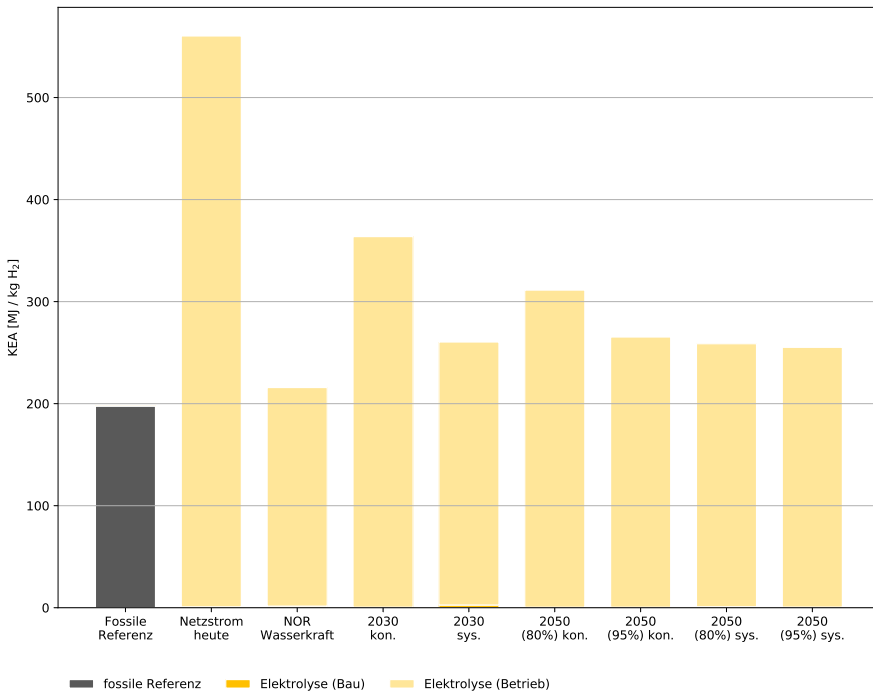


Abbildung B.15: Kumulierter Energieaufwand (KEA) der Bereitstellung von H₂ über SMR (fossile Referenz) und die PEM-Elektrolyse.

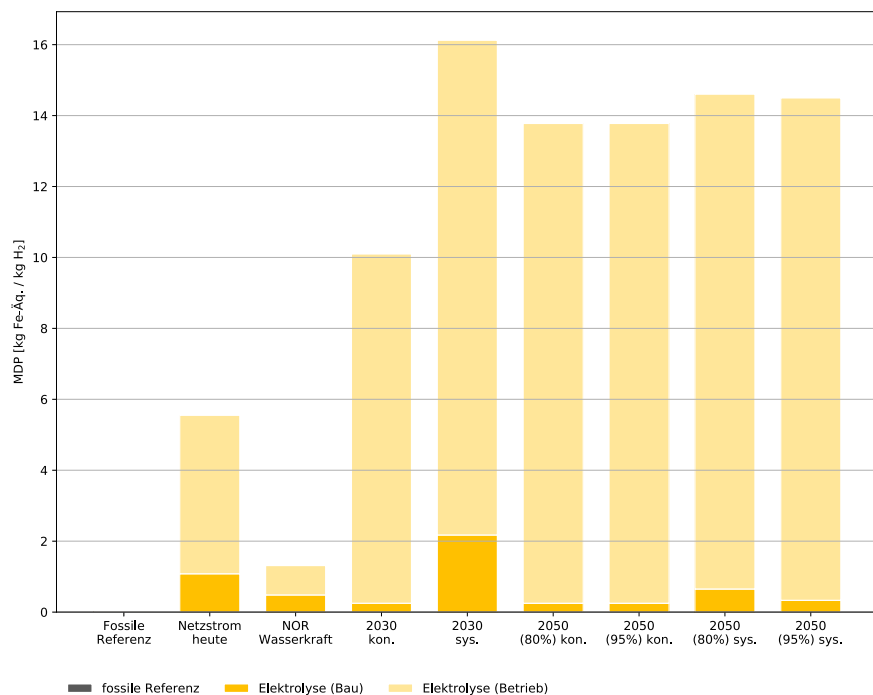


Abbildung B.16: Metal Depletion Potential (MDP) der Bereitstellung von H₂ über SMR (fossile Referenz) und die PtX-Route PEM-Elektrolyse.

KUMULIERTER ENERGIEAUFWAND (KEA)

Auch der KEA ist praktisch vollständig auf die Strombereitstellung zurückzuführen, vgl. **Abbildung B.15**. Der KEA ist lediglich bei der Bereitstellung von Strom aus Norwegen auf dem gleichen Niveau wie die fossile Referenz. Die Versorgung mit heutigem Netzstrom zieht eine Erhöhung um den Faktor 3 nach sich, während der systemdienlichen Betrieb in Deutschland im Zieljahr 2050 noch 29% höher liegt als die fossile Referenz. Dies ist, wie bei allen Vergleichen der PtX-Prozessketten mit ihren fossilen Pendanten, auf den Umstand zurückzuführen, dass die fossilen Energieträger ihre Energie bereits mitbringen und lediglich eine geringfügige Aufarbeitung benötigen, während bei den PtX-Prozessketten, die im Endprodukt verfügbare Energie erst eingetragen werden muss.

METAL DEPLETION POTENTIAL (MDP)

Insgesamt ist der MDP der Bereitstellung von H₂ über die PEM-Elektrolyse wesentlich höher als der der fossilen Referenz, wie in **Abbildung B.16** deutlich erkennbar ist. Auch hier kommt der Bereitstellung von Strom in der Betriebsphase die größte Bedeutung zu. Jedoch zeigt der Anlagenbau hier, im Vergleich zu den anderen ökologischen Indikatoren, einen größeren Anteil an den Gesamtaufwendungen. Dies ist besonders in den systemdienlichen Szenarien zu sehen, was an der geringeren Produktionsmenge liegt; das heißt, die Aufwendungen für den Anlagenbau können nur über eine verringerte Produktionsmenge umgelegt werden, sodass die spezifischen Aufwendungen erhöht sind. Wie bereits in Kapitel 6.1 beschrieben, steigt das MDP mit zunehmendem Anteil an PV- und Wind-Strom, was auf den spezifischen erhöhten Verbrauch in der Produktionsphase der PV- und Windkraftanlagen liegt. Bei dem SMR handelt es sich um einen großindustriellen Prozess, der volumetrisch hochskaliert werden kann, sodass die spezifischen Aufwendungen aufgrund der hohen möglichen Volumenströme sehr gering sind.

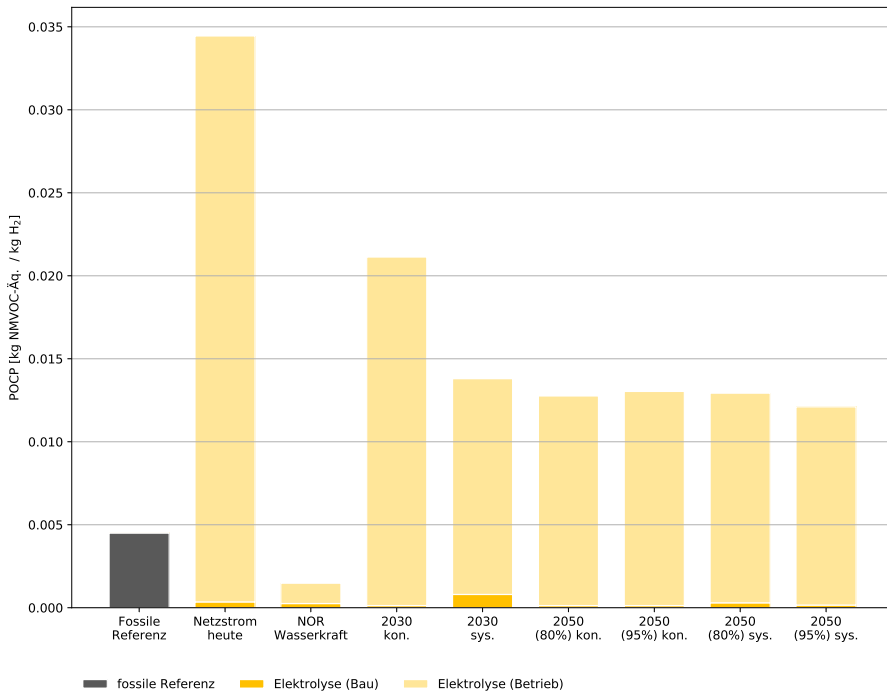


Abbildung B.17: POCP der Bereitstellung von H₂ über SMR (fossile Referenz) und die PtX-Routen PEM-Elektrolyse.

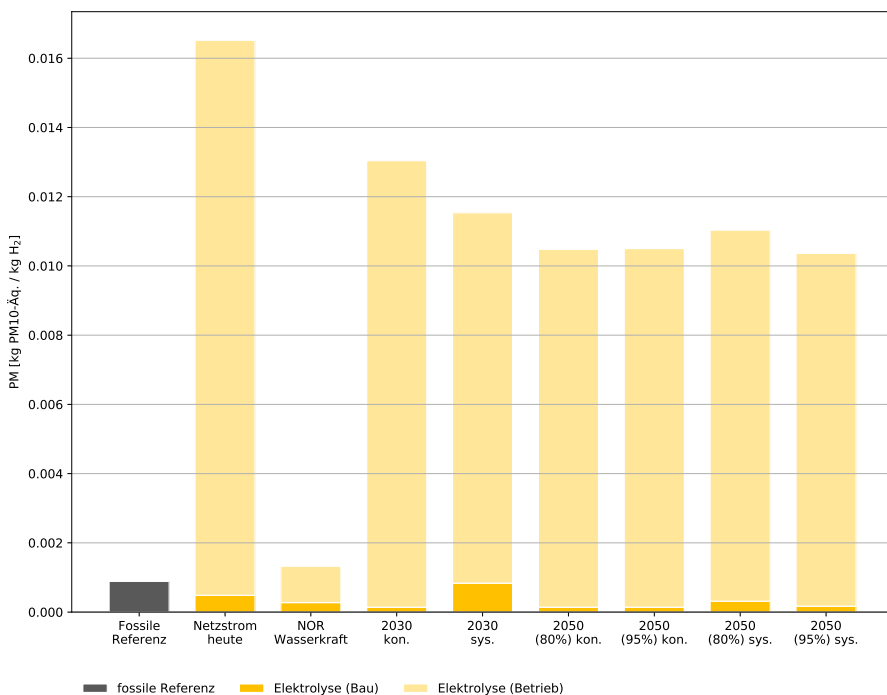


Abbildung B.18: Partikelemissionen (PM) der Bereitstellung von H₂ über SMR (fossile Referenz) und die PtX-Routen PEM-Elektrolyse.

BILDUNG VON FOTOCHEMISCHEM OZON (POCP) UND PARTIKELEMISSIONEN (PM)

Aufgrund der ähnlichen Struktur der einzelnen Beiträge zu POCP und PM werden diese beiden Indikatoren hier gemeinsam ausgewertet. Die Beiträge für beide Indikatoren sind mit Ausnahme des Betriebs über norwegische Wasserkraft deutlich höher als für die fossile Referenz. Wie aus **Abbildung B.17** und **Abbildung B.18** deutlich wird, stammen diese Emissionen fast ausschließlich aus der Strombereitstellung für den Elektrolysebetrieb. Durch die zunehmende Nutzung von PV- und Windstrom sind zwar Reduktionen möglich, verbleiben jedoch durchweg auf einem höheren Niveau. Wie in der Übersicht in Kapitel 5.1 erläutert, sind die hohen PM- und POCP-Emissionen des PV- und Windstroms in der Herstellung der Anlagen zu suchen. Vor allem PV-Module werden gegenwärtig hauptsächlich in Asien hergestellt, wo die zur Verfügung stehende Energie überwiegend fossilbasiert ist. Wird auch die Herstellung der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen über erneuerbare Quellen gespeist, so wird erwartet, dass die Emissionen entsprechend sinken. Eine genaue Abschätzung dieses Effektes liegt jedoch außerhalb des Betrachtungsrahmens dieser Studie.

WASSERBEDARF

Der Wasserbedarf wurde für die Herstellung von H₂ stöchiometrisch für den Betrieb der PEM-Elektrolyse berechnet und beläuft sich auf 9 l/kg bereitgestelltes H₂. Dies ist eine Erhöhung um 3 l/kg H₂ gegenüber der fossilen Referenz (SMR). Wie bereits in Kapitel 3.2.2 dargestellt, ist der Wasserbedarf ein Indikator, der ohne regionale Einbettung nur sehr eingeschränkt interpretiert werden kann. So stellt die Erhöhung in Regionen mit guter Wasserverfügbarkeit und -versorgungsinfrastruktur kaum ein Problem dar, kann jedoch in Regionen mit gewisser Wasserknappheit sehr problematisch werden. Aus diesem Grund ist hierbei die Einbettung in die regionalen Gegebenheiten, in der die Anlage aufgebaut werden soll von zentraler Bedeutung.

Der Bedarf an kritischen Rohstoffen wird in Kombination mit der LOHC-Transporttechnologie in Kapitel 5.3 dargestellt.

5.2.2 Bereitstellung unterschiedlicher Synthesegase

Die NT- und HT-Co-Elektrolysen stellen unterschiedliche Synthesegase bereit:

- Ein typisches Gemisch der NT-Elektrolyse besteht vor der Aufreinigung zu 30 Vol.-% aus CO, 5 Vol.-% aus H₂, 65 Vol.-% CO₂ (nicht umgesetztes Edukt), während
- die HT-Co-Elektrolyse mit nachgeschalteter Aufreinigung ein Synthesegas mit 2:1 H₂/CO bereitstellt.

Die Analysen zeigen, dass die Umweltauswirkungen einem sehr ähnlichen Verlauf folgen. Für beide Elektrolyseure wird eine DAC als CO₂-Quelle verwendet. Dabei wurde die Bereitstellung unterschiedlich modelliert: Während die DAC für das NT-Elektrolyse-Modell wärmeintegriert ist, wird für das HT-Co-Elektrolyse-Modell der für die DAC benötigte Strom sowie die Wärme von extern bereitgestellt und ist somit quasi als „stand alone“ modelliert. Damit ergibt sich eine Spannbreite für die DAC hinsichtlich des Energieaufwandes.

MODELLGRUNDLAGEN DER NIEDER-TEMPERATUR-ELEKTROLYSE (NT-ELEKTROLYSE) ZUR SYNTHESGASBEREITSTELLUNG

Die NT-Elektrolyse wurde mit einer Anlagengröße von 6 MW abgeschätzt. Das CO₂ wird über die DAC bereitgestellt, wobei Bau und Betrieb der Anlage abgeschätzt wurden. Bei dem Betrieb der DAC wird von einer Wärmeintegration ausgegangen, sodass der Wärmebedarf intern über Prozessabwärme gedeckt wird und somit zu keinen zusätzlichen Aufwendungen führt. Im CO₂-Elektrolyseur entstehen neben CO auch H₂ und O₂. Vereinfachend und konservativ wird davon ausgegangen, dass Sauerstoff und Wasserstoff unerwünschte Nebenprodukte sind, deren Erzeugung in der weiteren Entwicklung vermieden werden soll. Als solche werden O₂ und H₂ keine Lasten zugewiesen.

Für das Referenzsystem wird aus der GaBi 6.0-Datenbank ein Datensatz zur großtechnischen Synthesegasproduktion aus Erdgas (autothermale Dampfreformierung) in Deutschland ausgewählt. Der gewählte Datensatz bildet die Betriebsphase inklusive der Herstellung der Anlage ab. Das Produkt aus diesem Prozess ist jedoch ein Synthesegas mit einem CO:H₂-Verhältnis von 1:3 (25 Vol.-% CO, 75 Vol.-% H₂) und damit nicht direkt

vergleichbar mit den modellierten Prozessen, jedoch kann der Vergleich die Größenordnungen bereits korrekt darstellen.

MODELLGRUNDLAGEN DER HOCHTEMPERATUR-CO-ELEKTROLYSE (HT-CO-ELEKTROLYSE) ZUR SYNTHESGASBEREITSTELLUNG

Die HT-Co-Elektrolyseeinheit ist ein 150 kWel-System. Die Synthesegasreinheit liegt bei 99,7 mol%, mit geringfügigen Spuren von CH₄, CO₂ und Wasser. Der Betrieb ist drucklos und für die Wasserverdampfung vollständig wärmeintegriert, indem Wärme aus der HT-Co-Elektrolyse zur Dampferzeugung genutzt wird. Für den Anlagenbau der HT-Co-Elektrolyse wurde der Bau der Zellen und des Stacks von Labordaten hochskaliert. Weitere Anlagenkomponenten wie Stahlkonstruktionen, Pumpen, Rohre sowie Fundament wurden ebenfalls abgeschätzt. Als CO₂-Quellen kommen sowohl eine DAC, als auch unterschiedliche Industriequellen in Frage. Die Ergebnisse der HT-Co-Elektrolyse werden im Folgenden am Beispiel der CO₂-Abtrennung aus der Stahlproduktion gezeigt.

Der Referenzprozess entspricht einem kleinen Dampfreformierungsprozess (330 Nm³/h) mit einer Synthesegasproduktion von 2:1 H₂/CO auf Basis von Erdgas. Der Prozess ist so ausgelegt, dass kein Dampf das System verlässt, das heißt der Überschuss an thermischer Energie wird über das Kühlwasser abgeführt. Das Elektrolyse-System (exklusive CO₂-Bereitstellung) ist soweit wie möglich vollständig wärmeintegriert.

Die logistische Infrastruktur für CO₂ ist entsprechend dem Kapitel 3.2.1 berücksichtigt. Eine Infrastruktur für das PtX-Produkt wurde nicht berücksichtigt, da es sich in beiden Fällen um zentrale Anlagen handelt, sodass davon ausgegangen wird, dass sie in einem bestehenden Industrieverbund eingegliedert sind.

ÜBERSICHT DER LCA-ERGEBNISSE

In den ökologischen Indikatoren THG_{LCA}, PM und KEA sind die Größenordnungen und Profile der Umweltlasten beider Elektrolyseure vergleichbar. Aus diesem Grund werden die beiden Elektrolyseure gemeinsam ausgewertet und an einigen Stellen die Ergebnisse exemplarisch nur für einen der beiden dargestellt.

Haupt-Einflussfaktor für die betrachteten Umweltwirkungen für beide Elektrolyseure ist die Stromerzeugung. Mit zunehmendem Anteil regenerativer Stromversorgung nehmen die meisten Umweltwirkungen der betrachteten Indikatoren ab, insbesondere

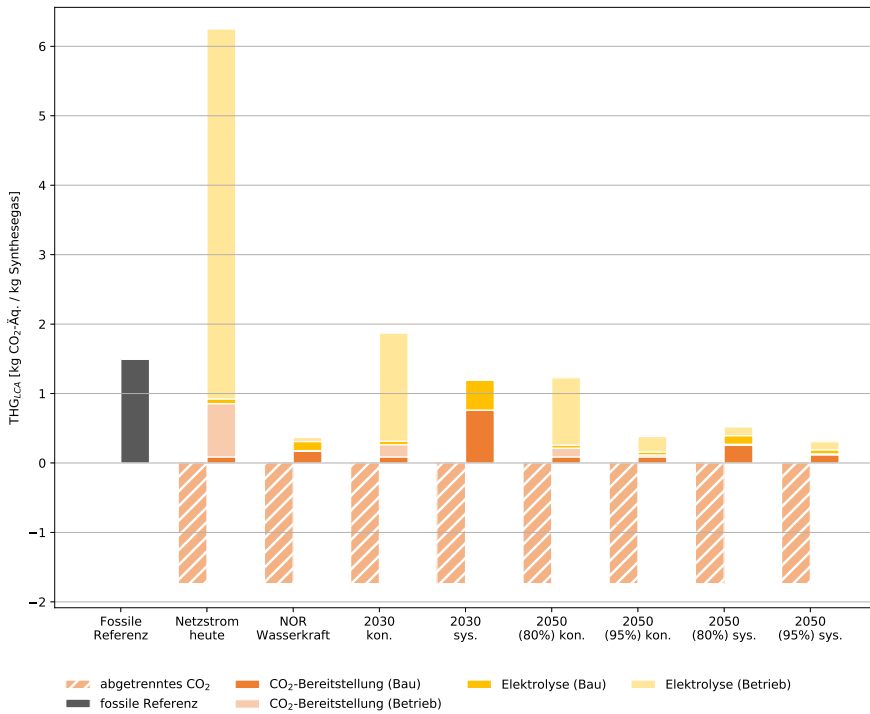


Abbildung B.19: Spezifische Treibhausgasemissionen (THG_{LCA}) der Bereitstellung von 1 kg CO₂ im Gemisch mit CO₂ (<70 Vol.-%) und H₂ (<5 Vol.-%) über die NT-Elektrolyse im Vergleich zur gewählten fossilen Referenz, die zur Abschätzung herangezogen wurde. [CO₂-Quelle: DAC]

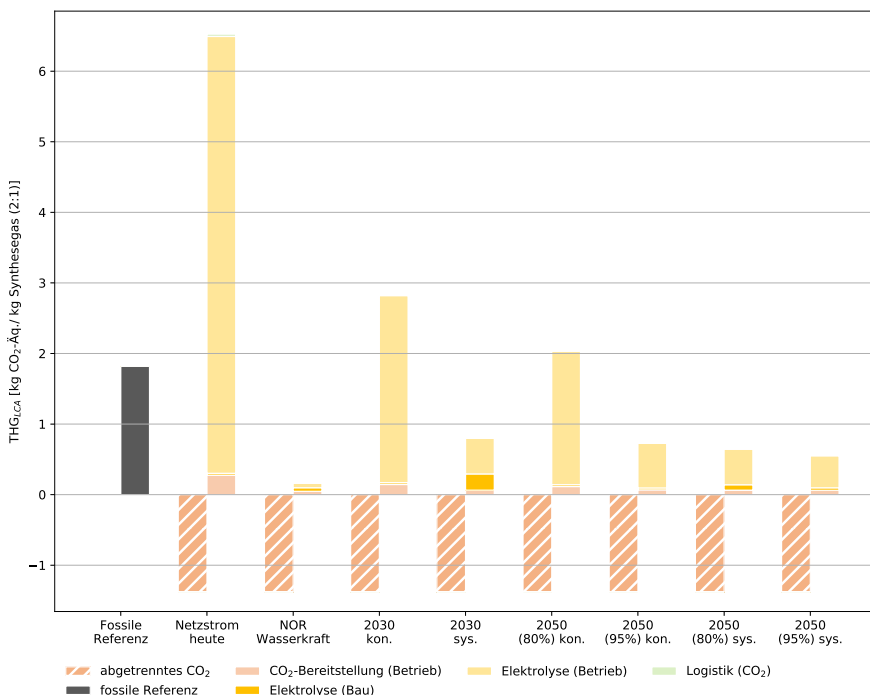


Abbildung B.20: Spezifische Treibhausgasemissionen (THG_{LCA}) der Bereitstellung von Synthesegas H₂/CO (2:1) über die HT-Co-Elektrolyse. [CO₂-Quelle: Abtrennung aus Stahlerzeugung]

bei 100% Versorgung mit Wasserkraft (NOR). Mit hohem Anteil regenerativer Stromversorgung verringert sich der Einfluss aus dem Anlagenbetrieb deutlich, wodurch der Einfluss aus der Anlagenherstellung mehr ins Gewicht fällt. Detaillierte Erläuterungen zu den einzelnen betrachteten Indikatoren sind im Folgenden dargestellt.

TREIBHAUSGASEMISSIONEN (THG_{LCA})

Abbildung B.19 und **Abbildung B.20** zeigen die lebenszyklusbezogenen THG-Emissionen (THG_{LCA}) der beiden Elektrolyseure mit ihrer jeweiligen fossilen Referenz. Es ist deutlich erkennbar, dass die Größenordnungen und Profile vergleichbar sind. Für die THG_{LCA} ergeben die Elektrolyseure über den heutigen Netzstrom einen um ca. Faktor 4 erhöht Einfluss. Die Emissionen durch die Bereitstellung über die übrigen Betriebsarten und Strommixe unterscheiden sich stärker, verbleiben jedoch in einer ähnlichen Größenordnung. Im Falle der Bereitstellung von CO im Gemisch CO₂ (<70 Vol.-%) und H₂ (<5 Vol.-%) über die NT-Elektrolyse sind ab dem KSZ 80 im kontinuierlichen Betrieb bereits Emissionseinsparungen möglich. Die geringsten THG-Emissionen sind über die Strombereitstellung über die norwegische Wasserkraft und im KSZ 95 im systemdienlichen Betrieb erzielbar. Für die Bereitstellung von H₂/CO (2:1) Synthesegas über die HT-Co-Elektrolyse stellt aus THG-Sicht die norwegische Wasserkraft die beste Option dar, gefolgt von der jeweils systemdienlichen Betriebsweise in KSZ 80 und 95.

Durch die cradle-to-gate-Betrachtungsweise sind die am Ende des Produktlebenszyklus entstehenden Emissionen nicht berücksichtigt. Da diese jedoch bei beiden Produkten entstehen, unabhängig davon, ob sie über die fossile oder die PtX-Route hergestellt wurden, würde sowohl bei der Referenz als auch der PtX-Route die gleiche Menge Emissionen auftreten. Wird nun für die Bereitstellung der Synthesegase das als Rohstoff verwendete

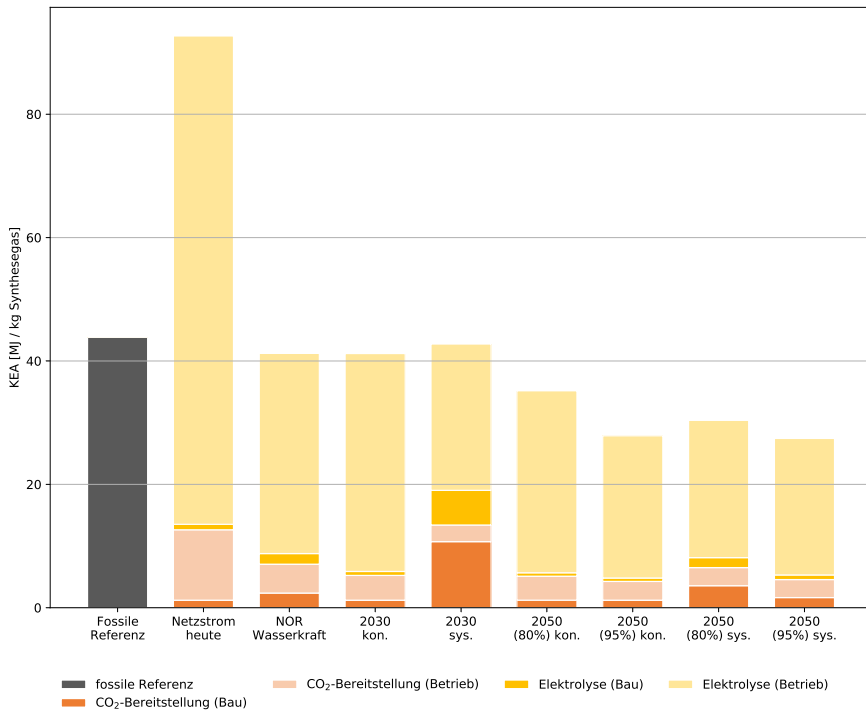


Abbildung B.21: Kumulierter Energieaufwand (KEA) der Bereitstellung von 1 kg CO₂ im Gemisch mit CO₂ (<70 Vol.-%) und H₂ (<5 Vol.-%) über die NT-Elektrolyse. [CO₂-Quelle: DAC]

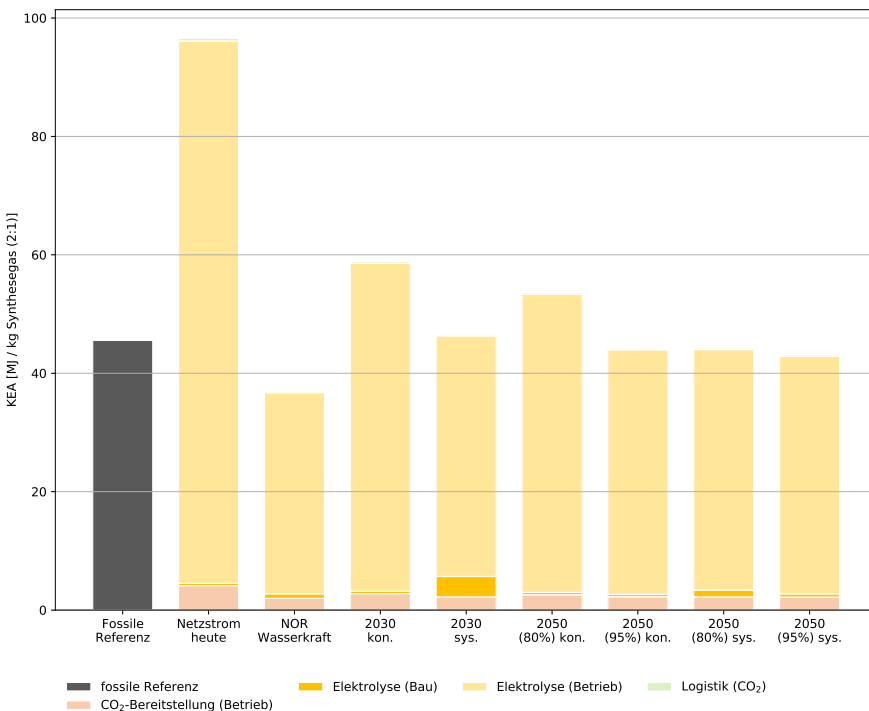


Abbildung B.22: Kumulierter Energieaufwand (KEA) der Bereitstellung von Synthesegas H₂/CO (2:1) über die HT-Co-Elektrolyse. [CO₂-Quelle: Abtrennung aus Stahlerzeugung]

CO₂ berücksichtigt (in **Abbildung B.19** und **Abbildung B.20** als schraffierter Balken „abgetrenntes CO₂“ gekennzeichnet), so sind bereits im kontinuierlichen Betrieb beider Elektrolyseure im Stützjahr 2030 THG-Senkungen möglich.

KUMULIERTER ENERGIEAUFWAND (KEA)

Auch beim KEA folgen die beiden Elektrolyseure dem gleichen Profil und weisen die gleiche Größenordnung auf. Für den Betrieb mit dem heutigen Netzstrom ist der KEA ca. doppelt so groß wie die jeweiligen fossilen Referenzen, sinkt jedoch bereits im kontinuierlichen Betrieb im Stützjahr 2030 auf das gleiche Niveau. Die Unterschiede des KEA zwischen den unterschiedlichen Strommischen und Betriebsarten, wie in **Abbildung B.21** und **Abbildung B. 22** dargestellt, sind jedoch sehr gering. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die benötigte Energiemenge für den PtX-Prozess konstant ist und die Änderungen lediglich durch die Effizienz des bereitgestellten Stroms gekennzeichnet sind. Die Verringerung des KEA mit zunehmendem Anteil EE ist, wie in Kapitel 5.1 und (Ausfelder; Dura 2018) beschrieben, auf die geringeren Umwandlungsverluste erneuerbaren Stroms zurückzuführen, nicht auf Effizienzsteigerungen des PtX-Prozesses.

METAL DEPLETION POTENTIAL (MDP)

Bei der HT-Co-Elektrolyse, die für MDP beispielhaft herangezogen wird, liegt der Anteil des Anlagenbaus für das MDP im Bereich von 8–55%. Dabei trägt die Balance of Plant (BoP) ungefähr zu gleichen Anteilen bei wie Stack und Zellen. Im BoP ist der eingesetzte Stahl, insbesondere der Chrom- und Nickelanteil, der größte Treiber des MDP. Gleiches gilt für den Stack. In den Zellen spielen auch noch Yttrium, Zirkon und Lanthan eine Rolle.

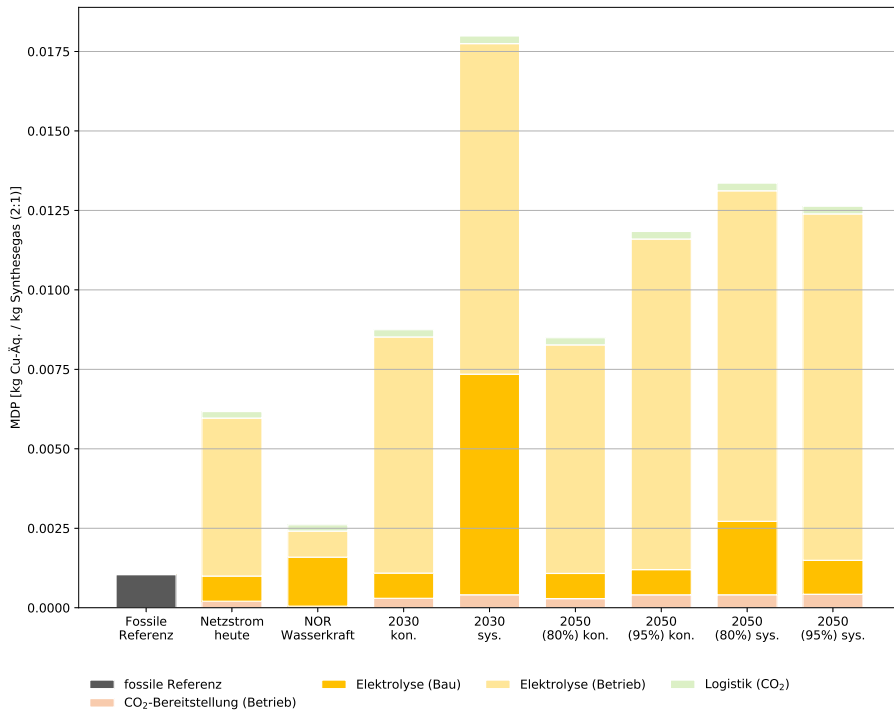


Abbildung B.23: Metal Depletion Potential (MDP) der HT-Co-Elektrolyse mit ihrer jeweiligen fossilen Referenz. Es bleibt jedoch zu beachten, dass die Anlagen unterschiedliche Produkte produzieren: Die NT-Elektrolyse stellt CO im Gemisch mit CO₂ (<70 Vol.-%) und H₂ (< 5 Vol.-%) bereit, während die HT-Co-Elektrolyse ein Synthesegasgemisch mit 2:1 H₂/CO bereitstellt. [CO₂-Quelle: Abtrennung aus Stahlerzeugung]

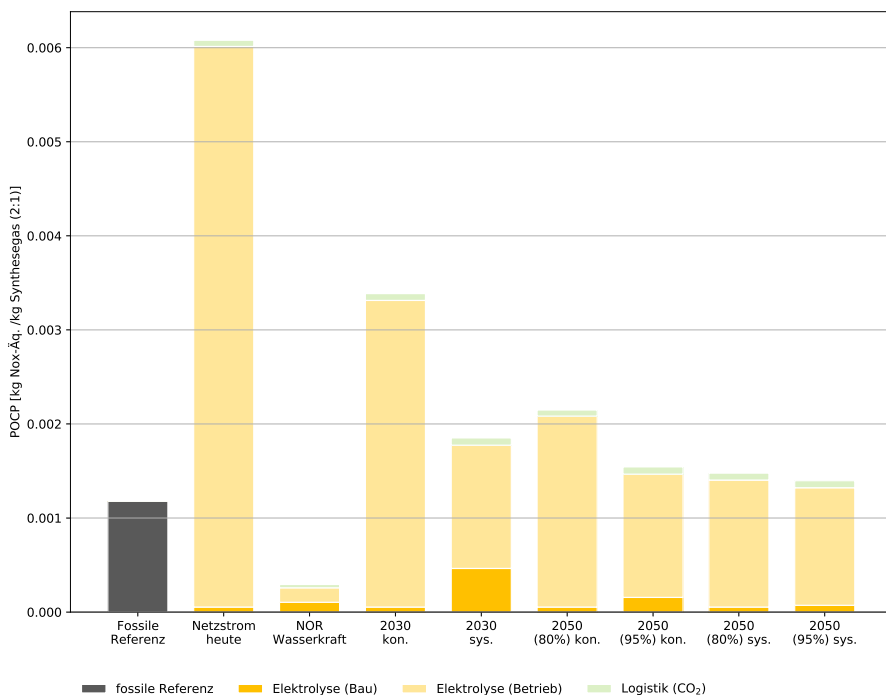


Abbildung B.24: Exemplarische Darstellung des POCP am Beispiel der HT-Co-Elektrolyse. [CO₂-Quelle: Abtrennung aus Stahlerzeugung]

Ein eindeutiger Zusammenhang zwischen dem genutzten Strommix und dem MDP ist mit zunehmendem erneuerbarem Anteil zu sehen, vgl. **Abbildung B.23**. Dies ist auf die höhere Materialintensität der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zurückzuführen, für die eine Vielzahl unterschiedlicher, teilweise seltener oder kritischer Metalle verwendet werden. Die Wasserkraft in Norwegen bildet hierbei die beste Alternative, da hier deutlich weniger metallische Rohstoffe verwendet werden als in PV- und Windkraftanlagen. Der Effekt der geringen Vollaststundenzahl, welche ausführlich in Kapitel 5.1 beschrieben wurde, ist hier für den systemdienlichen Betrieb im Stützjahr 2030 (mit 1000 h Betrieb) deutlich erkennbar.

BILDUNG VON FOTOCHEMISCHEM OZON (POCP) UND PARTIKELEMISSIONEN (PM)

Für POCP ist die PtX-Route für alle Szenarien, mit Ausnahme der Wasserkraft, größer als die fossile Referenz. Während bei der Referenztechnik ein Großteil der Emissionen bei der Erdgasbereitstellung und direkten Emissionen während des Betriebs anfallen, ist bei der PtX-Route wieder die Strombereitstellung entscheidend. Selbst bei einem hohen Anteil EE am Strommix ist das POCP aus dem Strom gleich groß wie die Referenztechnik. Die Ergebnisse sind exemplarisch in **Abbildung B.24** für die HT-Co-Elektrolyse dargestellt. Zusätzlich kommen noch die Emissionen aus der CO₂ Bereitstellung und dem Bau der Anlage hinzu. Je nach Systemauslastung ist der Anlagenbau deutlicher zu sehen. Die weiterhin relativ hohen Beiträge aus der Strombereitstellung über PV- und Windkraftanlagen stammen aus der Produktion der Anlagen selbst, da für die Fertigung der Anlagen fossiler Strom genutzt wird (vergleiche Kapitel 5.1).

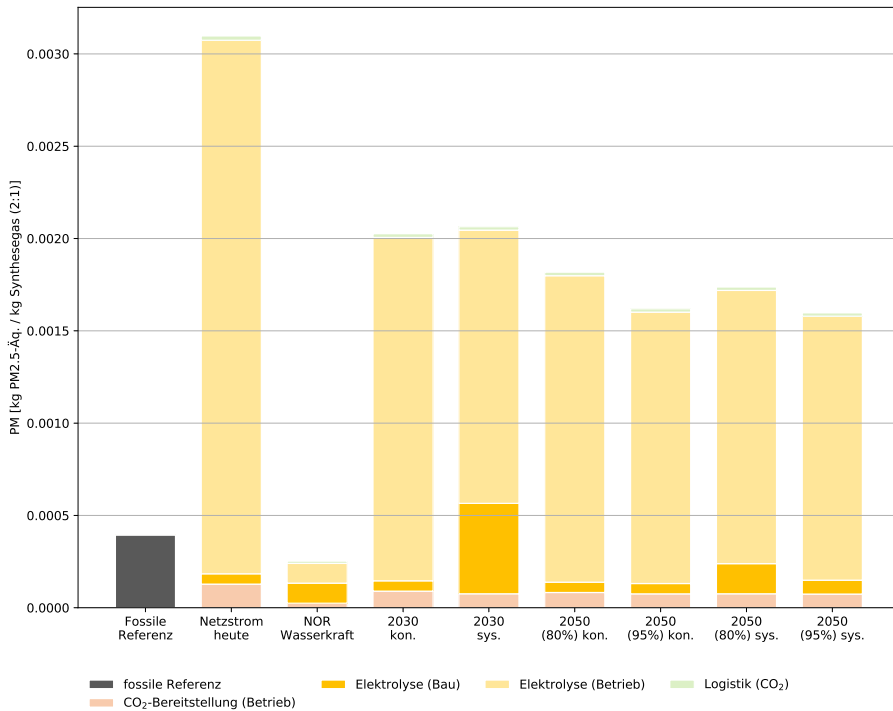


Abbildung B.25: Exemplarische Darstellung der lebenszyklusbezogenen PM-Emissionen am Beispiel der HT-Co-Elektrolyse. Die Größenordnung sowie das Emissionsprofil der NT-Elektrolyse sind vergleichbar. [CO₂-Quelle: Abtrennung aus Stahlerzeugung]

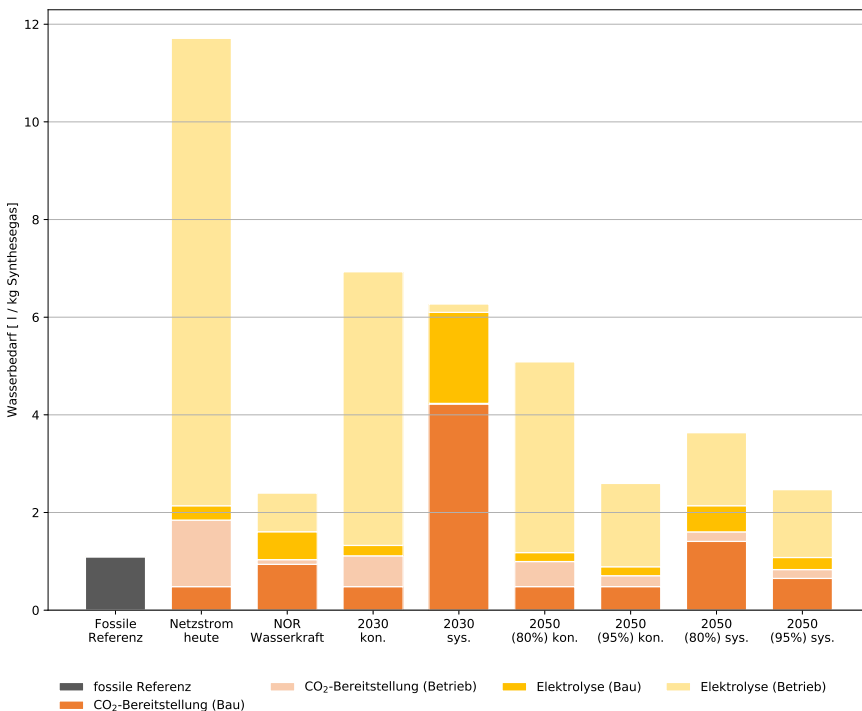


Abbildung B.26: Lebenszyklusbezogener Wasserbedarf der NT-Elektrolyse im Vergleich zur fossilen Referenz. Es sind jeweils auch die Vorketten (z.B. Wasserbedarf aus der Stromerzeugung) berücksichtigt. Es wird von technischen Effizienzfortschritten ausgegangen, sodass der Bedarf bis 2050 sinkt. [CO₂-Quelle: DAC]

Die PM-Emissionen für die PtX-Route liegen ebenfalls durchweg auf einem höheren Niveau (mit Ausnahme norwegischer Wasserkraft). Sogar im systemdienlichen Betrieb im Zieljahr 2050 sind die Beiträge um knapp Faktor 8 erhöht, vgl. **Abbildung B.25**. Dies ist hauptsächlich auf die Strombereitstellung aus dem Betrieb der Anlagen (hauptsächlich für die Elektrolyse) zurückzuführen. Mit zunehmendem Anteil EE (PV und Wind) sinken die PM-Emissionen, verbleiben jedoch durchweg auf einem sehr hohen Niveau im Vergleich zur Referenz. Das Emissionsprofil über die Bereitstellung von Wasserkraft aus Norwegen unterscheidet sich stark davon. Hier entfallen praktisch alle PM-Emissionen ausschließlich auf den Bau beider Anlagen, während der Nutzungsphase fallen praktisch keine PM-Emissionen an. Die hohen PM-Emissionen sind, ähnlich wie im Fall von POCP, auf die Produktion der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen (also PV und Wind) zurückzuführen. Auch hier sollten die geographischen Ursprünge der Emissionsquellen nicht außer Acht gelassen werden.

WASSERBEDARF

Der Wasserbedarf für die Bereitstellung von 1 kg CO₂ im Gemisch mit CO₂ (<70 Vol.%) und H₂ (<5 Vol.%) über die NT-Elektrolyse ist in **Abbildung B.26** dargestellt und zeigt, dass der Bedarf für die PtX-Prozesskette im Vergleich zum Referenzprozess deutlich erhöht ist. Der Wasserbedarf für den heutigen Netzstrom zeigt dabei die größten Werte, er ist bestimmt durch die Stromerzeugung, die mit einem hohen Bedarf an Kühlwasser einhergeht. Folglich ergeben sich die Senkungen im Wasserbedarf in den übrigen Szenarien die höheren Anteil EE, sowie der Abschätzung des übrigen Kraftwerksparks über GuD. Die niedrige Vollaststundenzahl wirkt sich im systemdienlichen Betrieb im Jahr 2030 besonders stark auf die spezifischen Wasserverbräuche aus (vergleiche Kapitel 5.1).

Aufgrund der Erhebungsmethodik (vergleiche Kapitel 3.2.2) ist das Wasser aus den Wasserkraftwerken in Norwegen nicht berücksichtigt. Aufgrund der methodischen Gegebenheiten müssen die Ergebnisse dieses Indikators sehr sorgfältig untersucht und interpretiert werden, da für die Bereitstellung von Strom aus Wasserkraft naturgemäß enorme Mengen Wasser zur Verfügung stehen müssen. Darüber hinaus ist Wasserbedarf und Wasserverfügbarkeit von großer lokaler Bedeutung, wie auch in Kapitel 3.2.2 dargestellt. Für eine genauere Analyse müssten die aggregierten Ergebnisse geographisch aufgeschlüsselt werden und auch Wasser aus Wasserkraftwerken einbeziehen. Dies ist nur dann möglich, wenn die Lokalität der anvisierten Anlage festgelegt wird.

Der Wasserbedarf für die Bereitstellung des Synthesegasgemisches H₂/CO (2:1) über die HT-Co-Elektrolyse wurde lediglich für den Betrieb der Elektrolyseanlage selbst erhoben und ist in **Abbildung B.27** dargestellt. Es ergibt sich im Vergleich zur fossilen Referenz eine Bedarfserhöhung um Faktor 3. Es bleibt dabei zu beachten, dass keine Extrapolation hinsichtlich möglicher zukünftiger Verbesserungen vorgenommen wurde.

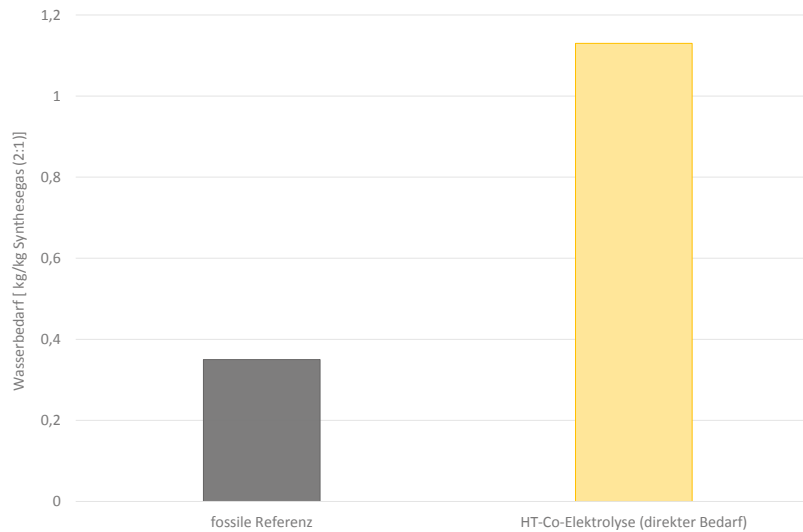


Abbildung B.27: Direkter Wasserbedarf der HT-Co-Elektrolyse im Vergleich zur fossilen Referenz. Extrapolationen zur technischen Entwicklung und möglichen Änderungen des Wasserbedarfs in der Zukunft wurden nicht vorgenommen.

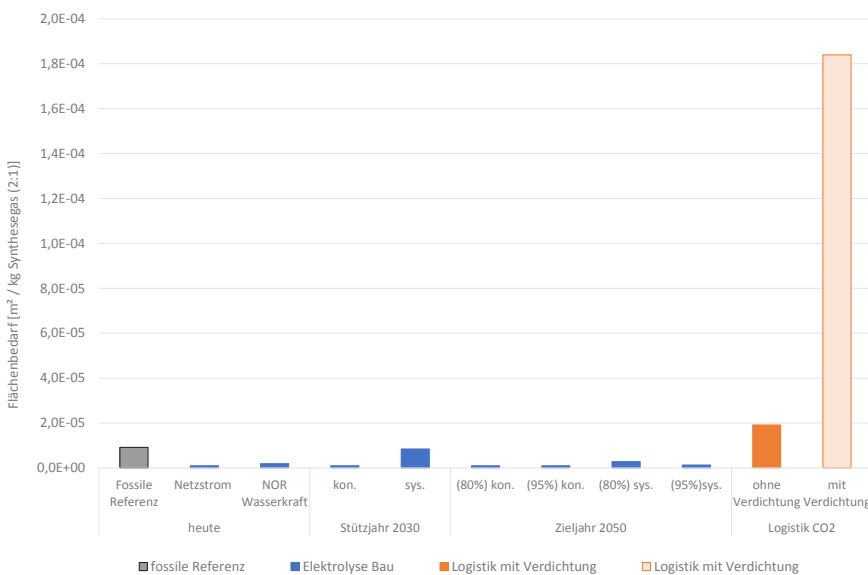


Abbildung B.28: Spezifischer Flächenbedarf der Synthesegasbereitstellung H₂:CO (2:1) über die HT-Co-Elektrolyse – es ist nur die Anlage der Elektrolyse und die nötige CO₂-Logistik berücksichtigt, nicht berücksichtigt sind Flächenverbräuche der Vorketten (bspw. der Strombereitstellung). Je nach Transportdistanz des CO₂ wird eine Verdichtung nötig (ab ca. 200 km). Um dies deutlicher darzustellen sind die zwei Logistikvarianten (mit und ohne Verdichtung) separat ausgewiesen, verstehen sich aber jeweils zzgl. des Flächenbedarfs der Elektrolyse.

FLÄCHENBEDARF

Auch der Flächenbedarf wurde hier auf Inventarbasis ermittelt. Für die Bereitstellung von Synthesegas H₂:CO (2:1) aus der HT-Co-Elektrolyse wurde lediglich die von der Elektrolyseanlage und der Logistik der CO₂-Bereitstellung direkt in Anspruch genommene Fläche berücksichtigt. Es bleibt zu beachten, dass in **Abbildung B.28** der spezifische Flächenverbrauch ausgewiesen ist, weshalb die Werte bei Betriebsszenarien mit geringer Auslastung (vorrangig die systemdienliche Fahrweise) erhöht sind. Die Anlagen an sich nehmen selbstverständlich die gleiche Fläche in Anspruch, unabhängig von der Fahrweise. Jedoch zeigt diese Art der Darstellung die Effektivität der jeweiligen Betriebsarten hinsichtlich des Flächenverbrauchs. Der Anteil CO₂-Infrastruktur ist im Vergleich zur Elektrolyse nicht zu unterschätzen. Je nach Transportdistanzen (ab 200 km) des CO₂ wird dabei eine Verdichtung notwendig, die mit entsprechend höheren Flächenbedarfen einhergeht. Für ein vollständiges Bild der Flächenbedarfe zur Synthesegasbereitstellung H₂:CO (2:1) im Sinne des Life Cycle Assessments sind ebenfalls die Vorketten zu berücksichtigen.

5.2.3 Bereitstellung von Butanol

ZUSAMMENFASSUNG DER MODELLGRUNDLAGEN

Für die Butanolbereitstellung wurde eine Anlage mit einer Kapazität von 103 kg/h modelliert. Anlagenbau und Anlagenbetrieb sind berücksichtigt, wobei der Bau auf Literaturdaten beruht, während der Betrieb aus Simulationen und Experimenten stammt. Das als Rohstoff eingesetzte CO₂ stammt aus einer Biogasanlage. Für den Transport zur PtX-Anlage wird von einer Pipeline mit 2,5 km Länge ausgegangen. Der Aufwand der Bereitstellung von CO₂ wird stoffmengenbezogen zwischen Biomethan und CO₂ aufgeteilt.

ÜBERSICHT DER ERGEBNISSE

TREIBHAUSGASEMISSIONEN (THG_{LCA})

Für die THG_{LCA} haben sich die Zwischenergebnisse der ersten Version der Roadmap (Ausfelder; Dura 2018) bestätigt, wie in **Abbildung B.29** dargestellt. Die Strombereitstellung, hauptsächlich für die Elektrolyse, ist der größte Treiber der THG_{LCA}. Bei der Bereitstellung von Butanol mit dem heutigen Stromnetz sind die THG_{LCA} im Vergleich zum fossil hergestellten Butanol ca.

doppelt so groß. Die Bereitstellung von Strom über norwegische Wasserkraft sowie KSZ95 im Zieljahr 2050 bilden die besten Alternativen und verursachen ungefähr die gleiche Menge THG_{LCA}. Der in Kapitel 5.1 beschriebene Effekt der geringen Auslastung beim systemdienlichen Betrieb im Stützjahr 2030 kommt hier besonders zum Tragen: größte Treiber in diesem Szenario sind die Errichtungen der Anlagen, wobei das meiste auf den Bau der Elektrolyse entfällt. So kommen die im systemdienlichen Betrieb erwarteten Emissionsreduktionen, durch die ausschließliche Nutzung erneuerbaren Stroms, nicht zum Tragen – die spezifischen THG_{LCA}-Emissionen im Jahr 2030 sind für die unterschiedlichen Betriebsarten kontinuierlich und systemdienlich auf dem gleichen Niveau. Auch im Jahr 2050 sind die Unterschiede in den spezifischen Emissionen nicht wesentlich, aufgrund des saubereren Strommixes liegen die Emissionen jedoch grundsätzlich auf einem niedrigeren Niveau.

Wird das abgetrennte und als Rohstoff eingesetzte CO₂, wie in **Abbildung B.29** schraffiert dargestellt, berücksichtigt, so ergeben sich für die Bereitstellung des PtX-Butanols unter den gewählten Systemgrenzen Emissionseinsparungen, außer für den Betrieb mit heutigem Netzstrom. Betrachtet man den Gesamtlebenszyklus des Butanols (Nutzung und EoL), so wird das CO₂, welches für die Herstellung abgetrennt wurde, wieder in die Atmosphäre entlassen. In der Gesamtbetrachtung ergeben sich demnach keine Negativemissionen, denn das abgetrennte und als Rohstoff eingesetzte CO₂ wird wieder freigesetzt, sodass hier die entsprechende CO₂-Menge praktisch im Kreislauf gehalten wird. Die Emissionen aus dem PtX-Syntheseweg werden damit nicht kompensiert, sondern gehen so in die Atmosphäre ein, wie in **Abbildung B.29** dargestellt.

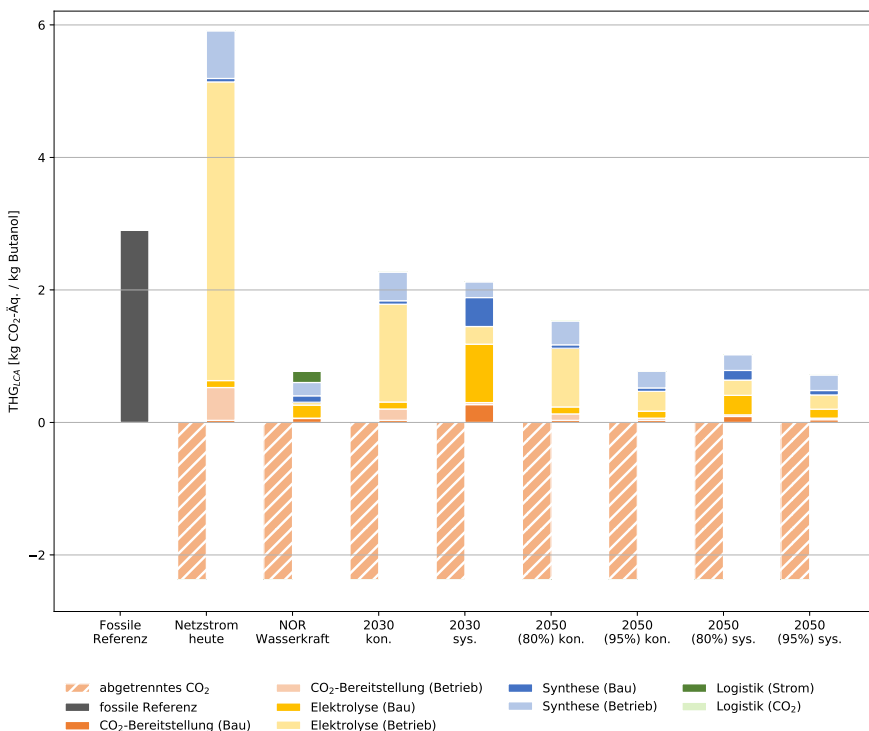


Abbildung B.29: Spezifische Treibhausgasemissionen (THG_{LCA}) der Bereitstellung von Butanol. Referenzprozess ist „ecoinvent butanol weltmarkt“. [CO₂-Quelle: Biogas]

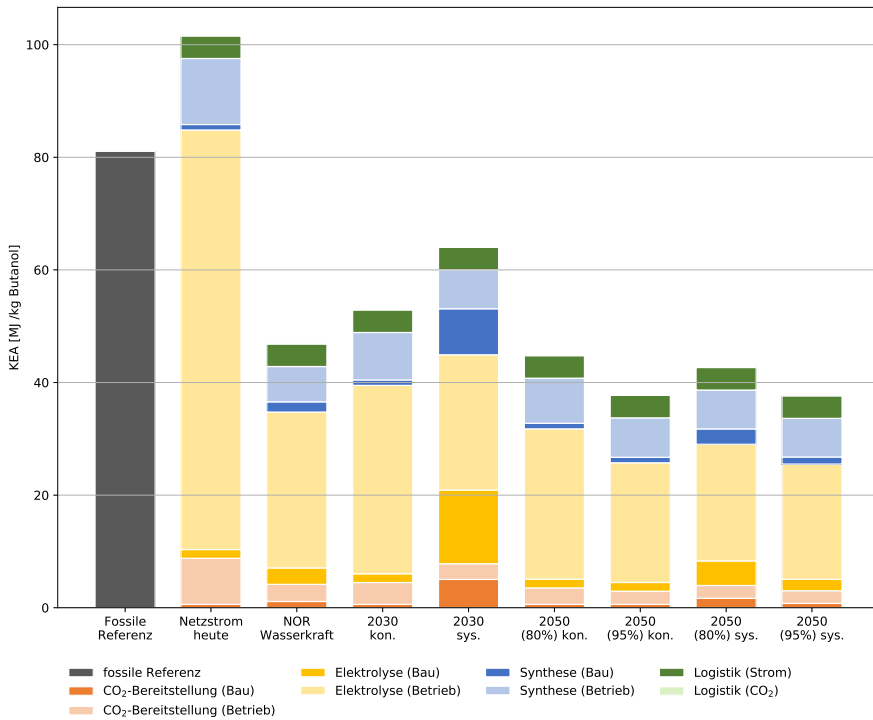


Abbildung B.30: Kumulativer Energieaufwand (KEA) der Butanolbereitstellung über die PtX-Prozesskette. [CO₂-Quelle: Biogas]

KUMULIERTER ENERGIEAUFWAND (KEA)

Der kumulierte Energieaufwand für die Bereitstellung von Butanol ist im Gegensatz zu allen anderen hier betrachteten PtX-Produkten, mit Ausnahme des heutigen Strommixes, geringer als für die fossile Referenz, wie in **Abbildung B.30** dargestellt. Dabei sind die Schwankungen im KEA lediglich auf die unterschiedlichen Strommixe und Betriebsweisen zurückzuführen. Die benötigte Menge an Energie bleibt konstant, ist bei hohem fossilem Einsatz jedoch mit mehr Verlusten behaftet. Detaillierte Erläuterungen zu diesem Phänomen finden sich in Kapitel 5.1 sowie der ersten Version der Roadmap (Ausfelder; Dura 2018). Wie auch bei den Prozessketten zur H₂- und Synthesegasbereitstellung entfällt der wesentliche Teil des Energiebedarfs auf die Elektrolyse. Bei einer niedrigen Auslastung, wie im Szenario 2030, systemdienlich der Fall, fällt jedoch der Energiebedarf des Anlagenbaus stärker ins Gewicht.

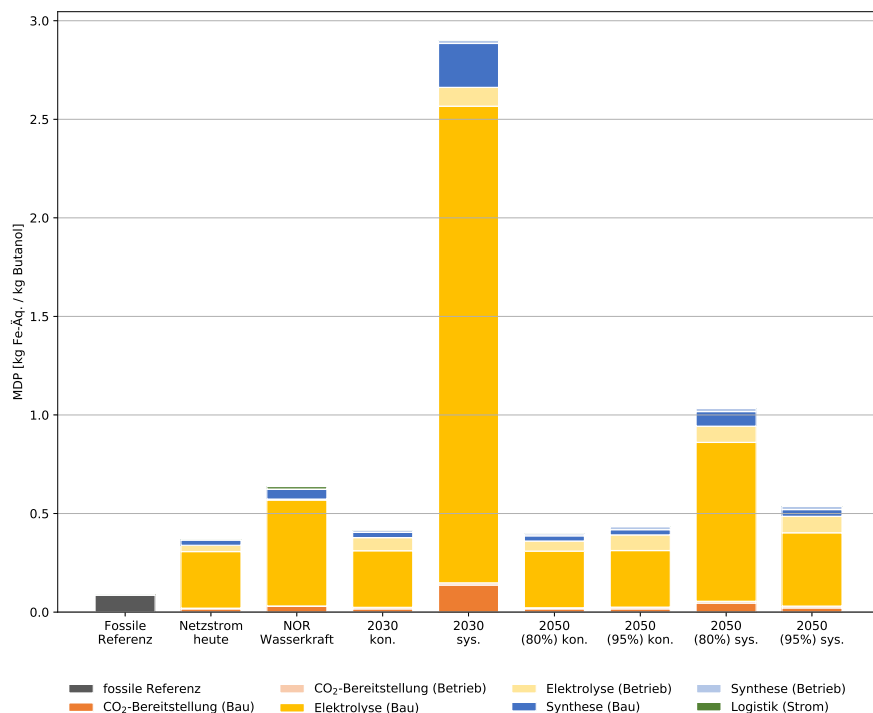


Abbildung B.31: Metal Depletion Potential (MDP) der Butanolbereitstellung. [CO₂-Quelle: Biogas]

METAL DEPLETION POTENTIAL (MDP)

Der Indikator MDP zeigt ein gänzlich anderes Profil der Umweltlasten auf, wie in **Abbildung B.31** dargestellt. Der MDP der PtX-Herstellungsrouten ist durchweg auf einem höheren Niveau im Vergleich zur fossilen Referenz. Der größte Treiber ist der Bau der Elektrolyse, was sich in den systemdienlichen Szenarien mit reduzierter Volllaststundenzahl, besonders im systemdienlichen Betrieb im Jahr 2030, niederschlägt.

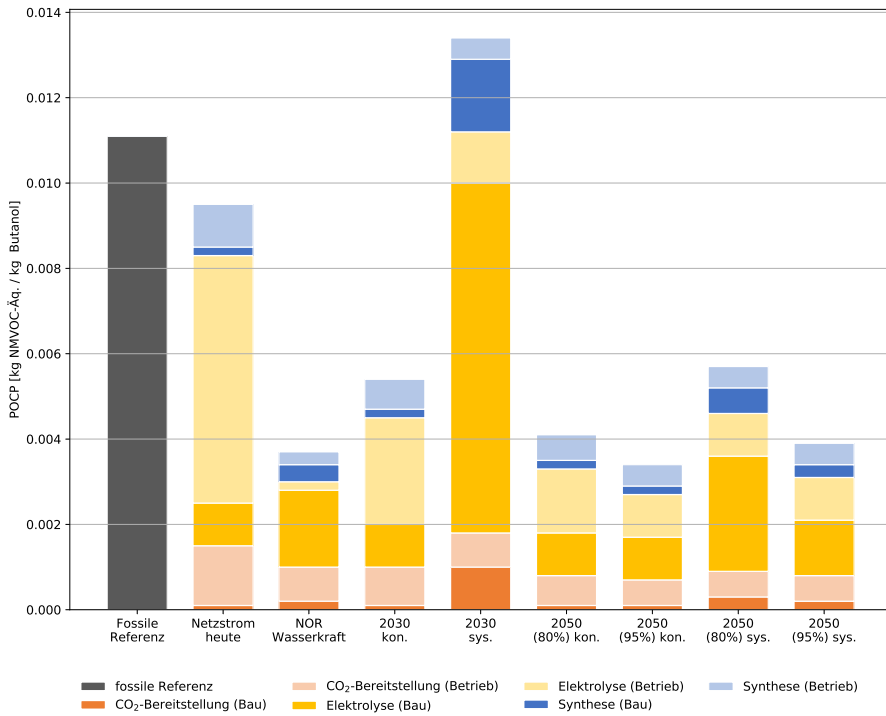


Abbildung B.32: POCP der Butanolbereitstellung über die PtX-Prozesskette im Vergleich zur fossilen Referenz. [CO₂-Quelle: Biogas]

BILDUNG VON FOTOCHEMISCHEM OZON (POCP) UND PARTIKELEMISSIONEN (PM)

Die Beiträge für den Indikator POCP sind mit Ausnahme des systemdienlichen Betriebs im Stützjahr 2030 geringer als für die fossile Referenz. Bereits mit heutigem Netzstrom kann eine Reduktion um 15% erzielt werden. Wird der Strom über norwegische Wasserkraft oder im KSZ95 im Zieljahr 2050 bereitgestellt, so sind Reduktionen von bis zu 66% möglich. Das Profil der Umweltbelastung ist in den kontinuierlichen Betriebsweisen relativ ausgeglichen zwischen Strombereitstellung für die einzelnen Prozesse und Bau der Anlagen, wobei die Elektrolyse sowohl im Bau als auch im Betrieb die größten Anteile aufweist. Lediglich in den systemdienlichen Betriebsweisen schlägt der Anlagenbau aufgrund der deutlich geringeren Volllaststunden mehr zu Buche. Die Ergebnisse sind in **Abbildung B.32** zusammengefasst.

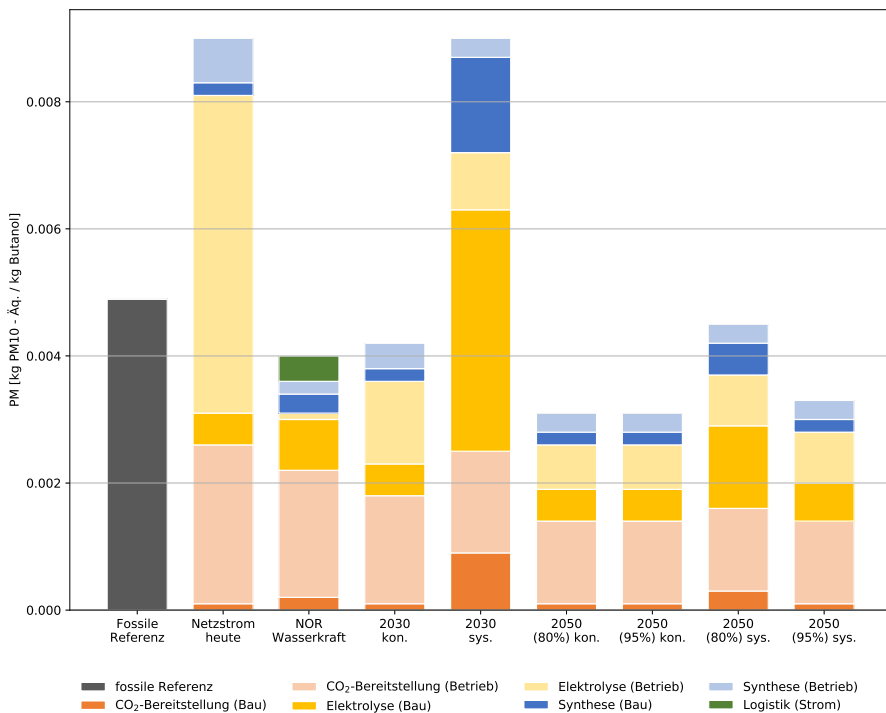


Abbildung B.33: PM der Bereitstellung von Butanol. [CO₂-Quelle: Biogas]

Auch die PM-Emissionen sind mit heutigem Netzstrom sowie im systemdienlichen Betrieb im Stützjahr 2030 gegenüber der Referenz deutlich erhöht, wie in **Abbildung B.33** dargestellt. In allen anderen Szenarien sinken die PM-Emissionen unter das Niveau der Referenz. In allen systemdienlichen Betrieben schlägt aufgrund der geringen Volllaststundenzahl die Bauphase deutlich mehr zu Buche (vergleiche Kapitel 5.1). Anders als beispielsweise die THG-Emissionen handelt es sich bei PM mehr um regional als global relevante Emissionen. Aus diesem Grund ist ebenfalls eine räumliche Auflösung von großem Interesse. So fallen beispielsweise die PM-Emissionen aus der Strombereitstellung an den jeweiligen fossilen Kraftwerken an, was den hohen Eintrag im Betrieb mit heutigem Netzstrom erklärt. PM-Emissionen während des Baus der Anlage setzen sich zusammen aus PM-Emissionen bei der Materialherstellung, sowie beim Bau der Anlage selbst. Je nach Standort der fossilen Kraftwerke, der Materialherstellung und Errichtung der PtX-Anlage können die PM-Emissionen regional stark variieren.

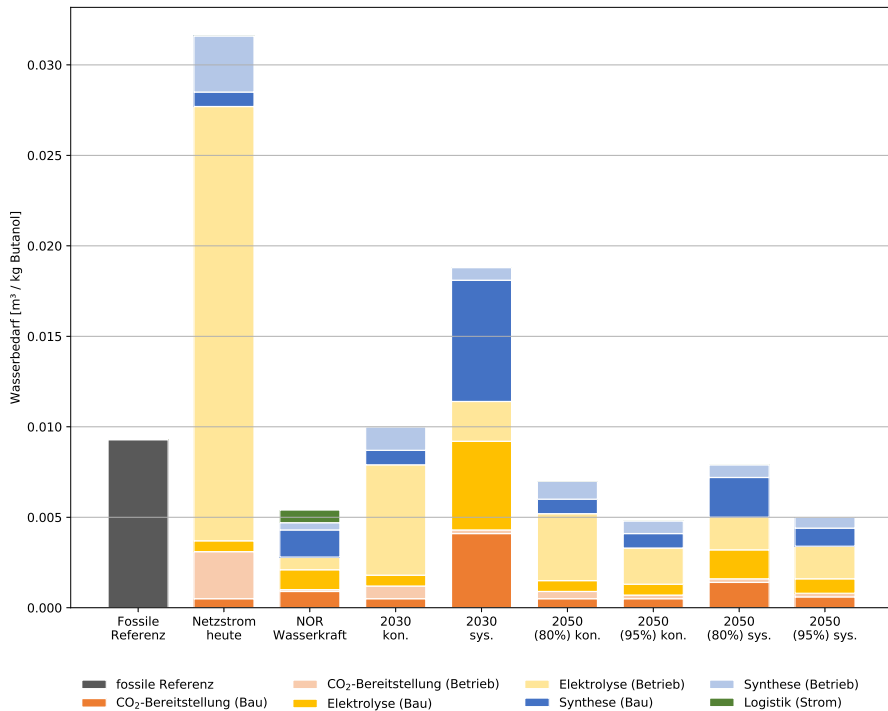


Abbildung B.34: Wasserbedarf der Bereitstellung von Butanol. [CO₂-Quelle: Biogas]

WASSERBEDARF

Der Wasserbedarf ist stark abhängig von der verwendeten Energiequelle, hauptsächlich zum Betrieb der Elektrolyse, wie in **Abbildung B.34** dargestellt. Bei heutigem Netzstrom ist der Verbrauch von Kühlwasser in fossilen Kraftwerken sehr hoch und geht entsprechend in die Bilanz ein. Folglich ist der Wasserbedarf mit zunehmendem Anteil EE am Strommix deutlich geringer. Auch bei diesem Indikator hat eine geringe Vollaststundenzahl, wie es im systemdienlichen Betrieb 2030 der Fall ist, enorme Auswirkungen auf den spezifischen Wasserbedarf, das heißt auf den Bedarf an Wasser pro bereitgestellter Menge Butanol. Dieser Effekt ist in Kapitel 5.1 genauer beschrieben. Der Wasserbedarf im Remote-Szenario, unter der Nutzung von Wasserkraft in Norwegen, ist im Vergleich der PtX-Szenarien sehr niedrig. Grund hierfür ist die Methodik der Erhebung, wie in Kapitel 5.1 detaillierter beschrieben.

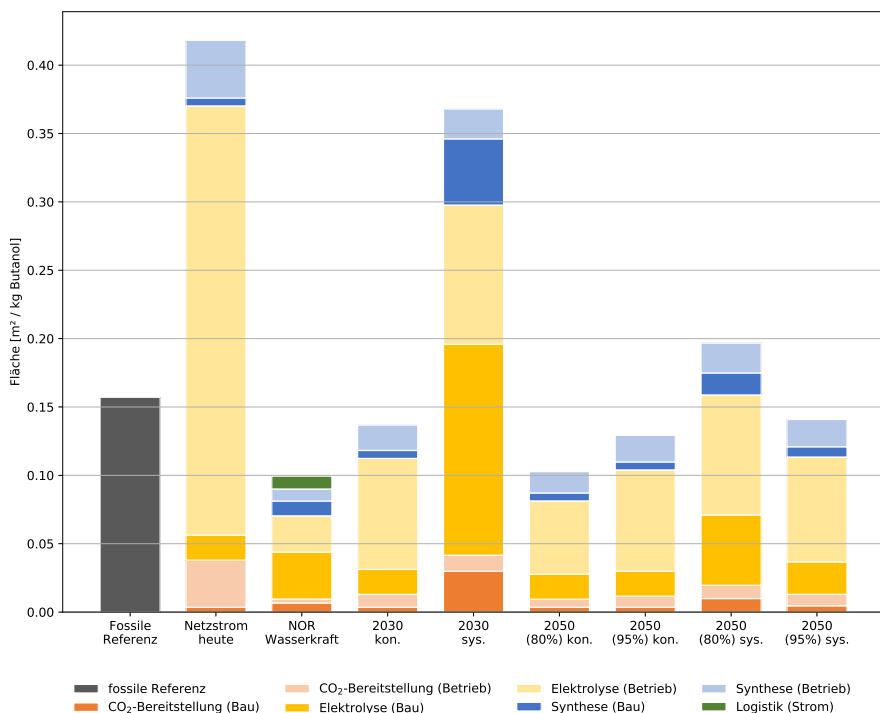


Abbildung B.35 Flächenbedarf der Butanolbereitstellung. [CO₂-Quelle: Biogas]

FLÄCHE

Der größte Treiber entfällt gemäß **Abbildung B.35** wieder auf die Strombereitstellung, hauptsächlich für die Elektrolyse. Der hohe Flächenbedarf bei der Nutzung des heutigen Netzstroms stammt aus der intensiven Bewirtschaftung von Waldflächen, die zur Biomassebereitstellung genutzt werden. Dieser Effekt entfällt in den Jahren 2030 und 2050, da der EE-Strom hier über PV und Wind bereitgestellt wird. Der systemdienliche Betrieb im Zieljahr 2050 verbraucht ungefähr die gleiche spezifische Fläche wie der Referenzprozess. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass es sich hierbei um den spezifischen Flächenverbrauch, also pro bereitgestelltes kg Butanol handelt. Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, dass es sich bei den in Anspruch genommenen Flächen um unterschiedliche geographische Lagen und Flächenfunktionen handeln kann.

5.3 Bereitstellung und Nutzung von PtX-Kraftstoffen

Autorin: Hanna Dura (DEC)

Urheber/-innen der Ergebnisse: Kay Bareiß (TUM),

Sarah Deutz (LTT-RWTH), Susanne Forster (Audi), Cornelia Merz (Öko-Institut), Andreas Patyk (ITAS), Dominik Poncette (ITAS), Jürgen Sutter (Öko-Institut)

Die Ergebnisse der ökologischen Analysen für die PtX-Kraftstoffe bestätigen die Trends der 1. Version der Roadmap (Ausfelder; Dura 2018), sowohl die THG_{LCA}, als auch den KEA betreffend. Die Analyse wurde um einige Umweltindikatoren erweitert, wie das Metal Depletion Potential (MDP), Ozonformation (POCP), Partikelemissionen (PM), Wasserbedarf, Flächenbedarf sowie Bedarf an kritischen Rohstoffen.

Wie bereits in Kapitel 5.1 dargestellt, sind die Profile der Umweltauswirkungen aller PtX-Prozessketten im Wesentlichen übereinstimmend, das heißt, über fast alle Indikatoren und Prozessketten hinweg können die gleichen Treiber und Zusammenhänge identifiziert werden. Die jeweiligen relevanten Effekte und Treiber in den einzelnen Umweltindikatoren werden daher anhand ausgewählter Beispiele exemplarisch dargestellt. Als treibender Umweltindikator werden die Beiträge in den THG_{LCA} ausführlicher ausgewertet und gegenübergestellt. Es sei ausdrücklich darauf hingewiesen, dass Zahlenwerte, die

exemplarisch für einzelne Kraftstoffe dargestellt werden, in den folgenden Vergleichen lediglich die Größenordnungen angeben sollen. Die genauen Zahlenwerte unterscheiden sich naturgemäß je nach PtX-Kraftstoff, jedoch sind die Tendenzen und Größenordnungen gleich.

Des Weiteren darf nicht außer Acht gelassen werden, dass trotz Abstimmung wesentlicher Parameter Unterschiede zwischen den Modellierungen der einzelnen Kraftstoffe bestehen. Eine Einschränkung liegt hierbei in der Abweichung der Systemgrenzen hinsichtlich der OME-Synthese. Während für alle Prozessketten die Bauphase der einzelnen Prozessabschnitte abgeschätzt wurde, ist für die OME-Bereitstellung lediglich der Anlagenbau der CO₂-Bereitstellung und der Elektrolyse enthalten und nicht der Anlagenbau für die OME-Synthese selbst. Ein Vergleich mit den anderen PtX-Kraftstoffen zeigt jedoch, dass der Einfluss des Anlagenbaus der Katalyse im Vergleich zu den Auswirkungen der Betriebsphase sehr gering ist und somit keinen entscheidenden Einfluss auf die Ergebnisse ausübt.

Wie in Kapitel 5.1 dargestellt, weichen auch die CO₂-Quellen voneinander ab. Dies liegt jedoch in den Technologien selbst begründet, da die CO₂-Bereitstellung insbesondere bei den Containeranlagen, den anvisierten Anlagen entspricht. Eine Modellierung einer CO₂-Quelle, die pauschal für alle PtX-Technologien angesetzt wird, mag die Vergleichbarkeit erhöhen, würde jedoch nicht die geplante Anlage widerspiegeln.

INFOBOX 1
DARSTELLUNGSMÖGLICHKEITEN DER TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN (THG_{LCA}) FÜR PtX-PRODUKTE

Die Problematik der Allokation stellt sich nur bei industriellen Punktquellen und Biogasanlagen, da das verwendete CO₂ als „Abfall“ anfällt und sich folglich die Frage stellt, welchem Prozess beziehungsweise Produkt die Emissionsverringerung zugeschrieben wird, die entsteht, wenn das CO₂ nicht emittiert, sondern abgetrennt und zur Herstellung eines PtX-Produktes genutzt wird. Die RED II gibt für strombasierte Kraftstoffe eine Antwort auf diese Frage: das abgetrennte und als Rohstoff verwendete CO₂ soll dem Kraftstoff gutgeschrieben werden, abzüglich der Aufwendungen für die Abtrennung und Bereitstellung für das CO₂. Für chemische Produkte fehlen jedoch jegliche Regulierungen.

Abbildung B.36 stellt diese Anrechnung entsprechend der RED II an einem Beispiel dar. Das abgetrennte CO₂ wurde hier von den direkten Emissionen, die während der Fahrzeugnutzung entstehen, abgezogen. Durch Umwandlungsverluste verbleibt jedoch ein „Restbetrag“ der Emissionen.

Dabei ist wichtig zu berücksichtigen, dass es sich hierbei nicht um eine reale Reduktion der direkten Fahrzeugemissionen

handelt, sondern eine bilanzielle. Bei einer direkten Verrechnung des abgetrennten CO₂ mit den direkten Emissionen des Fahrzeugs wird nicht deutlich, woher die Emissionseinsparungen stammen. Eine solche Darstellung gibt somit nicht zu erkennen, dass in der Wertschöpfungskette CO₂ als Rohstoff eingesetzt wird - es kann leicht der Eindruck entstehen, dass Emissionsminderungen im Fahrzeug stattfinden. Dieser Eindruck kann durch den Restbetrag, der sich durch die Umwandlungsverluste ergibt, zusätzlich verstärkt werden.

Um die Transparenz der Ergebnisse zu erhöhen, werden deshalb in den folgenden Darstellungen die direkten Emissionen, die weiterhin am Fahrzeug anfallen auch weiterhin ausgewiesen. Das abgetrennte und als Rohstoff eingesetzte CO₂ wird als negativer Balken dargestellt, um zu verdeutlichen, dass in der Wertschöpfungskette CO₂-Emissionsreduktionen stattfinden.

Diese Darstellung ist ebenfalls auf chemische PtX-Produkte anwendbar, was weiterhin eine Vergleichbarkeit zwischen den unterschiedlichen PtX-Produktionsoptionen ermöglicht.

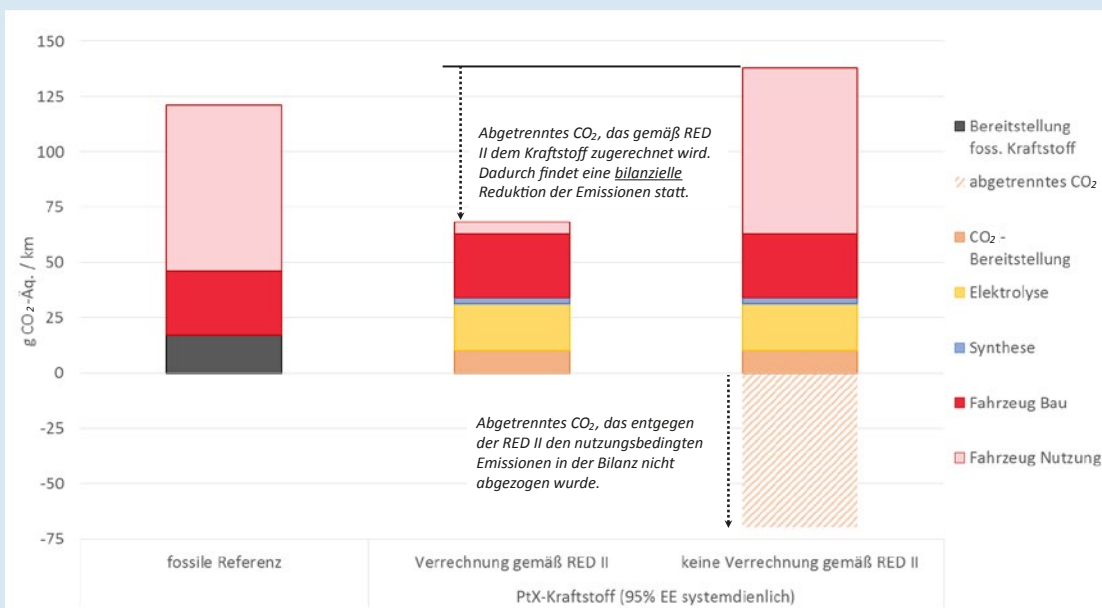


Abbildung B.36: Vergleich unterschiedlicher Darstellungsweisen des abgetrennten und als Rohstoff eingesetzten CO₂.

TREIBHAUSGASEMISSIONEN (THG_{LCA})

Wie in Infobox 1 erläutert stellt die Darstellung der CO₂-Einsparungen in PtX-Prozessen eine Herausforderung dar. Folglich geben **Abbildung B.36** und **Abbildung B.37** eine Übersicht der THG_{LCA} aller PtX-Kraftstoff indem das abgetrennte CO₂ als negativer Balken dargestellt wird beziehungsweise von den Gesamtemissionen gemäß RED II subtrahiert wird. Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass PtX-Kraftstoffe nur unter Berücksichtigung des abgetrennten CO₂ zu THG-Reduktionen beitragen können, andernfalls verbleiben die THG-Emissionen auch bei vollständig

erneuerbarem Strom auf dem gleichen Emissionsniveau wie die jeweiligen fossilen Referenzen, mit Ausnahme von Wasserstoff mit LOHC-Transporttechnologie. Dies liegt darin begründet, dass für die Bereitstellung des PtX-Kraftstoffes weiterhin THG-Emissionen anfallen, wenn auch in sehr extrem geringem Umfang, und der PtX-Kraftstoff bei der Verbrennung ebenfalls CO₂ ausstößt. Eine genauere Analyse der Emissionsquellen wird im Folgenden beispielhaft am Kraftstoff LNG_Oxyfuel dargestellt.

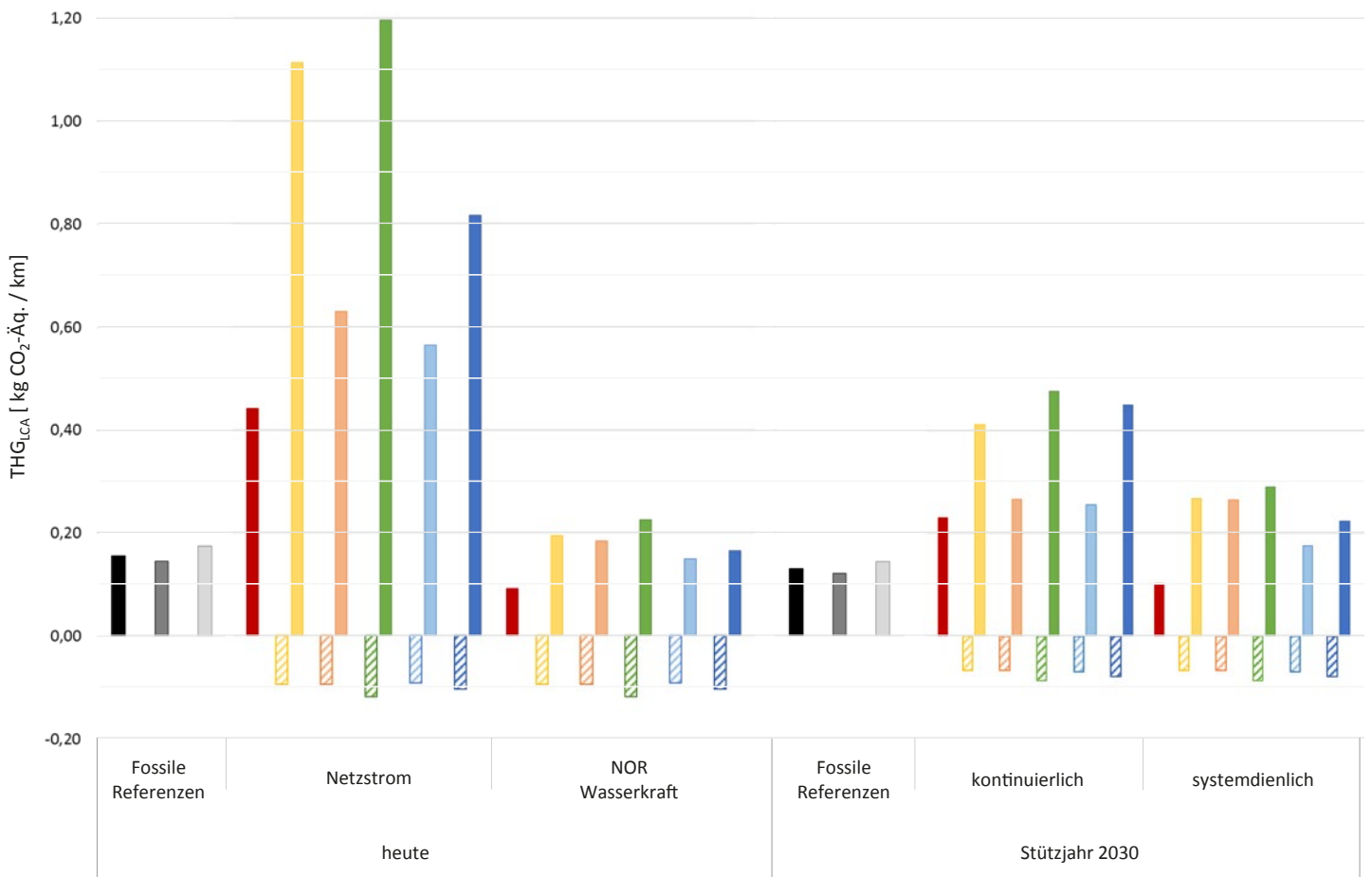


Abbildung B.37: Vergleich der lebenszyklusbezogenen Treibhausgasemissionen (THG_{LCA}) aller im P2X-Projekt erforschten PtX-Kraftstoffe. Die Darstellung enthält die Kraftstoffbereitstellung, Fahrzeugbau und -nutzung, Anlagenbau und Betrieb ist jeweils für alle Routen, mit Ausnahme der OME-Produktion, bei der die Anlage nicht berücksichtigt wurde, abgeschätzt. Daher werden die THG_{LCA} für OME etwas unterschätzt. Bei den OME handelt es sich um die reduktive Route, die aus derzeitiger Sicht aufgrund des niedrigen H₂-Bedarfs das größte Potenzial unter den verschiedenen OME-Routen bietet. Das für die PtX-Prozesskette abgetrennte CO₂ wird in dieser Darstellung von den Gesamtemissionen nicht abgezogen, sondern gesondert als negativer Balken dargestellt (vergleiche Infobox 1).

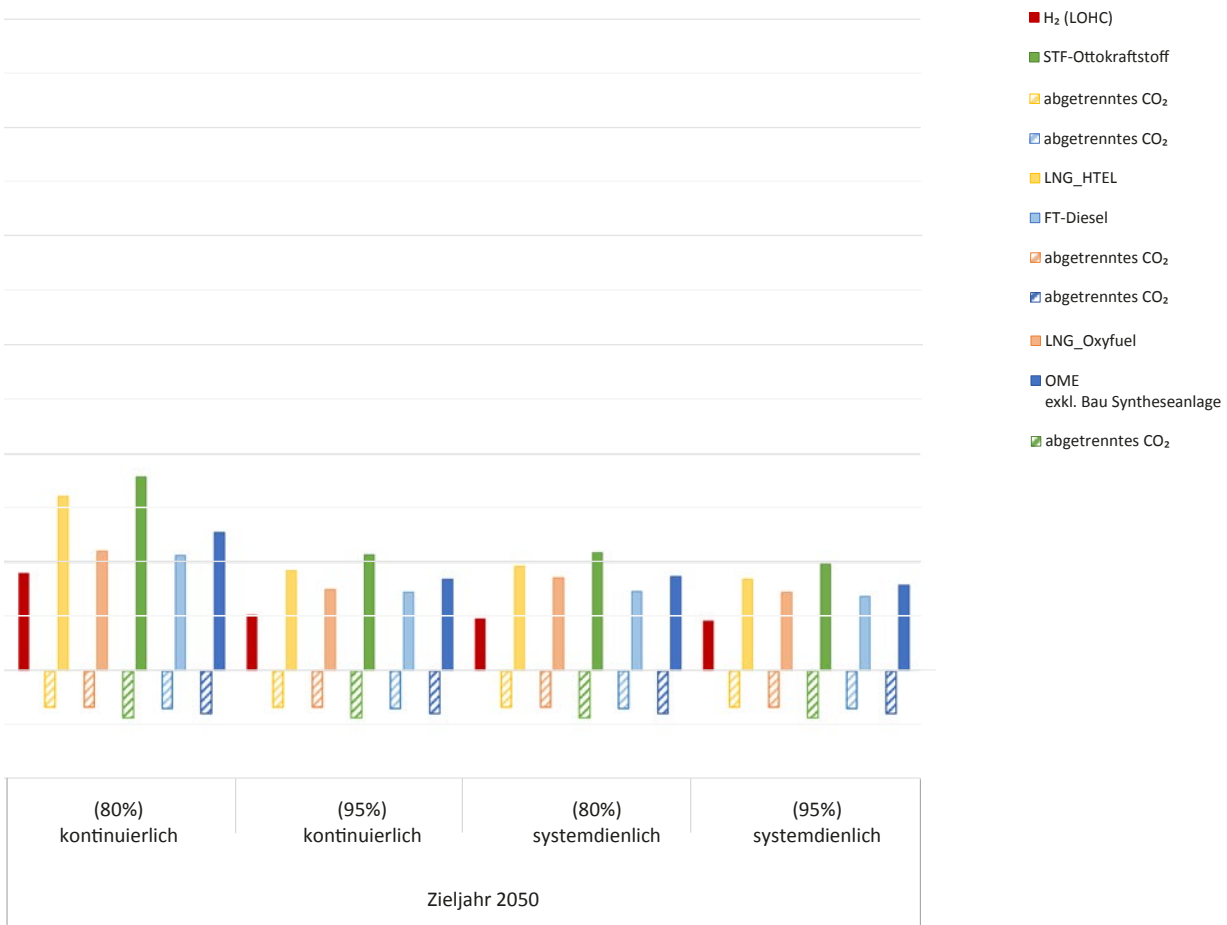


Abbildung B.38 zeigt, dass im systemdienlichen Betrieb ab KSZ 80 ungefähr das gleiche Emissionsniveau erreicht werden kann, wie das der fossilen Kraftstoffe. Im KSZ 95 im kontinuierlichen Betrieb sind dann Reduktionen je nach Kraftstoff zwischen 20% und 50% möglich, im systemdienlichen Betrieb findet eine weitere Verbesserung zwischen 30–50% gegenüber den jeweiligen fossilen Referenzen statt. Mit norwegischer Wasserkraft lassen sich nochmals etwas größere Einsparungen im Bereich von 40–60% erzielen.

Das Profil der THG_{LCA} -Emissionen stellt sich für alle PtX-Kraftstoffe fast gleich dar und wird daher lediglich am Beispiel des LNG_Oxyfuel-Prozesses exemplarisch dargestellt. Aus **Abbildung B.39*** wird deutlich, dass der CO_2 -Fußabdruck der Strombereitstellung den größten Hebel zur Minderung der THG-Emissionen bei PtX-Kraftstoffen darstellt, so ist für das KSZ 95 im systemdienlichen Betrieb eine Reduktion um den Faktor 4 gegenüber heutigem Netzstrom möglich. Durch diese Reduktion bei hohem Anteil EE gewinnen andere Teile der Wertschöpfungskette relativ an Bedeutung. Wird Wasserkraft aus Norwegen zur Produktion des PtX-Kraftstoffes verwendet, so liegt der Anteil der Strom-

* Abbildung B.39 siehe nächste Seite

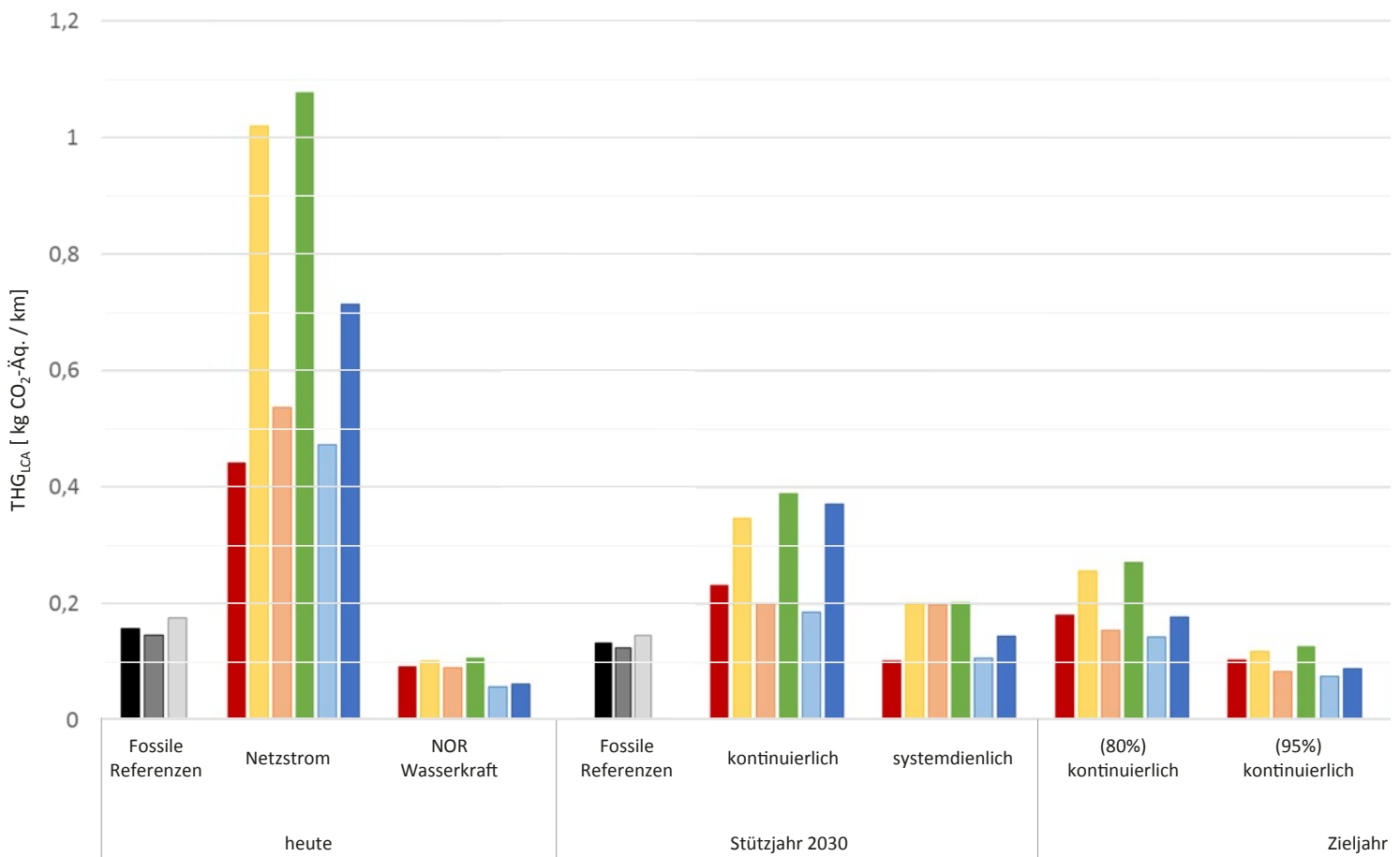
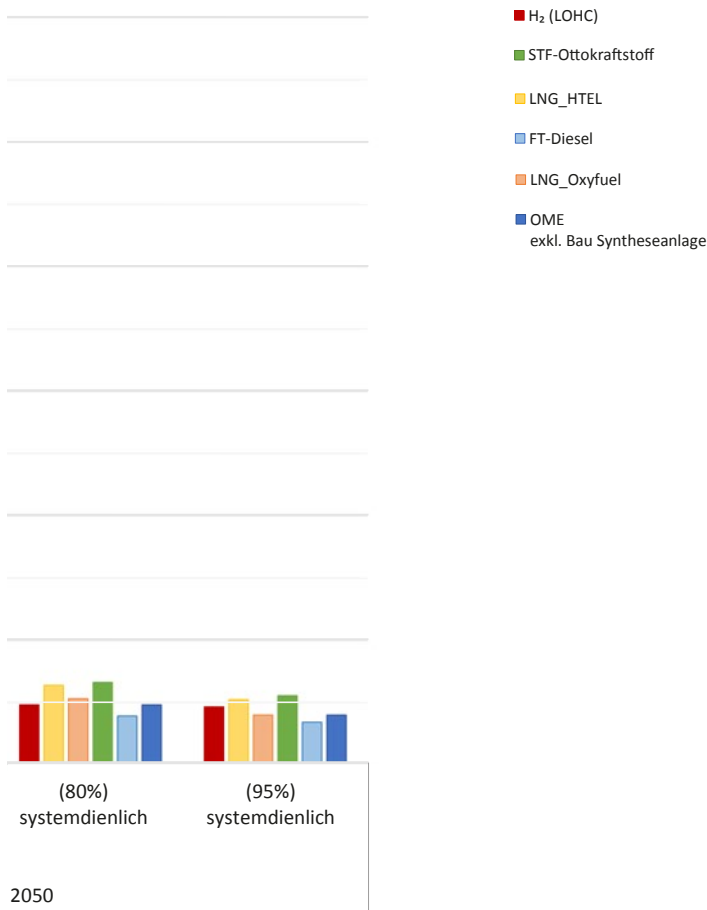


Abbildung B.38: Vergleich der lebenszyklusbezogenen Treibhausgasemissionen (THG_{LCA}) aller im P2X-Projekt erforschten PtX-Kraftstoffe. Die Darstellung enthält die Kraftstoffbereitstellung, Fahrzeugbau und -nutzung, Anlagenbau und Betrieb ist jeweils für alle Routen, mit Ausnahme der OME-Produktion, bei der die Anlage nicht berücksichtigt wurde, abgeschätzt. Daher werden die THG_{LCA} für OME etwas unterschätzt. Bei den OME handelt es sich um die reduktive Route, die aus der derzeitigen Sicht aufgrund des niedrigen H_2 -Bedarfs das größte Potenzial bietet. Das für die PtX-Prozesskette abgetrennte CO_2 wird in dieser Darstellung von den Gesamtemissionen abgezogen, gemäß RED II (vergleiche Infobox 1).

bereitstellung für die THG_{LCA}-Emissionen bei lediglich 5%; im Fall des KSZ 95 im systemdienlichen Betrieb liegt dieser Anteil bei 20%. In diesen Fällen wird das Fahrzeug (Bau und direkte Emissionen) mit rund 65% zum größten Treiber. Damit sind die Verhältnisse der Kraftstoffbereitstellung sowie des Fahrzeugbaus und der -nutzung in der gleichen Größenordnung wie bei der fossilen Referenz. Wie bereits zuvor kurz dargestellt, bleibt dabei zu beachten, dass für die Bereitstellung des PtX-Kraftstoffes CO₂ als Rohstoff verwendet wird und bei ihrer Berücksichtigung gemäß RED II die THG_{LCA}-Emissionen insgesamt halbiert werden können.

Die auch bei hohen EE-Anteilen verbleibenden THG-Emissionen der PtX-Prozesskette stammen aus den jeweiligen Vorketten. Im Falle des Anlagenbaus handelt es sich hauptsächlich um die Bereitstellung der benötigten Baumaterialien wie Zement, Stahl, Metalle etc. Die verbleibenden Emissionen aus der Strombereitstellung stammen aus der Produktion der jeweiligen Energieerzeugungsanlagen. Die entsprechenden Datensätze dieser Vorketten wurden nicht an die Situation 2030 und 2050 angepasst, sodass hier noch weitere Einsparungen zu erwarten sind. Die Höhe dieser Einsparungen ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt jedoch kaum abzuschätzen, da es wesentlich davon abhängt, woher diese Materialien und Komponenten bezogen werden und unter welchen Bedingungen diese dort hergestellt werden. Dabei spielt die zeitliche Komponente ebenfalls eine entscheidende Rolle. Deutschland verfolgt das Ziel bis 2050 weitgehend THG-neutral zu werden, dies bedeutet, dass auch in der Produktion der verwendeten Materialien und Komponenten bis 2050 massiv THG-Reduktionen durchgesetzt werden müssen. Wird beispielsweise 2040 eine PtX-Anlage gebaut, so geschieht dies mit Materialien und Komponenten, die um den gleichen Zeitraum hergestellt wurden – hier kommt es also stark darauf an welchen Defossilisierungsgrad die Produktion dieser Materialien und Komponenten bereits erreicht hat. Darüber hinaus sind auch mögliche THG-Verschiebungen in der Wertschöpfungskette zu beachten. Werden beispielsweise PV-Module aus China bezogen und dort auch in Zukunft überwiegend mit Kohlestrom hergestellt, so ist der in Deutschland bereitgestellte Strom über diese PV-Anlagen zwar lokal emissionsfrei, jedoch insgesamt mit den entsprechenden Herstellungsemissionen belastet.



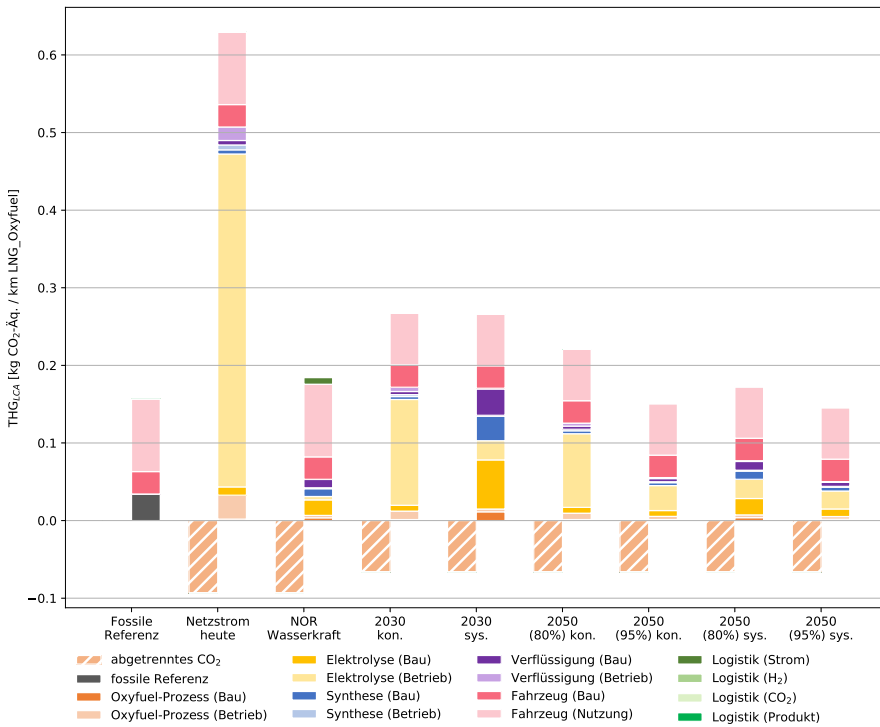


Abbildung B.39: Detaillierte Ergebnisse zu den spezifischen Treibhausgasemissionen (THG_{LCA}) am Beispiel des LNG_Oxyfuelprozess. Es handelt sich dabei um eine Containeranlage mit integrierter Bereitstellung von CO₂ über den Oxyfuelprozess. Grundsätzlich ist das Emissionsprofil vergleichbar mit den anderen PtX-Kraftstoffen.

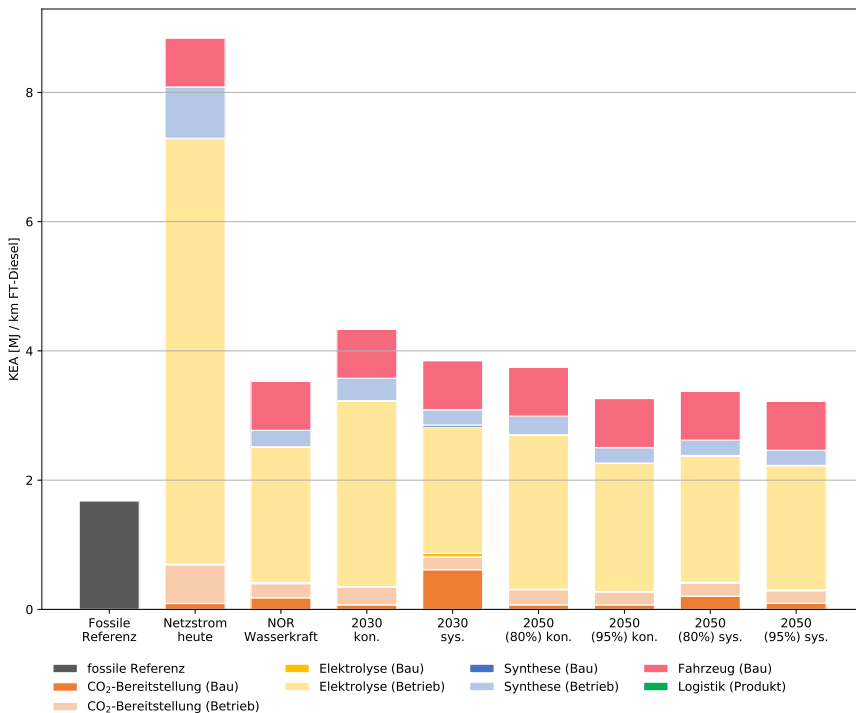


Abbildung B.40: Detaillierte Ergebnisse des kumulierten Energieaufwandes (KEA) am Beispiel der PtX-Prozesskette FT-Diesel. Es handelt sich dabei um eine Containeranlage mit integrierter DAC-Anlage. Trotz Abweichungen ist das grundsätzliche Emissionsprofil vergleichbar mit den anderen PtX-Kraftstoffen.

In **Abbildung B.39** ist der in Kapitel 5.1 detailliert beschriebene Effekt der niedrigen Volllaststunden zu sehen. Bei geringen Volllaststunden nimmt der relative Anteil des Anlagenbaus stark zu, da die gleiche Anlage auf weniger Produktmenge umgelegt wird. Durch die hohen Volllaststundenzahlen im Zieljahr 2050 ist dieser Effekt dort kaum ausgeprägt.

KUMULIERTER ENERGIEAUFWAND (KEA)

Die Zwischenergebnisse der ersten Version der Roadmap (Ausfelder; Dura 2018) haben bereits angedeutet, dass der KEA der PtX-Prozessketten auch bei 100% erneuerbarem Strom höher liegt als bei den fossilen Referenzen. Dies liegt in der Natur der Sache, da der fossile Kraftstoff direkt aus dem Erdreich gewonnen und nur geringfügig aufgearbeitet werden muss, das heißt der Kraftstoff bringt seine Energie bereits mit. Dies ist bei PtX-Kraftstoffen nicht der Fall, hier muss über Umwandlungsprozesse, die mit entsprechenden Umwandlungsverlusten behaftet sind, die Energie erst eingetragen werden. Folglich verbleibt der erhöhte Energieaufwand auch bei hohem Anteil erneuerbarer Energieträger bestehen. Die Reduktion, die bei überwiegend erneuerbarer Stromversorgung (KSZ 95, Wasserkraft Norwegen) gegenüber einem hohen Anteil fossiler Strombereitstellung (Netzstrom heute) auftritt, ist jedoch nicht auf Verbesserungen der Produktionsprozesse zurückzuführen, sondern auf die methodischen Grundlagen zur Errechnung des KEA, wie ausführlicher in Kapitel 5.1 und (Ausfelder; Dura 2018) dargestellt ist.

Wie bei THG_{LCA} ist der größte Treiber des KEA die Strombereitstellung, die sich vorrangig in der Elektrolyse niederschlägt, wie am Beispiel des FT-Diesel in **Abbildung B.40**. Jedoch sind hier nicht die gleichen Reduktionen möglich, wie für die THG_{LCA}-Emissionen, da, wie zuvor beschrieben, Energie in die Wertschöpfungskette eingetragen werden muss. Die Reduktionen, die in **Abbildung B.40** mit zunehmendem

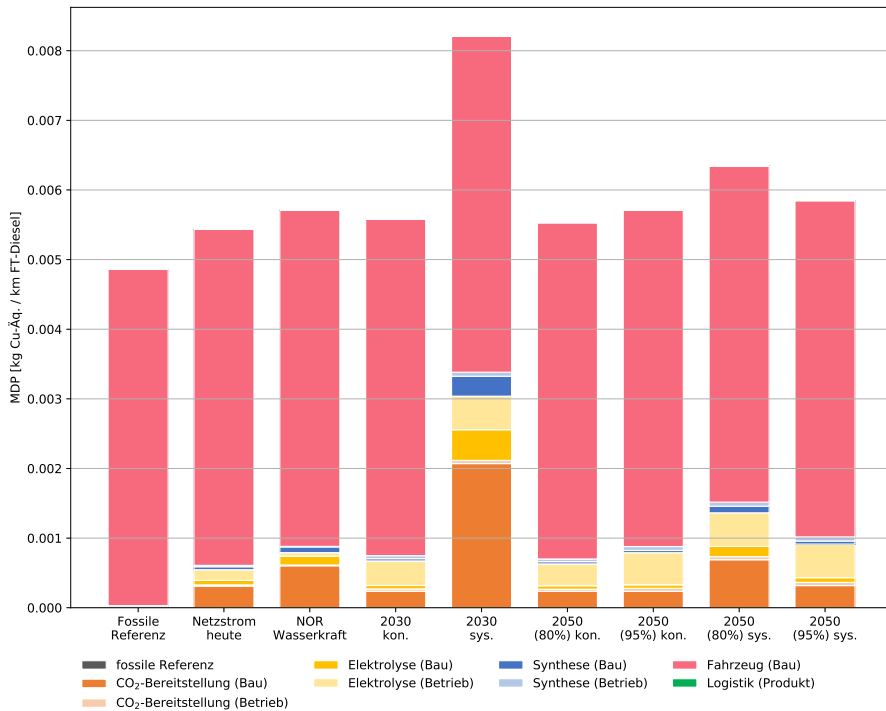


Abbildung B.41: Detaillierte Ergebnisse des Metal Depletion Potential (MDP) am Beispiel der PtX-Prozesskette FT-Diesel. Es handelt sich dabei um eine Containeranlage mit integrierter DAC. Trotz Abweichungen ist das Emissionsprofil vergleichbar mit den anderen PtX-Kraftstoffen. Größere Abweichungen beim Emissionsprofil sind bei Prozessketten erkennbar, die nach einer anderen Referenzeinheit (Fe-Äq.) bewertet wurden.

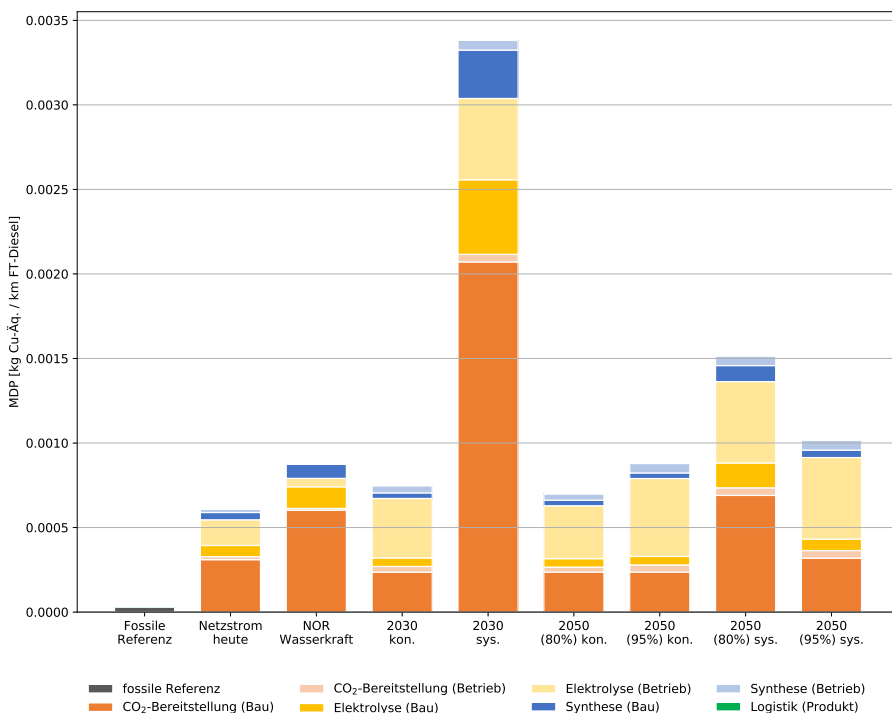


Abbildung B.42: Auszug der Ergebnisse des MDP am Beispiel FT-Diesel. Zur besseren Darstellbarkeit sind Fahrzeugbau und -nutzung nicht enthalten.

Anteil EE gegenüber dem heutigen Strommix erzielt werden, stammen aus dem Wechsel der Energiequellen und damit verbundener Effizienzsteigerungen. Die PtX-Herstellungskette verbleibt aufgrund der zahlreichen Prozessschritte mit insgesamt höheren Umwandlungsverlusten behaftet. Im systemdienlichen Betrieb sind geringfügige Reduktionen des KEA realisierbar. Aufgrund der geringen Volllaststundenzahl ist der Beitrag des Anlagenbaus im Stützjahr 2030 bei systemdienlichem Betrieb erhöht, jedoch verbleibt die Strombereitstellung der größte Treiber.

METAL DEPLETION POTENTIAL (MDP)

Das MDP ist als ergänzender relevanter Indikator in die Analyse integriert worden, der hier exemplarisch am Beispiel FT-Diesel dargestellt ist. **Abbildung B.41** zeigt deutlich, dass die Fahrzeugherstellung den mit Abstand größten Einfluss verursacht. Lediglich im systemdienlichen Betrieb im Stützjahr 2030 verursacht die geringe Auslastung der Anlage einen relativ erhöhten Einfluss der Bauphase der Anlagen, insbesondere der DAC. Dabei gilt zu beachten, dass alle PtX-Anlagen, sowie die DAC auf Schätzungen, beziehungsweise im Falle der DAC auf noch nicht vollständig ausoptimierten Anlagen beruhen, sodass hier noch weitere Einsparungen möglich sind. Darüber hinaus ist der Rückbau der Anlagen nicht in den Systemgrenzen enthalten, das heißt mögliche Recyclingströme, die sich durch den Rückbau ergeben sind hier nicht berücksichtigt.

Zur besseren Sichtbarkeit der Einflüsse der PtX-Prozesskette selbst, sind die gleichen Ergebnisse ohne Fahrzeugbau in **Abbildung B.42** dargestellt. In dieser Ansicht wird der Unterschied zwischen der fossilen Bereitstellung und der PtX-Prozesskette sehr deutlich. Der größte Einfluss wird durch den Bau der Anlagen, allen voran der DAC-Anlage verursacht. Der Effekt der niedrigen Auslastung im Stützjahr 2030 im systemdienlichen

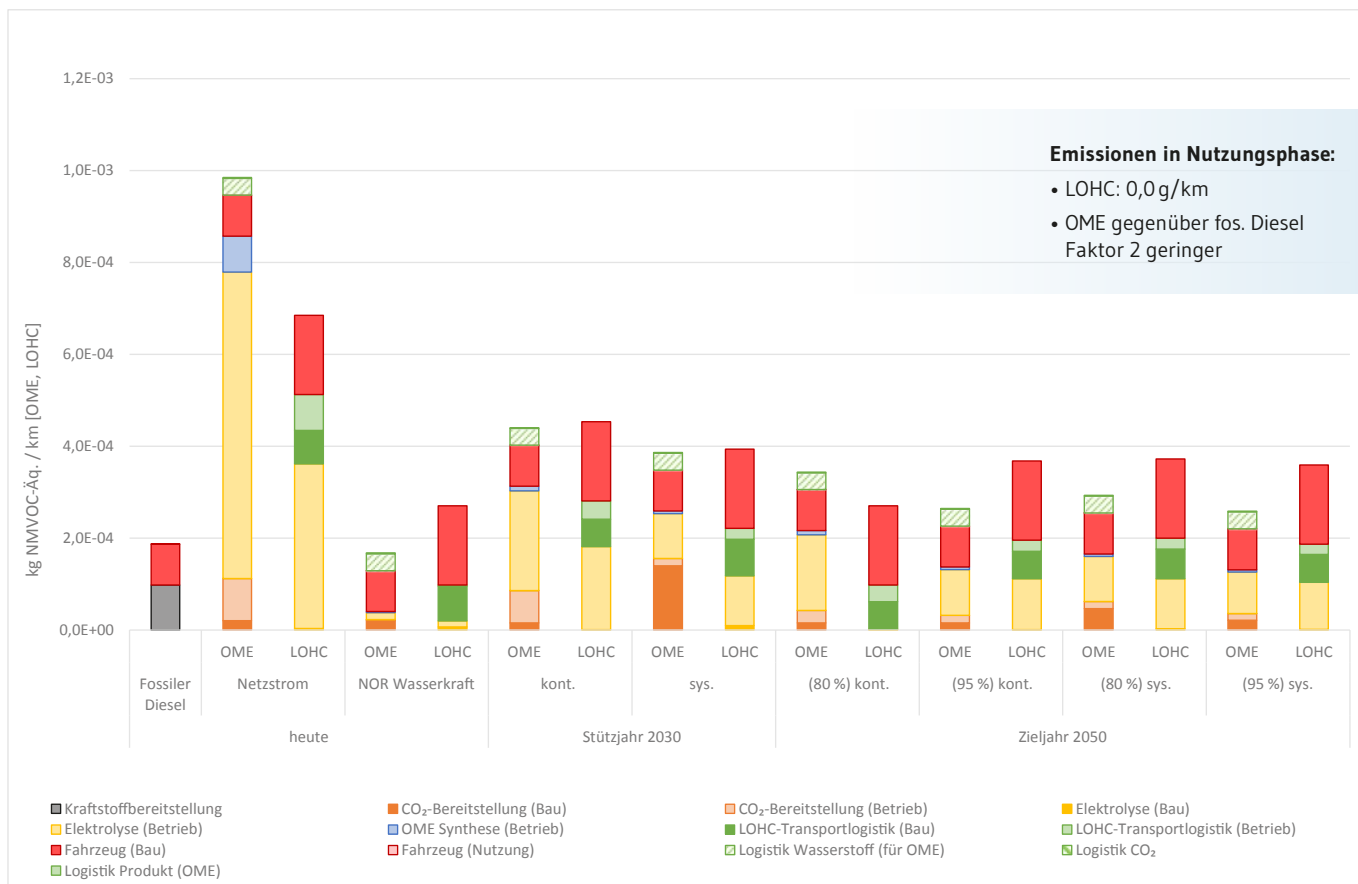


Abbildung B.43: POCP von LOHC und OME_x am Beispiel der reduktiven Route. Durch das Aushebeln der Ruß-NO_x-Schere werden NO_x-Emissionen bei OME_x deutlich verringert. Dies führt zu einer Reduktion des POCP in der Nutzungsphase gegenüber fossilem Diesel um einen Faktor von 2. Brennstoffzellenfahrzeuge, die über die LOHC-Technologie betankt werden können, fahren lokal emissionsfrei. Prozessschritt OME-Synthese ohne Anlagenbau. [CO₂-Quelle: DAC]

Betrieb kommt hierbei besonders zum Tragen. Auffällig ist die Erhöhung des MDP mit zunehmendem Anteil EE im deutschen Strom, der sich besonders im Betrieb der Elektrolyse niederschlägt. Dies ist auf den erhöhten Verbrauch metallischer Ressourcen der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen (Wind, PV) zurückzuführen. Der Bau von Wasserkraftanlagen erfordert in Relation zur erzeugten Energiemenge deutlich weniger metallische Ressourcen, sodass die Aufwendungen für diesen Indikator sehr gering sind.

BILDUNG VON FOTOCHEMISCHEM OZON (POCP) UND PARTIKELMISSIONEN (PM)

Da die Beiträge zu den Indikatoren POCP und PM sehr ähnliche Verläufe aufzeigen, werden sie in diesem Abschnitt gemeinsam dargestellt, beispielhaft für die Synthese und Nutzung von Wasserstoff über LOHC und OME_x für die reduktive Route. NO_x-Emissionen tragen stark zum POCP bei; durch das Aushebeln der Ruß-NO_x-Schere durch die sauberere Verbrennung der OME_x

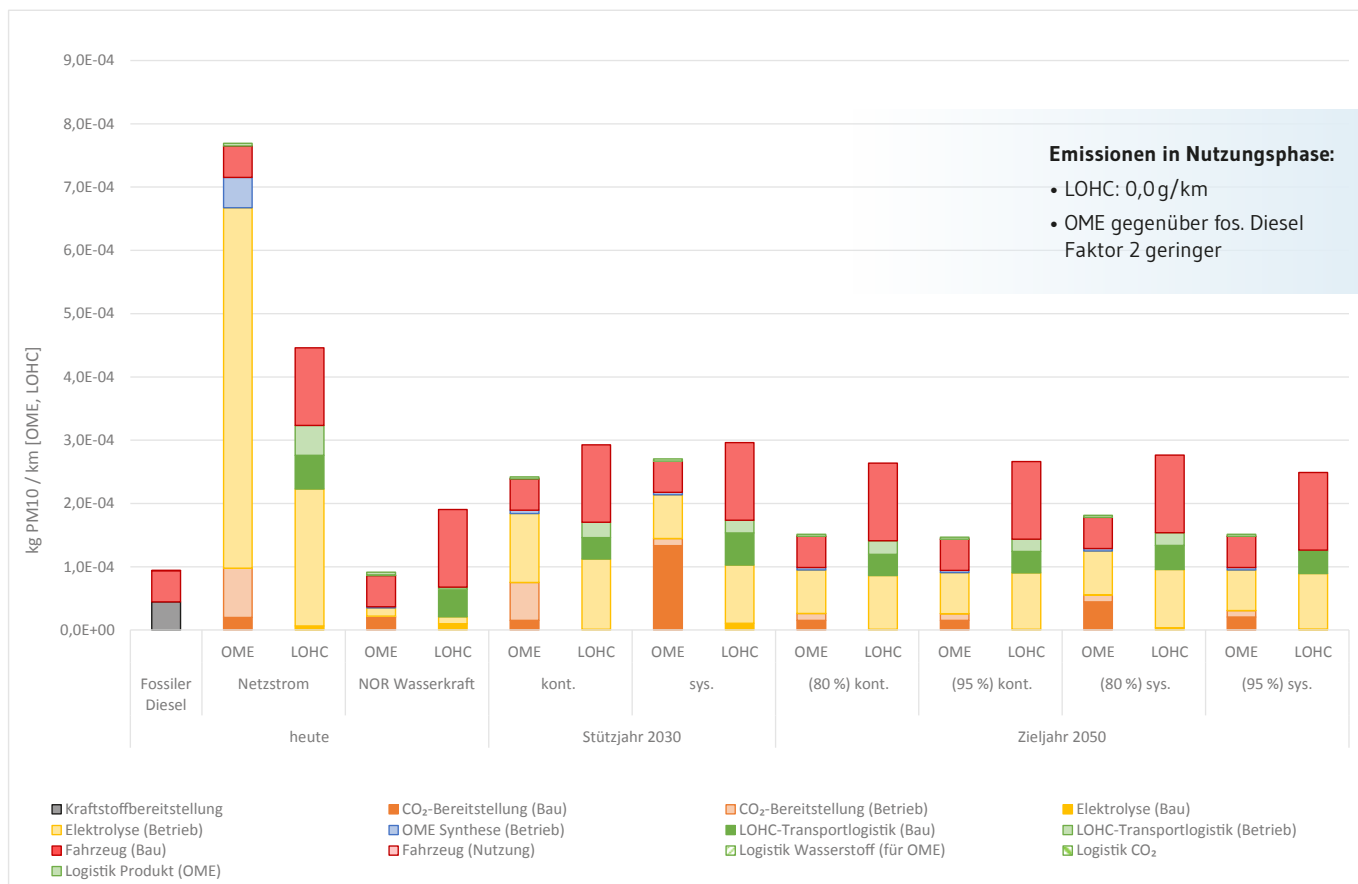


Abbildung B.44: PM der OME_x am Beispiel der reduktiven Route und LOHC. Durch das Aushebeln der Ruß-NO_x-Schere werden PM-Emissionen bei OME_x deutlich verringert. Dies führt zu einer Reduktion der PM in der Nutzungsphase gegenüber fossilem Diesel um einen Faktor von 2. Brennstoffzellenfahrzeuge, die über die LOHC-Technologie betankt werden können, fahren lokal emissionsfrei. Prozessschritt OME-Synthese ohne Anlagenbau. [CO₂-Quelle: DAC]

ist eine detailliertere Auswertung der beiden Indikatoren POCP und PM besonders interessant (vergleiche hierzu auch weitere Detailanalysen in Kapitel 17.3.2 von (Ausfelder; Dura 2018)). Die in **Abbildung B.43** und **Abbildung B.44** dargestellten lebenszyklusbezogenen Emissionen zeigen jedoch, dass der Anteil der lokal entstehenden Emissionen, die zum POCP und PM beitragen, bei der Fahrzeugnutzung im Promillebereich liegt. Tatsächlich lässt sich mit OME_x der POCP und PM gegenüber des fossilen Diesels während der Nutzungsphase um den Faktor 2 senken.

Damit lässt sich eine deutliche Verbesserung der lokalen Emissionen realisieren. Auf lokaler Ebene gänzlich emissionsfreies Fahren (exkl. Emissionen aus Brems- und Reifenabrieb) lässt sich über Brennstoffzellenfahrzeuge realisieren, die beispielsweise über LOHC betankt werden können.

Bezogen auf den Lebenszyklus hat dies jedoch keinen Einfluss, da die Emissionen, die zum POCP und PM beitragen, aus der Kraftstoff- und Fahrzeugherstellung um Größenordnungen

höher sind. Dies lässt sich besonders deutlich an dem Vergleich zwischen LOHC und OME in **Abbildung B.43** und **Abbildung B.44** erkennen. Obwohl Brennstoffzellenfahrzeuge während des Betriebs keine Beiträge zu PM und POCP aufweisen (außer Brems- und Reifenabrieb, wie bei allen anderen Fahrzeugen), sind die lebenszyklusbasierten Beiträge höher, außer für das Szenario des heutigen Netzstroms, da der überwiegende Teil der PM- und POCP-Beiträge aus den Vorketten stammt. Dabei sollte jedoch bedacht werden, dass die Werte für OME leicht unterschätzt sind, da kein Anlagenbau für die OME-Synthese modelliert wurde. Gleichzeitig ist die Produktion von Brennstoffzellenfahrzeugen aufwendiger und verursacht mehr Emissionen als die Produktion eines konventionellen Verbrennerfahrzeugs.

Durch einen zunehmend erneuerbaren Strommix lassen sich die hohen Emissionen an PM und NMVOC-Äq., die mit dem heutigen Strommix entstehen würden, deutlich senken, liegen jedoch auch im systemdienlichen Betrieb KSZ 95 über der fossilen Referenz. Ähnlich wie bei den THG_{LCA} liegt dies an den gegenwärtigen Vorketten der erneuerbaren Strombereitstellung: Der überwiegende Teil der Solarpanels wird in Asien unter Nutzung von fossilem Strom gefertigt. Die dabei entstehenden Emissionen setzen sich hier in der gesamten Wertschöpfungskette fort. Erst wenn die erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen selbst mit erneuerbarem Strom gefertigt werden, kann der Beitrag entsprechend gesenkt werden.

Die Auswertung dieser beiden Indikatoren und Kraftstofftypen zeigt nochmals deutlich die Problematik hinsichtlich der geographischen Auflösung der anfallenden Emissionen, die über die kumulierten Werte der LCA nicht dargestellt werden können. Folglich ist bei geographisch sensitiven Emissionen und Aufwendungen eine zusätzliche Analyse von großer Bedeutung.

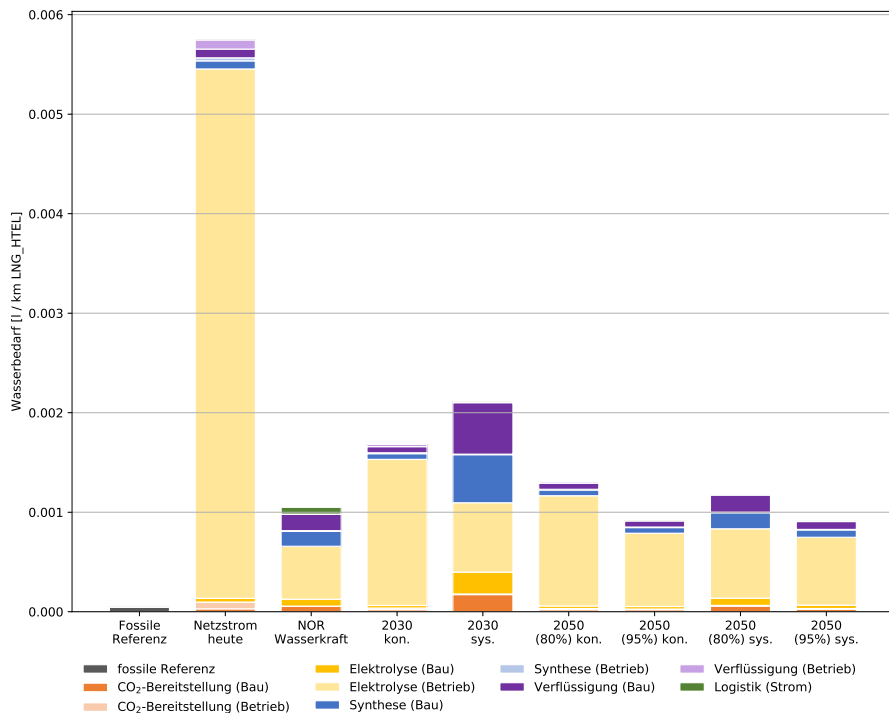
WASSERBEDARF

Der Wasserbedarf ist exemplarisch für die PtX-Prozesskette LNG_HTEL in **Abbildung B.45** dargestellt. Der Vergleich gegenüber der Referenz (fossiles LNG) zeigt, dass die PtX-Prozessroute um ein vielfaches wasserintensiver ist. Haupttreiber hierfür ist die Strombereitstellung für den Betrieb der Elektrolyse. Die CO₂-Bereitstellung erfolgt bei diesem Prozess über die Abtrennung und Aufreinigung aus einer Biogasanlage; bei Einsatz der DAC könnte der Wasserbedarf reduziert werden, da die DAC aufgrund des Abtrennprozesses Wasser zur Verfügung stellen kann.

Der Wasserbedarf bei der Nutzung des heutigen Netzstroms ist besonders hoch. Hauptursache dafür ist der Verbrauch von Prozesswasser. Folglich ist der Wasserbedarf mit zunehmendem Anteil EE am Strommix deutlich geringer. Der Wasserbedarf im Remote-Szenario, unter der Nutzung von Wasserkraft in Norwegen, ist im Vergleich der PtX-Szenarien sehr niedrig. Grund hierfür ist die Methodik der Erhebung. Während das Wasser, das für Kühlzwecke (wie im fossilen Kraftwerk) verwendet wird einer „Änderung“ unterzogen wird, nämlich in einem leicht erwärmten Zustand wieder in das Fließgewässer abgegeben wird, wird im Fall der Wasserkraft in Norwegen lediglich die kinetische Energie des Wassers genutzt, ohne jedoch die Eigenschaften des Wassers zu verändern. Gemäß der Erhebungsmethodik fällt dieses Wasser nicht als Bedarfswasser an. Aufgrund dieser methodischen Gegebenheiten müssen die Ergebnisse dieses Indikators sehr sorgfältig untersucht und interpretiert werden. Darüber hinaus ist Wasserbedarf und Wasserverfügbarkeit von großer lokaler Bedeutung, wie auch in Kapitel 3.2.2 beschrieben. Für eine genauere Analyse müssten die aggregierten Ergebnisse in **Abbildung B.45** geographisch aufgeschlüsselt werden. Dies ist nur dann möglich, wenn die Lokalität der anvisierten Anlage festgelegt wird.

FLÄCHENBEDARF

Um auch eine Einschätzung des lebenszyklusbezogenen Flächenbedarfs zu erhalten wurden am Beispiel von MTG ebenfalls die Vorketten berücksichtigt. **Abbildung B.46** zeigt, dass der Flächenbedarf für die Bereitstellung und Nutzung von MTG über die PtX-Route deutlich erhöht ist im Vergleich zur fossilen Referenz. Der größte Anteil ist dabei nicht auf die PtX-Anlage selbst, sondern auf die Strombereitstellung zurückzuführen. Besonders im heutigen Netzstrom schlägt sich der Bedarf an Biomasse über einen intensiv bewirtschafteten Wald sehr stark im Ergebnis nieder. Dieser Effekt entfällt in den Jahren 2030 und 2050, da der EE-Strom hier über PV und Wind bereitgestellt wird. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass es sich hierbei um den spezifischen Flächenverbrauch, also pro bereitgestelltes und „verfahrenes“ MTG handelt. Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, dass es sich bei den in Anspruch genommenen Flächen um unterschiedliche geographische Lagen und Flächenfunktionen handeln kann. So erstreckt sich beispielsweise der intensiv bewirtschaftete Wald zur Erzeugung von Strom über Biomasse über eine sehr große Fläche, jedoch handelt es sich hier um eine natürliche Fläche, die anders zu bewerten wäre als



eine beispielsweise versiegelte Fläche. Weiterhin bleibt jedoch auch zu beachten, wie „naturnah“ eine intensiv bewirtschaftete Waldfläche ist, da sich hier vermutlich Aspekte wie Biodiversität anders darstellen, als in einem natürlichen, nicht bewirtschafteten Wald. Folglich kann die hier dargestellte Flächeninanspruchnahme eine erste Orientierung hinsichtlich der Größenordnung geben, jedoch müssen für genauere Aussagen detailliertere Analysen gemacht werden, da Flächentransformation, Naturschutzgebiete und andere lokale Gegebenheiten (analog zum Wasserbedarf) bei diesem Indikator von großer Bedeutung sind.

Abbildung B.45: Wasserbedarf am Beispiel LNG_HTELU. Gemäß der angewandten Erhebungsmethodik (vergleiche Kapitel 3.2.2) wird nur jenes Wasser berücksichtigt, das einer physischen oder chemischen Änderung unterzogen wurde (bspw. erwärmtes Kühlwasser), was den hohen Wert des heutigen Netzstroms erklärt. Da Wasserbedarf beziehungsweise -verbrauch große lokale Bedeutung hat, ist für eine genauere Wirkungsanalyse eine geographische Auflösung unerlässlich. [CO₂-Quelle: Biogas]

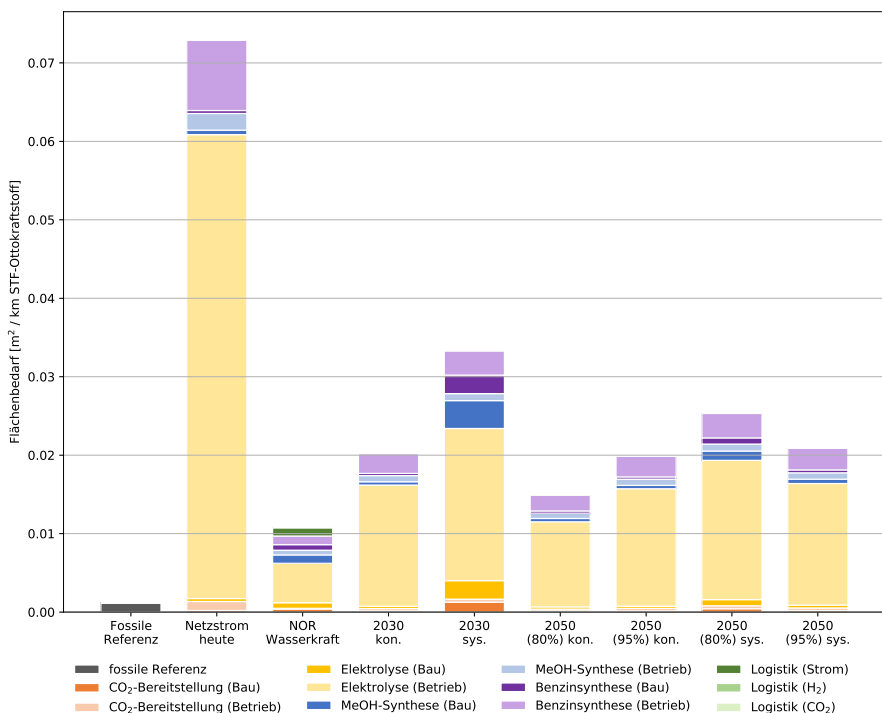


Abbildung B.46: Flächenbedarf für die Bereitstellung und Nutzung von STF-Ottokraftstoff im Vergleich zur fossilen Referenz pro zurückgelegtem Kilometer. Berechnung auf Inventarbasis. [CO₂-Quelle: Biogas]

KRITISCHE ROHSTOFFE

Der Bedarf an kritischen Rohstoffen wurde auf Inventarbasis erhoben, da es sich dabei um einen grundsätzlich anderen Typus von Indikator handelt, als die Indikatoren der LCA. Ein Rohstoff wird auf politischer Ebene auf Basis mehrerer Parameter als ein solcher deklariert. Zu den wichtigsten gehört gemäß der Europäischen Union die Bedeutung des Materials für die Wirtschaft der EU hinsichtlich der Kosten einer Substitution des Materials und die Versorgungssicherheit durch die Exportregionen in Abhängigkeit der Entwicklung der jeweiligen Regierungen und Handelsleistungen. Änderungen in den Substitutionsmöglichkeiten oder Wiederaufbereitung dieser kritischen Rohstoffe haben demnach einen entscheidenden Einfluss auf die Kritikalität der Rohstoffe. Folglich ist eine Voraussicht der Entwicklung der kritischen Rohstoffe an dieser Stelle nicht möglich, lediglich eine Einordnung, wie sich der Bedarf an kritischen Rohstoffen im Verhältnis zu der fossilen Referenz verhält.

Grundsätzlich sind die hier dargestellten Ergebnisse zum Bedarf an kritischen Rohstoffen mit großer Vorsicht zu genießen, da es sich um hochskalierte Laborwerte handelt, die von ausgereiften optimierten Industrieanlagen stark abweichen können. Darüber hinaus wurden die Bedarfe von unterschiedlichen Institutionen, also auf Basis unterschiedlich aufgesetzter Modelle, Datenbanken und Software erhoben, was zu Abweichungen zwischen den drei Kraftstoffen LNG_HTEL, LNG_Oxyfuel, STF-Ottokraftstoff und dem Kraftstoff FT-Diesel führen kann – diese Einschränkung gehört zu den grundsätzlichen Limitierungen der ökologischen Analysen, die in Kapitel 11.2 näher beschrieben sind. Folglich ist eine weitere Aktualisierung der Daten im Verlaufe der weiteren Technologieentwicklung unerlässlich, da sich nur so feststellen lässt, ob die bislang erhobenen Bedarfe in dieser Form tatsächlich eintreten.

Für eine erste Abschätzung des Bedarfs an kritischen Rohstoffen standen für die PtX-Kraftstoffe LNG_HTEL, LNG_Oxyfuel, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel die nötigen Daten zur Verfügung. Für eine erste Abschätzung der Bedarfsänderungen an kritischen Rohstoffen für die Bereitstellung der Kraftstoffe wurde eine hot-spot-Analyse durchgeführt. Hierfür wurden die Bedarfe an kritischen Rohstoffen für die funktionelle Einheit 1 km erhoben und mit der jeweiligen fossilen Referenz skaliert. **Abbildung B.47** zeigt die Mehrverbräuche der kritischen Rohstoffe für die PtX-Kraftstoffe LNG, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel bezogen auf ihre jeweiligen fossilen Referenzen (fossiles LNG, Benzin und Diesel). Diese Darstellung dient dem Zweck, problematische Bereiche zu

identifizieren, die im Anschluss detaillierter untersucht werden können. Da die Bedarfe je nach Rohstoff und PtX-Kraftstoff teilweise sehr stark variieren, sind die Heatmaps nach den kritischen Rohstoffen gruppiert. Es werden nur diejenigen Rohstoffe aufgezeigt, die für die Bereitstellung der Kraftstoffe verwendet werden. Ebenfalls aus demselben Grund weichen die Skalen für die einzelnen Rohstoffe voneinander ab, sodass nur innerhalb eines Rohstoffs Vergleiche angestellt werden können. Dabei ist wichtig, zu beachten, dass es sich hierbei um eine relative Darstellung handelt. Ein direkter Vergleich zwischen den einzelnen PtX-Kraftstoffen ist nur für die LNG-Kraftstoffe möglich, jedoch nicht zwischen den übrigen PtX-Kraftstoffen, da sie sich auf ihre jeweiligen Referenzen beziehen, die ebenfalls voneinander abweichen. So kann ein PtX-Kraftstoff gegenüber seiner fossilen Referenz sogar Einsparungen erzielen, absolut jedoch weiterhin höhere Bedarfe haben, als ein anderer PtX-Kraftstoff, der in Bezug auf seine fossile Referenz Mehrverbräuche aufweist.

Der Bedarf an kritischen Rohstoffen ist für die PtX-Kraftstoffe durchweg erhöht, wobei die Mehrbedarfe je nach Rohstoff stark variieren. Die größten Mehrverbräuche finden bei den schweren und leichten seltenen Erden statt (Faktor 1010 bis 1011), während Baryt, Flussspat und Phosphor im Vergleich die geringsten Mehrverbräuche aufweisen.

Eine Auffälligkeit, die sich über alle Rohstoffe und PtX-Kraftstoffe zieht, sind die in vielen Fällen höheren Verbräuche im systemdienlichen Betrieb für das Stützjahr 2030. Der gleiche Zusammenhang konnte ebenfalls bei den LCA-Indikatoren festgestellt werden. Der Bedarf an kritischen Rohstoffen ist im Wesentlichen auf den Bau der Anlage (teilweise auch auf die Bereitstellung erneuerbaren Stroms) zurückzuführen – bei niedriger Auslastung werden entsprechend geringe Mengen Produkt bereitgestellt, folglich steigt der relative Anteil des Anlagenbaus, da die Aufwendungen für den Anlagenbau auf weniger Produkt umgelegt werden können (vergleiche Kapitel 5.1). In diesem Fall steht ein hoher Bedarf an kritischen Rohstoffen einer geringen Ausbeute an PtX-Produkten gegenüber. Jedoch muss hierbei beachtet werden, dass der Rückbau der Anlagen (End of Life, EoL) hier nicht berücksichtigt ist. Sofern beim Rückbau der Anlagen, beziehungsweise Austausch von Anlagenteilen (wie dem Stack) die Rohstoffe zurückgewonnen werden können, kann der Mehrbedarf teilweise über Rezyklate gedeckt werden. Eine eindeutige Korrelation zwischen den unterschiedlichen Strommischen und den Bedarfen an seltenen Erden lässt sich in dieser Darstellung nicht aufzeigen.

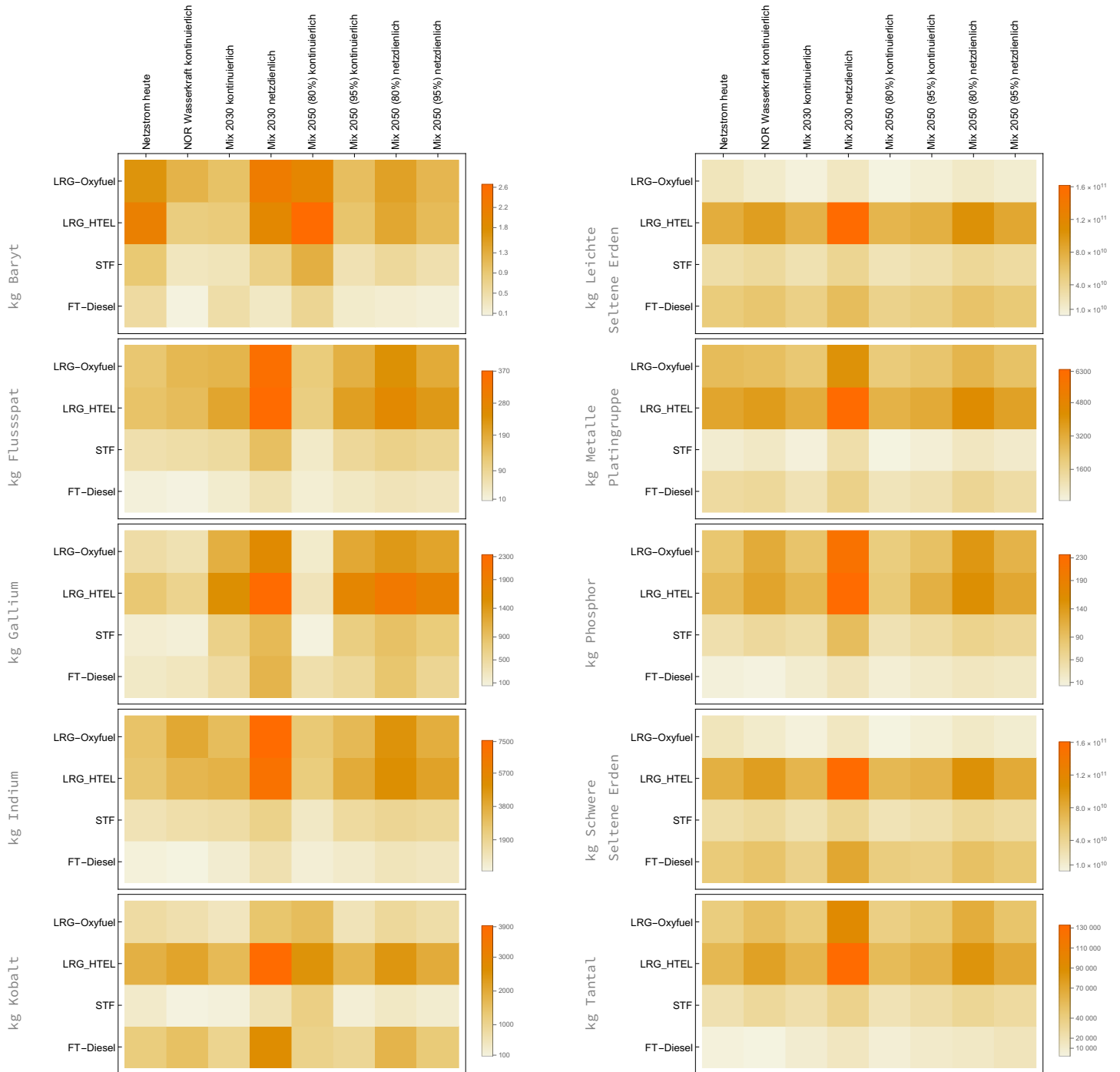


Abbildung B.47: Die Heatmaps zeigen den Mehrverbrauch an kritischen Rohstoffen für die Kraftstoffe LNG, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel. Da der Mehrverbrauch je nach Rohstoff und PtX-Kraftstoff teilweise sehr stark variiert, sind die Heatmaps nach kritischen Rohstoffen gruppiert und ermöglichen so eine Übersicht über den Mehrverbrauch zu der jeweiligen fossilen Referenz. Vergleiche unter den PtX-Kraftstoffen sind nicht zulässig, da sie sich auf jeweils andere Referenzen beziehen (außer LNG). In dieser Analyse ist die Kraftstoffbereitstellung inkl. aller Vorketten enthalten; nicht enthalten ist der Lebenszyklus der Fahrzeuge.

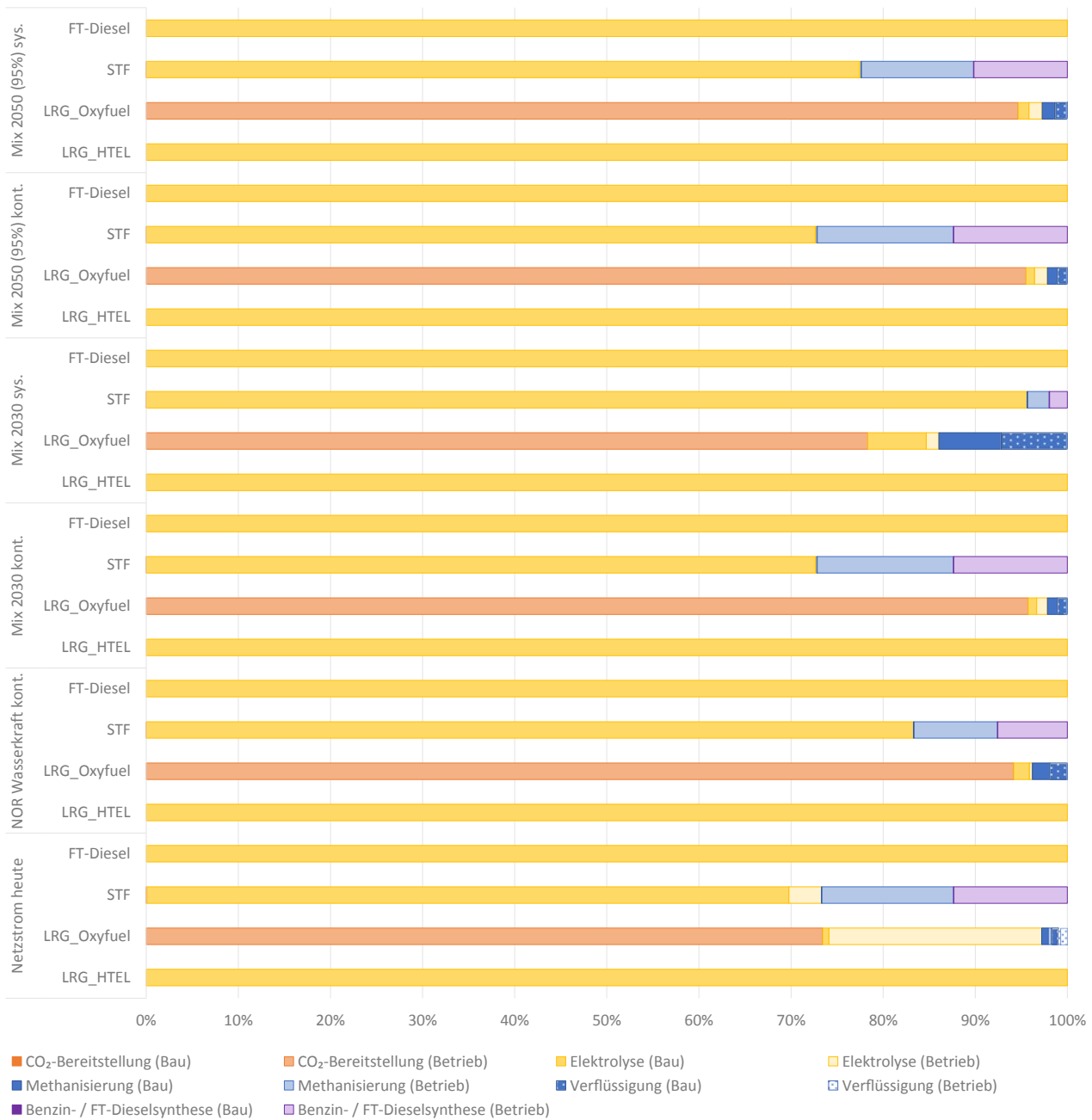


Abbildung B.48: Aufschlüsselung der relativen Bedarfe leichter und schwerer seltener Erden für LNG_Oxyfuel, LNG_HTEL, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel. [CO₂ Quellen: LNG_Oxyfuel – Oxyfuelprozess mit Festbiomasse, LNG_HTEL – Biogas, STF-Ottokraftstoff – Biogas, FT-Diesel – DAC]

Um die Genese der Mehrverbräuche nachvollziehen zu können, wird im Folgenden an ausgewählten Beispielen eine detailliertere Analyse für die kritischen Rohstoffe vorgenommen, die sehr hohe Mehrverbräuche aufweisen: schwere und leichte seltene Erden, Metalle der Platingruppe und Tantal.

Abbildung B.48 zeigt die relativen Anteile der Bedarfe leichter und schwerer seltenen Erden für die einzelnen PtX-Prozessschritte. Im Fall von LNG_HTEL und FT-Diesel ist praktisch der gesamte Bedarf auf den Bau der Elektrolyse zurückzuführen,

konkreter der Zellherstellung der Elektrolyse-Stacks. Bei STF-Ottokraftstoff ist der wesentliche Anteil ebenfalls auf die Elektrolyse zurückzuführen, jedoch spielen der Betrieb der Methanisierung und der Benzin-Synthese ebenfalls eine wichtige Rolle. Ganz anders stellt sich das Bild für die Bereitstellung von LNG über den Oxyfuelprozess dar, hier stammt wesentlicher Bedarf aus der Betriebsphase, hauptsächlich aufgrund des Betriebs der CO₂-Bereitstellung (über den Oxyfuelprozess aus Festbiomasse). Die absoluten Bedarfe an leichten und schweren seltenen Erden variieren von Kraftstoff zu Kraftstoff sehr stark,

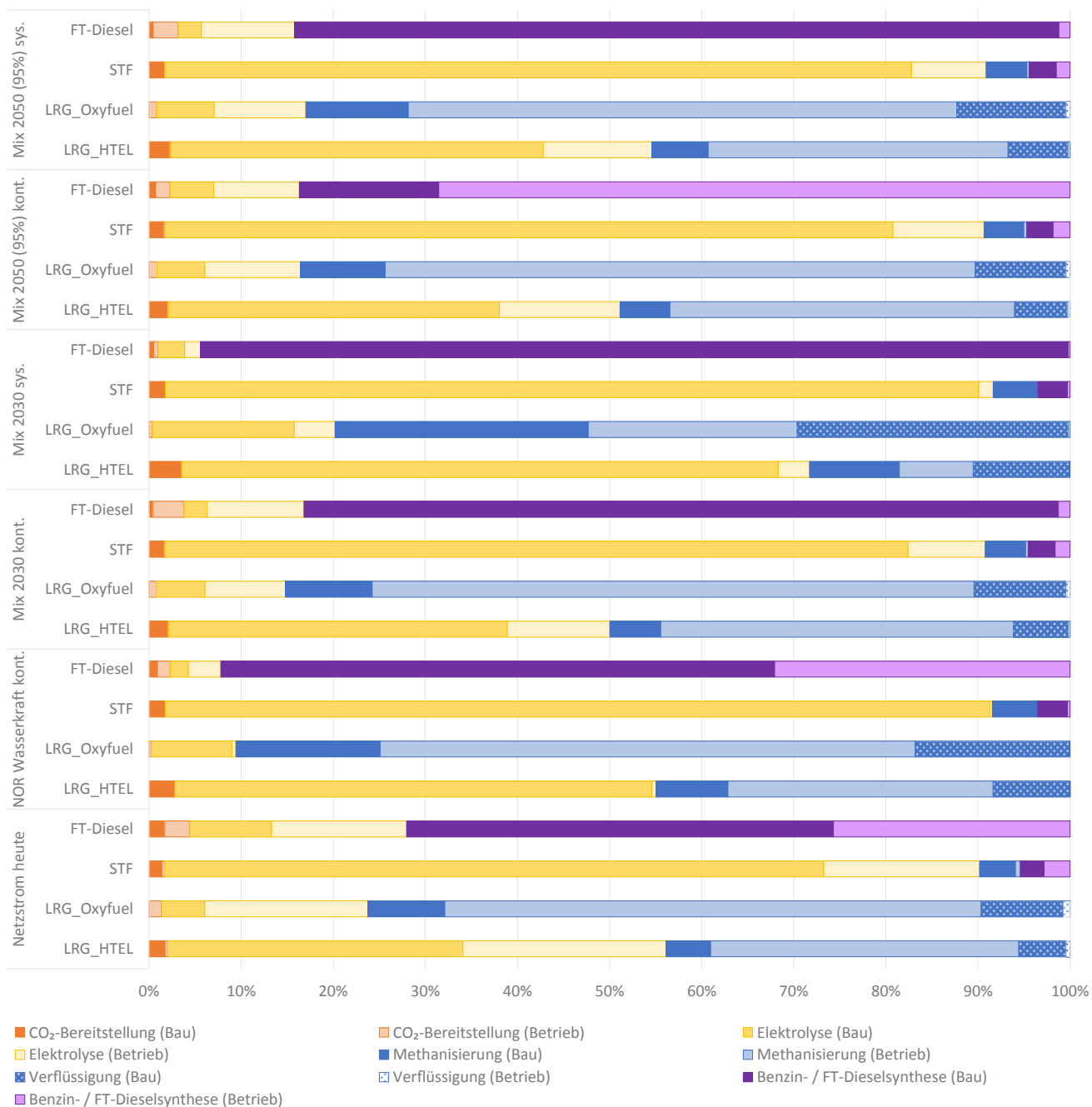


Abbildung B.49: Aufschlüsselung der relativen Bedarfe an Metallen der Platingruppe für LNG_Oxyfuel, LNG_HTEL, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel. [CO₂ Quellen: LNG_Oxyfuel – Oxyfuelprozess mit Festbiomasse, LNG_HTEL – Biogas, STF-Ottokraftstoff – Biogas, FT-Diesel – DAC].

so ist der Gesamtbedarf von LNG_HTEL und FT-Diesel auf einem deutlich höheren Niveau als die Bedarfe zur Bereitstellung von LNG_Oxyfuel und STF-Ottokraftstoff – die Bedarfe liegen hier um bis zu 5 Größenordnungen höher.

Abbildung B.49 gibt eine Übersicht über die relativen Bedarfe an Metallen der Platingruppe zur Bereitstellung von LNG, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel. Obwohl STF-Ottokraftstoff gegenüber seiner eigenen fossilen Referenz (fossiles Benzin) einen deutlich geringen Mehrbedarf verursacht als die übrigen

PtX-Kraftstoffe (vergleiche **Abbildung B.47**), bedarf die Bereitstellung von FT-Diesel im direkten Vergleich mit den übrigen PtX-Kraftstoffen absolut gesehen die geringste Menge an Platinmetallen. Im Falle von LNG_HTEL stammen die Mehrbedarfe im Wesentlichen aus dem Elektrolysebau, sowie dem Betrieb der Elektrolyse und dem Methanisierungsreaktor. Bei LNG_Oxyfuel ist der wesentliche Anteil auf den Betrieb des Methanisierungsreaktors zurückzuführen. Der Mehrbedarf an Platinmetallen bei der STF-Ottokraftstoff-Bereitstellung ist zu 70–90% (je nach Betriebsart und Strommix) auf den

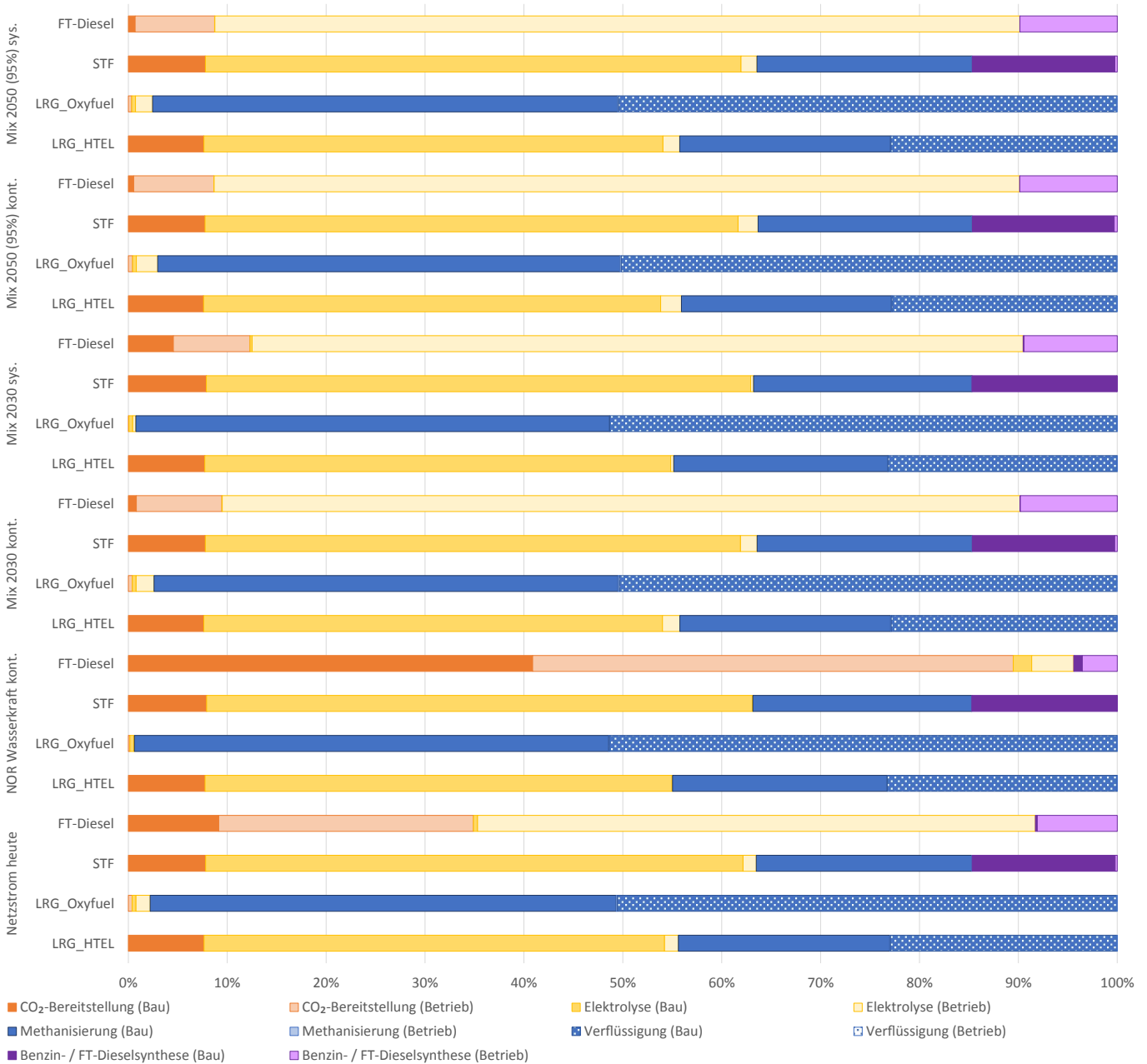


Abbildung B.50: Aufschlüsselung der relativen Bedarfe an Tantal für LNG_Oxyfuel, LNG_HTEL, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel. [CO₂ Quellen: LNG_Oxyfuel - Oxyfuelprozess mit Festbiomasse, LNG_HTEL – Biogas, STF-Ottokraftstoff – Biogas, FT-Diesel – DAC].

Bau der Elektrolyse (HT-Wasserelektrolyse) zurückzuführen. Bei FT-Diesel ist der wesentliche Anteil auf den Bau der FT-Anlage und ihren Betrieb zurückzuführen. Entsprechend der jeweiligen zugrunde gelegten Strommixe schwanken die relativen Anteile, sowie absolute Bedarfe, wie in **Abbildung B.49** dargestellt.

FT-Diesel zeigt sowohl in den absoluten Werten, sowie im Vergleich zu fossilem Diesel die geringsten Mehrverbräuche vom kritischen Rohstoff Tantal. Der Tantalbedarf für LNG_HTEL,

LNG-Oxyfuel und STF-Ottokraftstoff liegt hingegen in der gleichen Größenordnung. **Abbildung B.50** zeigt, dass der Mehrbedarf für die Bereitstellung von FT-Diesel im Wesentlichen auf die Betriebsphase (hauptsächlich die Elektrolyse) zurückzuführen ist. Entscheidend hierfür ist die Strombereitstellung, da der Bedarf an Tantal mit zunehmendem Anteil PV- und Windkraft zunimmt. Der Mehrbedarf an Tantal für die Bereitstellung der Kraftstoffe LNG-Oxyfuel, LNG-HTEL sowie STF-Ottokraftstoff ist jedoch hauptsächlich im Anlagenbau.

Innerhalb der Forschung und Entwicklung der PtX-Technologien und insbesondere der Elektrolyseure wird die Herausforderung durch die Mehrbedarfe an kritischen Rohstoffen bereits adressiert, um den Materialeinsatz weiter zu reduzieren. Jedoch liegt ein höherer Materialeinsatz regenerativer Technologien im Vergleich zum fossilen System in der Natur der Sache, da fossile Energieträger ihre Energie bereits „mitbringen“ und somit der Aufwand für die Bereitstellung sehr gering ist. Da seltene Erden sowie Metalle der Platingruppe in vielen Schlüsseltechnologien auch innerhalb der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen Anwendung finden, sollten weitere erhöhte Abhängigkeiten vermieden werden. Zudem ist der Abbau seltener Erden unter ökologischen Gesichtspunkten ebenfalls problematisch. Ihr Abbau erfolgt über die Auswaschung durch Säuren, wobei der in hohen Mengen anfallende kontaminierte Schlamm zurückbleibt. Dieser wird in künstlichen Teichen gelagert, deren Sicherheit nicht garantiert ist, da Gefahren, wie beispielsweise die Kontamination des Grundwassers bestehen. Auch der Abbau von Metallen der Platingruppe ist mit Umweltrisiken behaftet. Sowohl der Abbau als auch die damit verbundenen Umweltprobleme stellen sich für die unterschiedlichen Metalle (Ruthenium, Rhodium, Palladium, Osmium, Iridium, Platin) sehr unterschiedlich dar. So wird Platin aus Primärquellen (metallisches Platin) noch in Südafrik abgebaut, während der übrige Abbau als Nebenprodukt in Kupfer- und Nickelbergwerken erfolgt.

6. Ökonomische Bewertung der PtX-Routen und -Produkte

Die folgenden Kapitel geben einen Überblick über die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse. Der ähnliche Aufbau der PtX-Prozessketten spiegelt sich, wie auch bei den Ergebnissen der LCA, in den einzelnen Ergebnissen der techno-ökonomischen Analyse wider, sodass in vielen Fällen gemeinsame Trends über die unterschiedlichen Prozessketten festgestellt werden können. Für eine bessere Einordnung und Übersicht der Ergebnisse und Einflussgrößen werden zunächst die allgemeinen Trends, die sich über alle Wertschöpfungsketten, Szenarien und Betriebsarten ziehen dargestellt. Eine etwas detailliertere Darstellung bieten die einzelnen Unterkapitel auf Basis der Produktgruppen chemische Grundstoffe und Kraftstoffe.

6.1 Allgemeine Trends aller PtX-Prozessketten und -Produkte

Autorin: Hanna Dura (DEC)

Urheber der Ergebnisse: Andreas Patyk (ITAS), Dominik Poncette (ITAS), Moritz Raab (DLR), Nils Tenhumberg (tkIS)

Wie beim ökologischen Fußabdruck ergeben sich auch auf ökonomischer Seite Trends, die hier zusammengefasst werden, während detailliertere Darstellungen der einzelnen PtX-Produkte in den folgenden Unterkapiteln aufgezeigt werden.

Für den Vergleich werden die aktuellen Preise der fossilen Referenzprodukte den errechneten Gesteungskosten der PtX-Produkte gegenübergestellt. Wie in Kapitel 3.3 beschrieben wurden die Energiepreise (Strom, fossile Energieträger) konstant gehalten. Da Gesteungskosten lediglich Aufwendungen, die bei der Herstellung eines Produkts entstehen, berücksichtigen, werden weitere Faktoren, wie beispielsweise Steuern und Abgaben, Gewinnmargen oder mögliche politische Anreize nicht erhoben. Unter diesem Gesichtspunkt bilden die Gesteungskosten eine untere Grenze der Preisbildung eines Produktes. Aus diesem Grund, sowie wegen der Unsicherheiten, die sich aus dem niedrigen TRL der Technologien und der Projektion in die Zukunft ergeben, können die Ergebnisse lediglich zur Orientierung und Abschätzung der Größenordnung dienen. Ein Vergleich mit aktuellen Studien zu techno-ökonomischen Analysen von PtX-Kraftstoffen zeigt, dass die Ergebnisse im gleichen Rahmen liegen (vergleiche (Köppel; Bajohr; Sauer 2018)).

Die Betriebskosten setzen sich zusammen aus einem jährlich fixen und einem variablen Anteil, dessen Höhe von der Produktionsmenge abhängt. Variable Kosten werden für die jeweiligen PtX-Prozesse dominiert von Kosten für Strom und Prozessdampf, sofern letzterer benötigt wird. Fixe Kosten bestehen aus Kosten für Wartung und Instandhaltung sowie Versicherungskosten (beides wird pro Jahr zuschlagsbasiert aus den Investitionskosten ermittelt). Über die Fixkosten verteuern sich die Betriebskosten bei niedrigen Auslastungen. Durch die Bindung der Fixkosten an die Investitionskosten wirkt sich deren Kostenreduktion auch auf die Betriebskosten aus. Folglich haben die unterschiedlichen Betriebsarten systemdienlich vs. kontinuierlich erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse. Aufgrund der geringeren Volllaststunden weisen systemdienliche Betriebsweisen gegenüber einer kontinuierlichen Produktion tendenziell erhöhte Kosten auf. Dieser Effekt ist im Zieljahr 2050 (sowohl im KSZ 80 als auch 95)

aufgrund der hohen Volllaststunden im systemdienlichen Betrieb nur sehr leicht ausgeprägt, kommt jedoch im Stützjahr 2030 mit lediglich 1000 Volllaststunden stark zum Tragen. Der gleiche Effekt ist ebenfalls bei der norwegischen Wasserkraft zu beobachten, da die Volllaststunden hier mit rund 4500 deutlich unter dem Szenario in 2050 liegen. Der Unterschied in den Kosten zwischen der kontinuierlichen und der systemdienlichen Produktion für das Stützjahr 2030 liegt bei ca. Faktor 2–4. Daraus ergeben sich naturgemäß weitere Folgen bezüglich der Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Konsequenterweise ist eine hohe Auslastung der Anlagen wichtig für einen wirtschaftlichen Betrieb.

Die in der LCA dokumentierten positiven Auswirkungen auf den ökologischen Fußabdruck durch die Nutzung von Wasserenergie in Norwegen sind auf der ökonomischen Seite nicht zu erkennen. Die Gestehungskosten bei der Produktion im sogenannten Sweet-Spot Norwegen sind, durchweg leicht erhöht. Dies liegt hauptsächlich an den relativ geringen Volllaststunden, aber auch an den erhöhten Lohnkosten, die in Norwegen anfallen.

Grundsätzlich sind die Gestehungskosten der chemischen PtX-Produkte und PtX-Kraftstoffe sowohl gegenüber den Preisen als auch den Produktbeschaffungskosten ihrer jeweiligen fossilen Referenzen deutlich erhöht. Ausnahmen hierzu bildet der über LOHC bereitgestellte Wasserstoff, der lediglich im systemdienlichen Betrieb 2030 und bei norwegischer Wasserkraft teurer ist. FT-Diesel kommt mit seinen Gestehungskosten im Jahr 2050 auf das gleiche Niveau, wie der Preis der fossilen Referenz. Da die Preiszusammensetzung fossiler Kraftstoffe jedoch getrieben ist durch Steuern und Abgaben, verbleiben die Gestehungskosten im Vergleich zu den Produktbeschaffungskosten weiterhin deutlich erhöht. Wie oben dargelegt, hat jedoch die Auslastung der Anlage entscheidenden Einfluss auf die Gestehungskosten, je niedriger der Auslastungsgrad, desto höher die Gestehungskosten und desto höher der Investitionsanteil an den Gestehungskosten. Aufgrund des niedrigen TRL vieler PtX-Prozessketten sind jedoch durch weitere Technologieentwicklung und Optimierung weitere Kostenreduktionen möglich.

6.2 Bereitstellung chemischer Grundstoffe

Autorin: Hanna Dura (DEC)

Urheber der Ergebnisse: Andreas Patyk (ITAS),

Dominik Poncette (ITAS), Moritz Raab (DLR)

Die Gestehungskosten des Wasserstoffs über die PEM-Elektrolyse sowie des Synthesegases über die HT-Co-Elektrolyse wurden mit

dem TEPET-Tool berechnet. Der Kostenvergleich mit der fossilen Referenz stellt sich insofern herausfordernd dar, als dass es keinen Marktpreis für Wasserstoff und Synthesegase gibt, da beide unternehmensintern erzeugt und in integrierten Prozessen direkt weiterverwendet werden. Um dennoch eine Einschätzung der Gestehungskosten vornehmen zu können, wurden die Kosten der fossilen Referenz über den Erdgaspreis, die Umwandlung über den Steamreformer und den entsprechenden Energiegehalt der Produkte errechnet. Bei einem Erdgaspreis für Industriekunden von 0,0282 €/kWh (statista 2019) ergeben sich bei einer Effizienz des SMR von 80 % Kosten von 1,17 €/kg Wasserstoff und 0,19 €/kg Synthesegas (2:1). Die Bereitstellungskosten für Wasserstoff für die verschiedenen Technologien in den verschiedenen Betriebsweisen ist in **Abbildung B.51** dargestellt.

Wie **Abbildung B.52** und **Abbildung B.54** zeigen, ist die Kostenstruktur, sowie der Vergleich mit der jeweiligen fossilen Referenz der beiden PtX-Routen sehr ähnlich, wenn auch auf einem unterschiedlichen Preisniveau. Die PtX-Routen sind in allen betrachteten Szenarien und Betriebsarten deutlich teurer als die jeweiligen fossilen Referenzen, im günstigsten Fall um den Faktor 3. Wie auch in den Ergebnissen der LCA, so spiegelt sich auch in der ökonomischen Analyse der Einfluss der Volllaststunden in den Ergebnissen stark wider. Die Gestehungskosten beider Gase sind im systemdienlichen Betrieb im Stützjahr 2030 um mindestens Faktor 2 größer, als in den übrigen Betriebsstrategien und Szenarien. Wie in Kapitel 5.1 dargestellt, ist dies in der geringen Auslastung von rund 950 h begründet. Je niedriger die Auslastung der Anlage, desto höher die Gestehungskosten und desto höher der Anteil der Investitionen an den Gesamtkosten. Hieraus lässt sich schlussfolgern, dass eine Wirtschaftlichkeit der Anlagen nur bei hoher Auslastung gegeben ist.

Auffällig sind weiterhin die Gesamtgestehungskosten im Falle der norwegischen Wasserkraft – während dieses Szenario in der durchgeführten LCA in vielen der hier betrachteten Wirkungskategorien am besten abschnitt, ist es unter den angesetzten Randbedingungen aus ökonomischer Sicht nicht zu bevorzugen. Dies liegt ebenfalls an einer relativ niedrigen Volllaststundenzahl der Wasserkraft, die sich lediglich auf 4500 Stunden beläuft. Folglich fallen auch hier die Investitionskosten deutlich stärker ins Gewicht.

Aufgrund des hohen Anteils der Stromkosten an den Gesamtgestehungskosten, ist hier eine hohe Sensitivität zu vermuten. Eine genauere Analyse der Sensitivitäten ist in Kapitel 6.4 beschrieben.

* Abbildung B.54 siehe nächste Seite

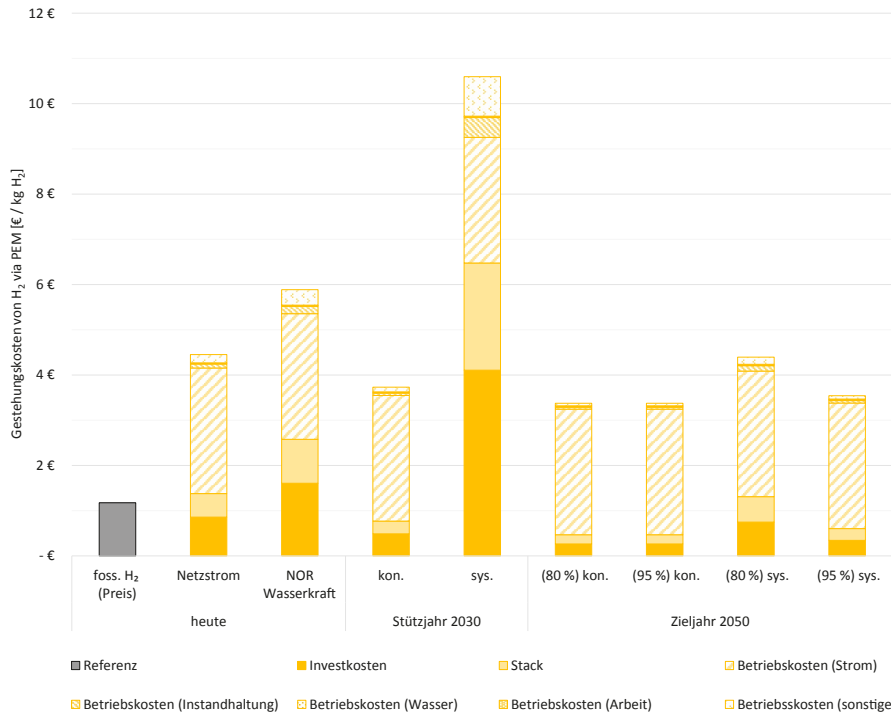


Abbildung B.51: Kostenstruktur der Bereitstellung von H₂ über die PEM-Elektrolyse im Vergleich zur fossilen Referenz. Kosten der fossilen Referenz (H₂ über SMR) wurden auf Basis des Erdgaspreises, der Effizienz und des Energiegehalts von Wasserstoff abgeschätzt. Zugrunde gelegte Energiepreise (Strom, fossile Energieträger) wurden als konstant angenommen (vergleiche Kapitel 3.3).

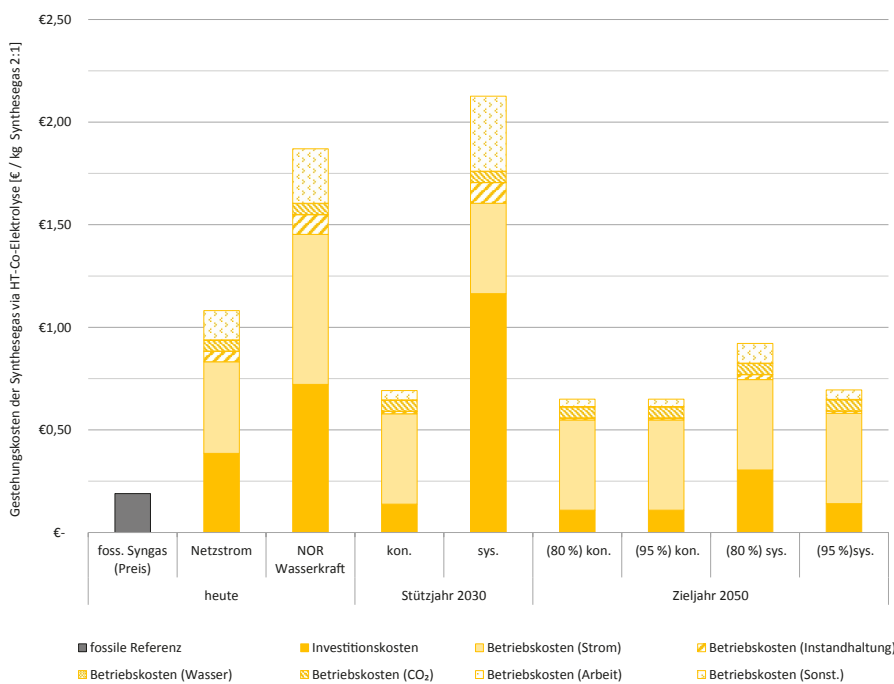


Abbildung B.52: Kostenstruktur der Bereitstellung von Synthesegas über die HT-Co-Elektrolyse im Vergleich zur fossilen Referenz. Kosten der fossilen Referenz (Syngas über SMR) wurden auf Basis des Erdgaspreises, der Effizienz und Energiegehalt von Syngas abgeschätzt. Zugrunde gelegte Energiepreise (Strom, fossile Energieträger) wurden als konstant angenommen (vergleiche Kapitel 3.3).

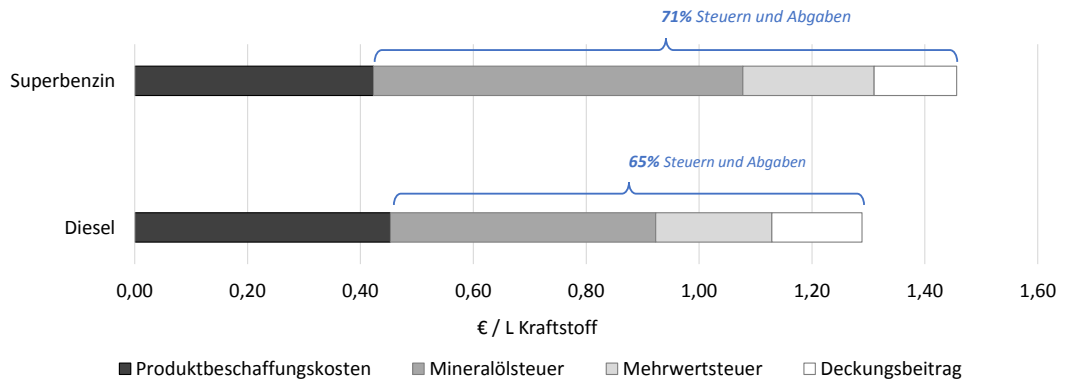


Abbildung B.53: Zusammensetzung der Preise für Superbenzin und Diesel. Die Preise der fossilen Kraftstoffe sind maßgeblich durch Steuern und Abgaben getrieben, der wesentlich geringere Anteil ist auf die Produktbeschaffungskosten zurückzuführen.

6.3 Bereitstellung von PtX-Kraftstoffen

Autorin: Hanna Dura (DEC)

Urheber der Ergebnisse: Andreas Patyk (ITAS), Dominik Poncette (ITAS), Moritz Raab (DLR), Nils Tenhumberg (tkIS)

Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analysen zeigen, dass die Gesteungskosten der PtX-Kraftstoffe sowohl über den Produktbeschaffungskosten, als auch den Preisen der fossilen Kraftstoffe liegen. Eine Ausnahme hierzu bildet der über LOHC bereitgestellte Wasserstoff, der lediglich im systemdienlichen Betrieb im Jahr 2030 und bei norwegischer Wasserkraft teurer ist als seine fossile Referenz. Die Gesteungskosten des FT-Diesel erreichen im Jahr 2050 in beiden Betriebsweisen ungefähr das Preisniveau des fossilen Diesels. Da die Prozessketten bei der Berechnung der Gesteungskosten jedoch ohne weitere Abstimmung hintereinandergeschaltet wurden, konnten Optimierungspotenziale nicht berücksichtigt werden. Bei einer engeren Abstimmung, besonders zwischen SOEC und FT-Synthese, werden folglich weitere Energiesparpotenziale erwartet. **Abbildung B.54** zeigt die Größenordnungen der durchschnittlichen Preise (basierend auf 2018) der fossilen Kraftstoffe Diesel, Superbenzin und LNG im Vergleich zu den errechneten Gesteungskosten der PtX-Kraftstoffe. Die Kosten der PtX-Kraftstoffe variieren sehr stark in Abhängigkeit vom Strommix und der Betriebsweise der Produktionsanlage, die zugrunde gelegt wurde.

Zwischen den einzelnen Szenarien und Kraftstoffen herrschen teilweise starke Schwankungen, was hauptsächlich auf die unterschiedlichen (dennoch grundsätzlich hohen) Investitionskosten sowie den Strombedarf, der sich je nach Prozesskette und

PtX-Kraftstoff unterschiedlich, darstellt. Weitere Erläuterungen zu Schwankungen werden für die jeweiligen PtX-Kraftstoffe weiter unten erläutert.

Im Falle der OME₃₋₅ muss zusätzlich berücksichtigt werden, dass die energiebezogenen Kosten nochmals höher ausfallen, da OME₃₋₅ eine geringere Energiedichte aufweist als das fossile Pendant (ca. 5,8 kWh/l OME₃₋₅; 9,8 kWh/l Diesel). Für einen eindeutigen Vergleich werden die Gesteungskosten der Kraftstoffe pro 100 km Fahrleistung angegeben. Die hierfür zugrunde gelegten Verbräuche entsprechen denen der LCA und sind in Tabelle B.2 (Kapitel 3.2) zusammengefasst.

Zusätzlich ist ein weiterer Effekt relevant, welcher zum großen Teil aufgrund des niedrigen TRL, sowie fehlender Regularien nicht eindeutig analysiert werden kann. Die Preisbildung fossiler Kraftstoffe ist aufgrund der hohen Steuern und Abgaben verzerrt, wie ebenfalls in **Abbildung B.53** verdeutlicht. Im Falle von Diesel entfallen demnach lediglich 35% des Preises auf die Produktbeschaffung und im Falle von Superdiesel und LNG jeweils nur 29%. Der restliche Preis entsteht durch den Deckungsbeitrag⁸, die Energiesteuer (ehemals Mineralölsteuer) und die Mehrwertsteuer. Aufgrund fehlender detaillierter Informationen hinsichtlich der Preisbildung des fossilen Wasserstoffs ist ein genauerer Vergleich zwischen den Produktbeschaffungskosten und den Gesteungskosten des Wasserstoffs jedoch nicht möglich. Auffällig ist jedoch der große Unterschied in den errechneten Bereitstellungskosten von Wasserstoff in Industrieanlagen (vergleiche Kapitel 6.2) und dem Preis des Wasserstoffs, der an Tankstellen dem Verkehrssektor zur Verfügung steht, welcher bei 9,50 €/kg liegt (Shell Deutschland Oil GmbH o. J.; infoRoad

⁸ Bei einem Verbrauch von 1 kg H₂/100 km und einer Jahresfahrleistung von 15.000 km/a.

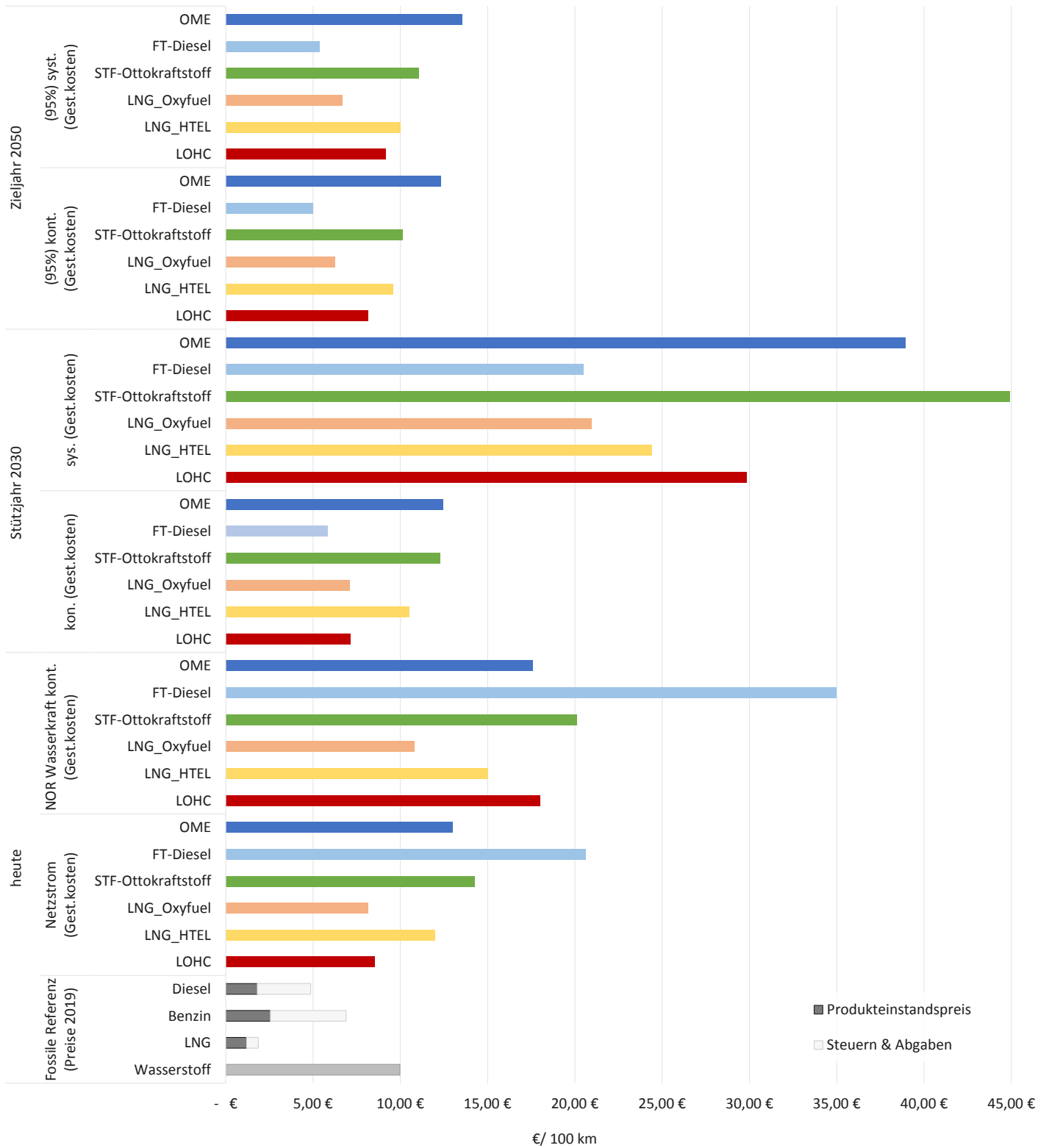


Abbildung B.54: Vergleich der aktuellen fossilen Kraftstoffpreise mit den Gestehungskosten der analysierten PtX-Kraftstoffe in €/100 km. Angenommene Verbräuche entsprechen den in der LCA zugrunde gelegten Verbräuchen für 2017: H₂ 1,05 kg/100 km, LNG 3,7 kg/100 km, Ottokraftstoff 5 l/100 km, Diesel 3,8l/100 km, aufgrund des geringeren Heizwertes entspricht 1 Liter OME 0,45l Diesel; für OME ergibt sich damit ein Verbrauch von 8,48 l/100 km. Verbräuche für 2030 und 2050: H₂ 0,86 kg/100 km, LNG 2,6 kg/100 km Ottokraftstoff 3,7 l/100 km, Diesel 2,9 l/100 km. Zugrunde gelegte Energiepreise (Strom, fossile Energieträger) wurden als konstant angenommen (vergleiche Kapitel 3.3).

GmbH o. J.). Da PtX-Kraftstoffe noch nicht im Einsatz sind, ist die regulative Lage hinsichtlich dieser Steuern und Abgaben nicht eindeutig. Während von einer Erhebung der Mehrwertsteuer auszugehen ist, ist die Höhe der Energiesteuer oder die Erhebung des Deckungsbeitrags nicht klar. Die Energiesteuer richtet sich nach der Umweltverträglichkeit der einzelnen Kraft- und Brennstoffe und fällt daher je nach Kraftstoff unterschiedlich aus. Die Energiesteuer ist für Diesel auf 0,47€/l festgesetzt, für Benzin auf 0,65€/l und LNG auf 0,36€/kg. Aus regulatorischer Sicht ist demnach die Frage zu stellen, wie genau die PtX-Kraftstoffe besteuert werden. Da es hierzu noch keine Anhaltspunkte gibt, werden die Gestehungskosten der PtX-Kraftstoffe konsequenterweise zunächst mit den Produktbeschaffungskosten ihrer fossilen Pendanten verglichen.

LOHC

Die Gestehungskosten der Bereitstellung von Wasserstoff über die PEM-Elektrolyse und die Logistiktechnologie der LOHC ist in **Abbildung B.55** dargestellt. Wie bereits in der Übersicht in **Abbildung B.54** ersichtlich, haben die unterschiedlichen Betriebsstrategien systemdienlich und kontinuierlich besonders starken Einfluss auf die Gesamtgestehungskosten des über PEM und LOHC zur Verfügung gestellten Wasserstoffs. Systemdienliche

Fahrweisen haben aufgrund der geringeren Betriebsstunden pro Jahr bei gleicher Anlagengröße, höhere spezifische Kosten für den Wasserstoff. Die Kosten für die Abschreibung und die indirekten operativen Kosten (Wartung, Versicherung etc.) sind unabhängig davon, ob eine Anlage läuft oder nicht. Da diese fixen Kosten auf weniger Wasserstoff umgelegt werden können, beispielsweise nur 167t pro Jahr im systemdienlichen Fall von 2030 im Vergleich zu 1.408t/a im kontinuierlichen Betrieb, erhöhen sich die spezifischen Kosten drastisch. Unter den aktuellen ökonomischen Rahmenbedingungen sind die geringsten spezifischen Gestehungskosten mit einem kontinuierlichen Betrieb zu erreichen.

Die Investitions- und Betriebskosten für die Bereitstellung des Wasserstoffs über LOHC schwanken stark je nach Betriebsart beziehungsweise Auslastung. Im kontinuierlichen Betrieb beträgt der Anteil der Investitionskosten an den Gesamtgestehungskosten ca. 23%, bei einem systemdienlichen Betrieb mit 950h entfallen jedoch 52% auf die Investitionskosten. Die Transportkosten fallen mit einem Anteil von 2–5% an den Gesamtgestehungskosten kaum ins Gewicht. Die Investitionskosten sowie die Betriebskosten für die Hydrierung und Dehydrierung bei kontinuierlicher Betriebsweise erhöhen sich vom heutigen Szenario bis 2050 jeweils um etwa 60%. Dies

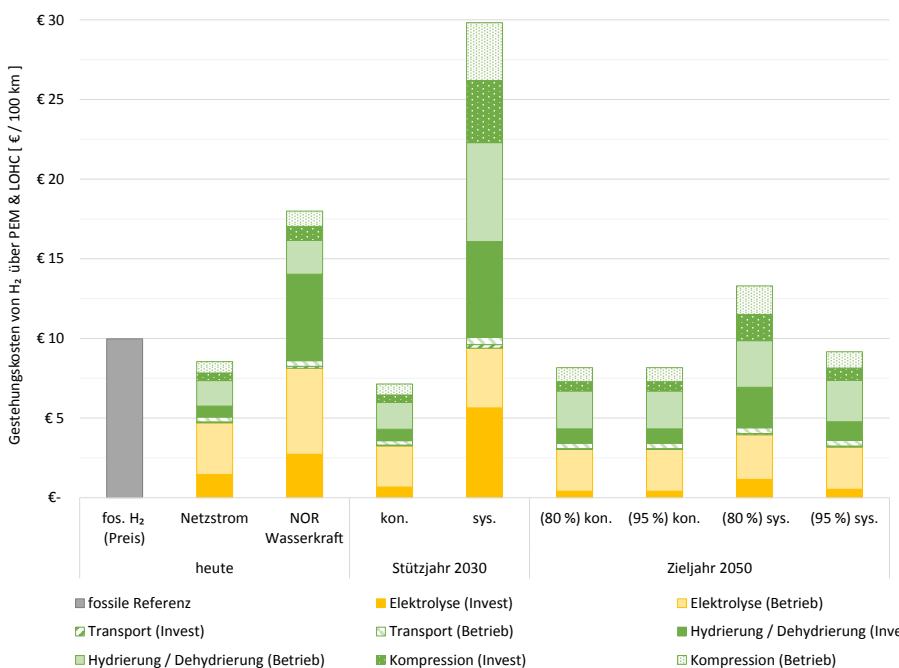


Abbildung B.55: Struktur der Gestehungskosten der H₂-Bereitstellung über die LOHC-Transporttechnologie. Der Preis der fossilen Referenz konnte aufgrund fehlender verfügbarer Informationen nicht weiter aufgeschlüsselt werden. Der Gesamtpreis der fossilen Referenz wurde auf Basis (Shell Deutschland Oil GmbH o. J.; infoRoad GmbH o. J.) erhoben. Zugrunde gelegte Energiepreise (Strom, fossile Energieträger) wurden als konstant angenommen (vergleiche Kapitel 3.3).

deckt sich mit der Extrapolation des Wertes für den CEPCI Index für dieses Jahr, welcher mit 913 für das Jahr 2050 und 566 für heute angenommen wird.

Unter den zugrunde gelegten Annahmen, erreichen die Gesteungskosten des über die PEM-Elektrolyse und LOHC bereitgestellten Wasserstoffs das gleiche Preisniveau wie fossil beziehungsweise konventionell bereitgestellter Wasserstoff. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass zu den Gesteungskosten noch weitere Kostenfaktoren kommen, wie Gewinnmargen, Steuern, Abgaben etc., sodass der Preis über der fossilen Referenz zu liegen kommen kann. Eine genauere Analyse hinsichtlich der Größenordnungen ist jedoch aufgrund fehlender Informationen zur Preisbildung des fossilen Wasserstoffs nicht möglich.

LNG

Abbildung B.56 zeigt die Kostenstrukturen der Bereitstellung von LNG über die beiden Prozessrouten des LNG_HTEL und LNG_Oxyfuel. Es werden insgesamt starke Kostensenkungen erwartet von bis zu 60% (gesamte Anlagenkosten für LNG_Oxyfuel 2018: 6,3 Mio.€; 2050: 2,8 Mio.€; gesamte Anlagenkosten für die LNG_HTEL: 2018: 7,2 Mio.€; 2050: 2,9 Mio.€). Ein wesent-

licher Unterschied der Kostenstruktur liegt in dem Anteil der CO₂-Bereitstellung, der für den Oxyfuelprozess deutlich höher ist als für die CO₂-Bereitstellung über Biogas, wie es für LNG_HTEL zum Einsatz kommt.

Der größte Kostentreiber beider Prozesse verbleibt jedoch die Bereitstellung von Strom für die Elektrolyse. Dennoch hat eine vollständige Wärmeintegration und deren Optimierung großen Einfluss auf den (energie-) wirtschaftlichen Betrieb der Prozesse.

Wie bereits vorab dargestellt, hat die Betriebsstrategie einen großen Einfluss auf die Gesteungskosten des über PtX bereitgestellten LNG. Je höher die Auslastung der Anlagen (hohe Volllaststundenzahlen), desto geringer gestalten sich die spezifischen Gesteungskosten.

Gemäß der getroffenen Annahmen der techno-ökonomischen Analyse liegen die Gesteungskosten des über PtX bereitgestellten LNG jedoch deutlich über dem gegenwärtigen Preis des fossil bereitgestellten LNG, im günstigsten Fall liegen die Gesteungskosten um ca. Faktor 2 über dem Preis beziehungsweise Faktor 3 über den Produktbeschaffungskosten des fossilen Pendant. Durch weitere Optimierung der Prozessführung lassen sich jedoch weitere Kostenreduktionen erreichen.

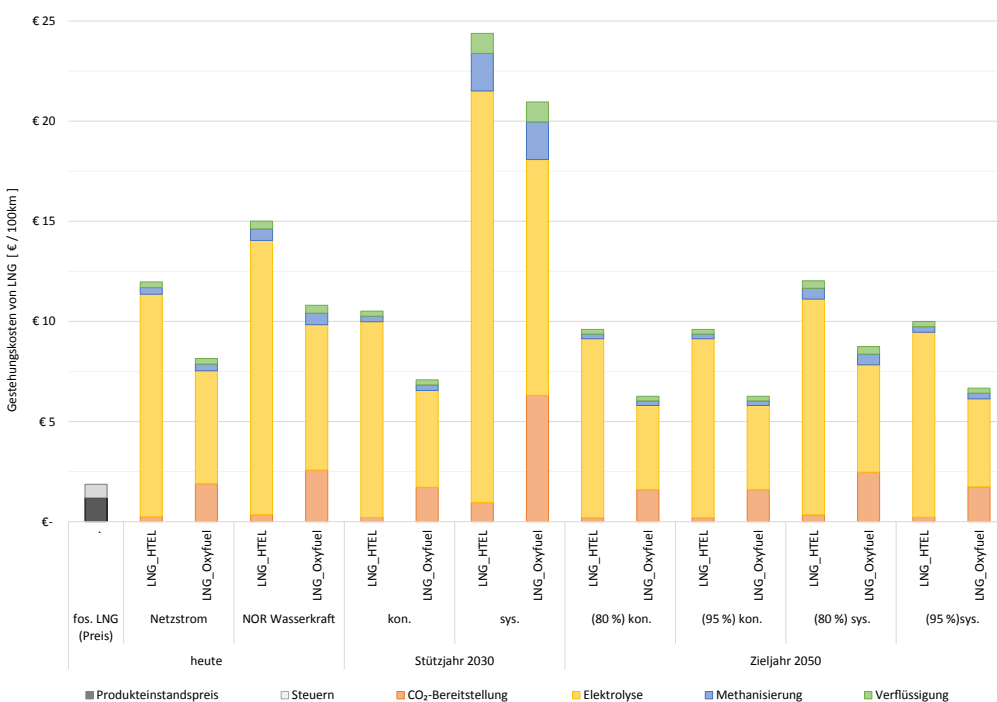


Abbildung B.56: Struktur der Gesteungskosten der Bereitstellung von LNG_HTEL und LNG_Oxyfuel. Zugrunde gelegte Energiepreise (Strom, fossile Energieträger) wurden als konstant angenommen (vergleiche Kapitel 3.3).

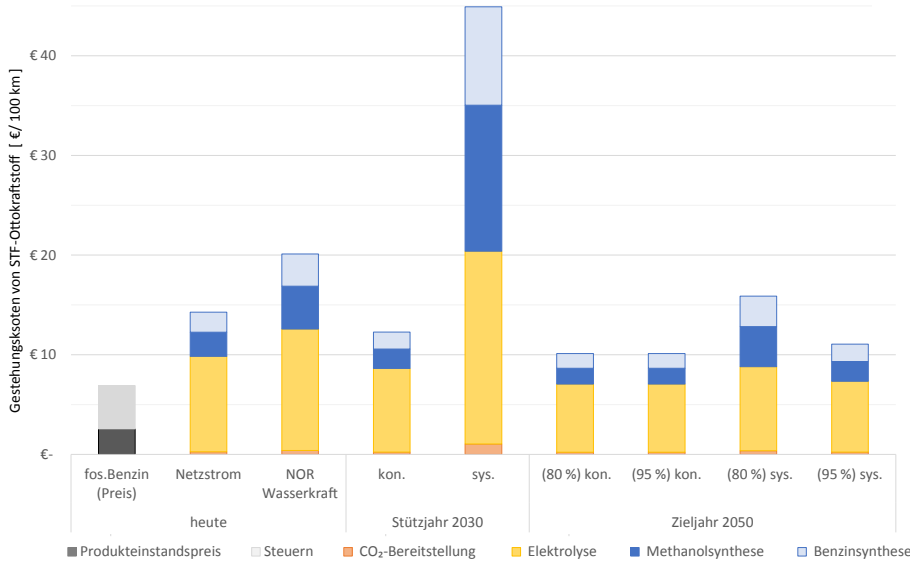


Abbildung B.57: Struktur der Gesteungskosten der STF-Ottokraftstoff-Bereitstellung, im Vergleich zum fossilen Benzin.

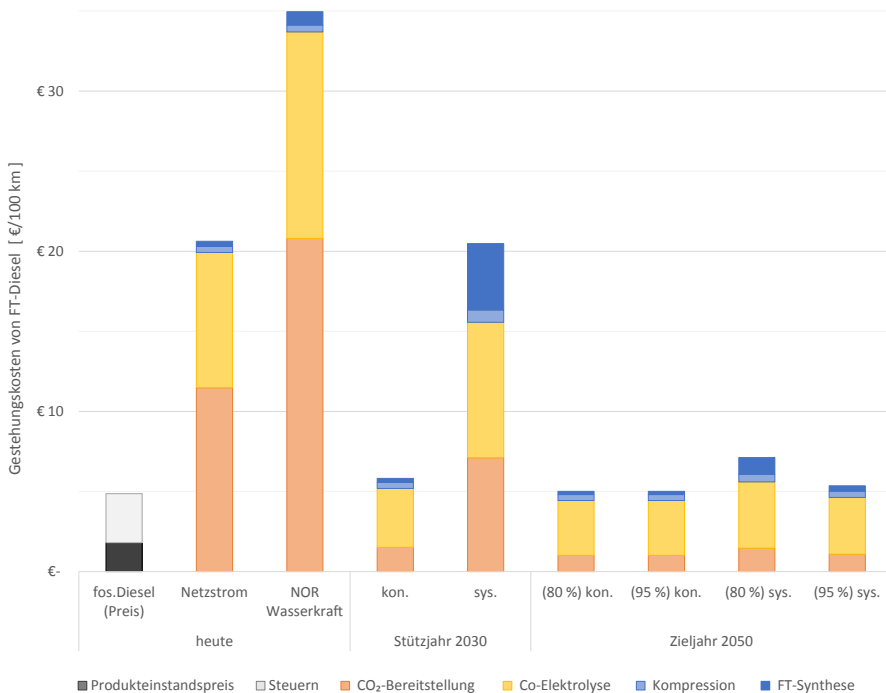


Abbildung B.58: Struktur der Gesteungskosten der FT-Diesel-Bereitstellung, im Vergleich zum fossilen Diesel.

STF-OTTOKRAFTSTOFF

Die Struktur der Gesteungskosten des über die PtX-Route bereitgestellten STF-Ottokraftstoffes ist in **Abbildung B.57** dargestellt. Auch hier werden insgesamt starke Kostensenkungen des Anlagenbaus erwartet. Die bereits diskutierten übergeordneten Tendenzen erden auch in der Kostenstruktur der STF-Ottokraftstoff-Bereitstellung deutlich: größter Kostentreiber ist die Strombereitstellung für die Elektrolyse; die Gesamtgestehungskosten, sowie ihre Zusammensetzung hängen sehr stark von der Auslastung der Anlagen ab: je höher die Auslastung, desto geringer die spezifischen Gesteungskosten.

Insgesamt liegen die Gesteungskosten ebenfalls über den Produktbereitstellungskosten der fossilen Referenz. Auf Basis der vorgenommenen Analyse sind die niedrigsten Gesteungskosten im Jahr 2050 im kontinuierlichen Betrieb erreichbar. Dennoch liegen sie rund 30% über dem Preis beziehungsweise Faktor 4 über den Produktbeschaffungskosten des fossilen Benzins.

FT-DIESEL

Die Kostenstruktur des FT-Diesel weicht von den Strukturen der übrigen PtX-Kraftstoffe ab – hier kommen die unterschiedlichen CO₂-Quellen, die in den PtX-Prozessen eingesetzt werden zum Tragen. Das über die DAC bereitgestellte CO₂ stellt einen wesentlichen Kostenanteil der Gesamtgestehungskosten dar, je nach Betriebsart überwiegt dieser sogar gegenüber der Elektrolyse.

Aufgrund der angenommenen sehr starken Kostenreduktionen der Anlagen, sind bis zum Jahr 2050 insgesamt starke Reduktionen möglich. Damit können im Jahr 2050 im kontinuierlichen Betrieb die Gesteungskosten des FT-Diesel auf das Preisniveau (inkl. Steuern und Abgaben) des fossilen Diesels gesenkt werden. Gegenüber dem Produktbeschaffungspreis des fossilen Diesels verbleiben die

Gestehungskosten des FT-Diesels auf einem knapp 3-mal höheren Niveau, vergleich **Abbildung B.58**.

OME

Die Gestehungskosten der OME-Bereitstellung sind in **Abbildung B.59** dargestellt. Für die PEM-Elektrolyse werden bis 2050 starke Kostensenkungen erwartet, welche jedoch größtenteils durch Kostensteigerungen in der OME-Synthese aufgehoben werden, sodass die Gesamtinvestitionskosten in ähnlicher Größenordnung verbleiben. Die Daten zur Erhebung der Investitionskosten der OME₃₋₅, Trioxan- und OME₃₋₅ sind auf Basis der Materialeinsatzkosten mittels Aspenmodellen und Ergänzungen aus Literaturquellen abgeschätzt worden. Kosten für Katalysatoren wurden dabei nicht berücksichtigt. Die Betriebskosten wurden anhand ermittelter Energieverbräuche unter Berücksichtigung der Energieintegration über die gesamte Prozesskette ermittelt. Eine vollständige Wärmeintegration und deren Optimierung über die vollständige Prozesskette der OME₃₋₅-Synthese haben großen Einfluss auf einen (energie-) wirtschaftlichen Betrieb des Prozesses. Folglich sind die in **Abbildung B.59** dargestellten Gestehungskosten als Größenordnung zu verstehen.

Die Gestehungskosten werden im Wesentlichen durch die Stromkosten für den Betrieb der PEM-Elektrolyse dominiert, wobei je nach Auslastung der Anlage auch hier starke Schwankungen auftreten.

Aufgrund der geringeren Energiedichte sind die Gestehungskosten der OME₃₋₅ gegenüber fossilem Diesel deutlich erhöht. Auch im günstigsten Produktionsfall, einer kontinuierlichen Produktion im Jahr 2050, sind die Gestehungskosten von OME₃₋₅ ca. Faktor 2,5 höher gegenüber dem Preis von konventionellem Dieselm (das heißt mit allen Steuern und Abgaben), gegenüber dem Produktbeschaffungspreis bleiben die Gestehungskosten von OME₃₋₅ um knapp Faktor 7 erhöht.

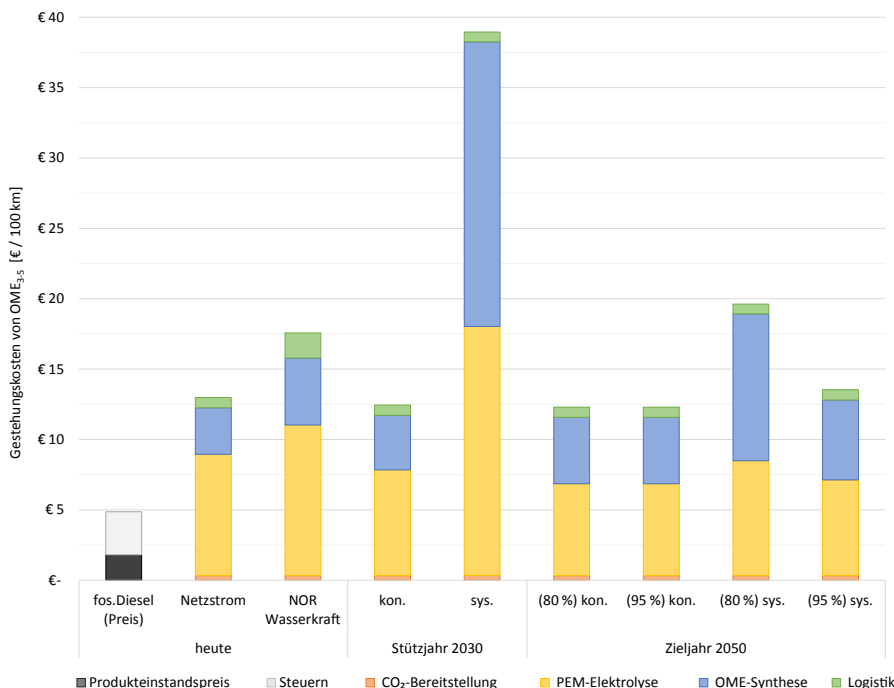


Abbildung B.59: Struktur der Gestehungskosten der OME₃₋₅-Bereitstellung, im Vergleich zum fossilen Diesel.

6.4 Sensitivitäten

Autorin: Hanna Dura (DEC)
 Urheber der Ergebnisse: Andreas Patyk (ITAS),
 Dominik Poncette (ITAS), Moritz Raab (DLR)

Die in den vorangegangenen Kapiteln dargestellten Kostenstrukturen lassen bereits die großen Kostentreiber und Abhängigkeiten vermuten. Jedoch sind die Ergebnisse, vor allem die Abschätzungen für zukünftige Anlagen in den Jahren 2030 und 2050, mit großen Unsicherheiten behaftet. Diese sind im Wesentlichen auf den niedrigen TRL zurückzuführen, sodass Investitionskosten für einen Bau einer industriellen Anlage nur sehr schwer abgeschätzt werden können. Darüber hinaus sind Preisentwicklungen von benötigten Betriebsstoffen, Energieträgern (Strom, Wärme) und vor allem CO₂, für das noch kein Markt existiert, kaum vorhersagbar.

Um die Robustheit der Ergebnisse gegenüber abweichenden Annahmen zu prüfen und die Haupteinflussgrößen zu identifizieren, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

In einem ersten Schritt werden die Einflussgrößen der unterschiedlichen Strommixe und Betriebsarten näher analysiert: hierbei wird der systemdienliche Betrieb im Stützjahr 2030 mit nur rund 950 Volllaststunden mit dem kontinuierlichen Betrieb im Zieljahr 2050 (KSZ 95) mit einer Volllaststundenzahl von 8000 h. Aus der Struktur der Gestehungskosten in den (vergleiche Kapitel 6.2 und 6.3) wird bereits deutlich, dass die Auslastung der Anlagen (Volllaststunden) einen großen Einfluss auf die Höhe, aber auch Struktur der Gestehungskosten hat. **Abbildung B.60** verdeutlicht nochmals den Zusammenhang zwischen den unterschiedlichen Szenarien und Betriebsarten und der Kostenstruktur, hinsichtlich der Anteile Betriebskosten und Investitionskosten. Dabei überlagern sich jedoch die Effekte der schwankenden Volllaststunden, je nach Betriebsart und Szenario und sinkende Anlagenpreise (um jeweils rund 20% von heutigem Betrieb, über 2030 bis 2050). Folglich liegt im Zieljahr 2050 bei kontinuierlichem Betrieb der Anteil der Investitionskosten an den Gesamtgestehungskosten bei lediglich 16%. Im Gegensatz dazu werden die Gesamtgestehungskosten im Jahr 2030 bei systemdienlichem Betrieb gleichermaßen durch Betriebs- und Investitionskosten beeinflusst. Die Sensitivitäten unterschied-

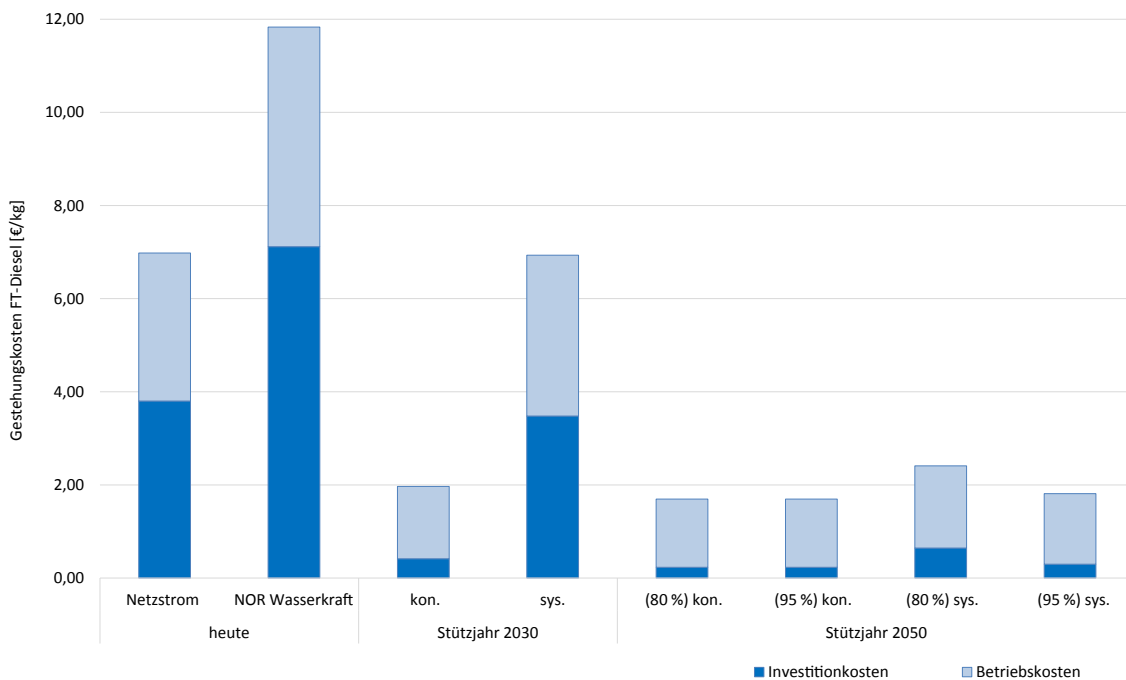


Abbildung B.60: Zusammensetzung der Gestehungskosten für die Bereitstellung von FT-Diesel. Mit hohen Volllaststunden ergeben sich niedrigere Gestehungskosten, die hauptsächlich von den Betriebskosten getrieben werden.

licher Teile der Betriebskosten, wie Strom- und CO₂-Preise, werden folglich sehr stark von dem jeweiligen gewählten Szenario und der Betriebsart abhängen. **Abbildung B.61** zeigt die Spanne der Abweichungen hinsichtlich variierender Strompreise und CO₂-Preise für diese beiden Szenarien beziehungsweise Betriebsmodi, am Beispiel der FT-Diesel-Bereitstellung. Die Graphik zeigt, dass der Strompreis mit variierenden Volllaststunden extremen Schwankungen unterliegen kann. Bei geringer Auslastung der Anlage (Szenario 2030, systemdienlicher Betrieb) steigen die Gesteungskosten des FT-Diesel, um lediglich 17%, wenn der Strompreis verdoppelt wird. Bei starker Auslastung (und geringeren Anlagekosten, kontinuierliche Fahrweise 2050) wirken sich Schwankungen im Strompreis extrem stark auf die Gesteungskosten aus – bei Verdoppelung des Strompreises steigen die Gesteungskosten um rund 70%. Dabei sollte jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass die absoluten Gesteungskosten bei hoher Auslastung und niedrigen Anlagenkosten rund Faktor 4 unter den Gesteungskosten bei niedriger Auslastung und 20% höheren Anlagenkosten liegen (vergleiche **Abbildung B.60**).

Die Spanne der CO₂-Preisvariationen zwischen den beiden Betriebsmodi ist deutlich geringer als die Spanne der Strompreisvariationen. Für den kontinuierlichen Betrieb 2050 entstehen zwar ähnliche Änderungen wie bei der gleichen Strompreisänderung, jedoch geringere Ausreißer nach oben.

Für einen anvisierten Betrieb der Anlagen in der Zukunft, wird am Beispiel des kontinuierlichen Betriebs im Zieljahr 2050 ein Vergleich der unterschiedlichen PtX-Produkte hinsichtlich ihrer Sensitivitäten gegenüber Preisschwankungen von Strom und CO₂ angestellt. Dabei sollte nicht außer Acht gelassen werden, dass es sich hinsichtlich der Sensitivitäten gegenüber Strom- und CO₂-Preisschwankungen um die obere Grenze innerhalb der geltenden Analyseparameter handelt, wie zuvor dargelegt.

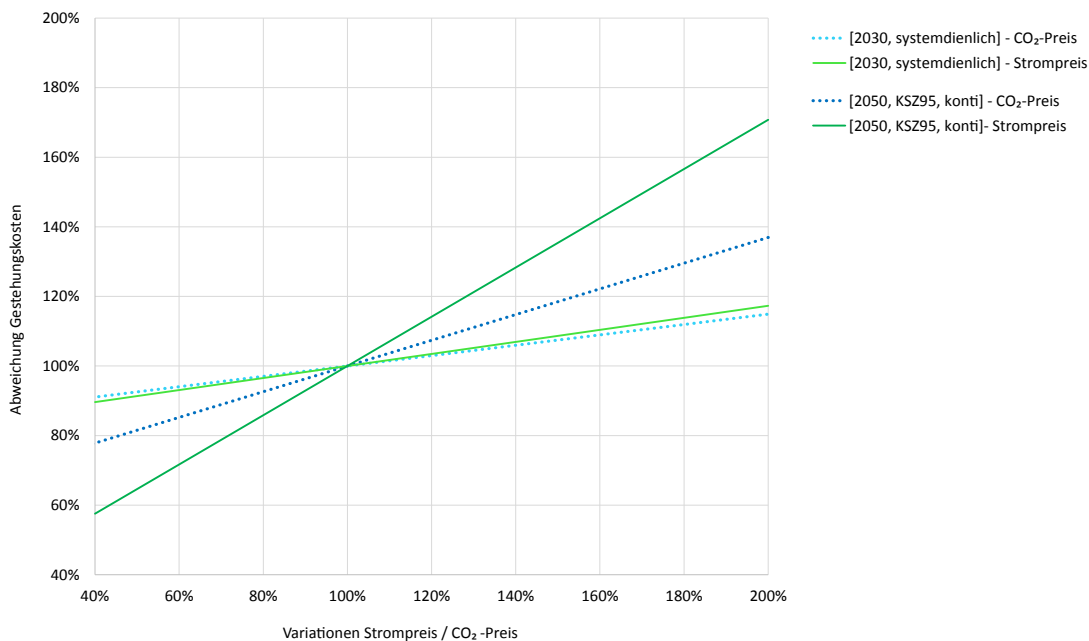


Abbildung B.61: Sensitivitäten variierender Strom- und CO₂-Preise für unterschiedliche Energieszenarien und Betriebsarten am Beispiel der FT-Diesel-Bereitstellung. Die größte Spannweite der Gesteungskosten und der Volllaststunden liegt zwischen dem systemdienlichen Betrieb im Stützjahr 2030 (950 Volllaststunden) und dem kontinuierlichen Betrieb im Zieljahr 2050 im KSZ 95.

Abbildung B.62 zeigt, dass bei allen PtX-Produkten die Gesteungskosten auf Strompreisschwankungen tendenziell sensibler reagieren als auf Schwankungen der CO₂-Preise. Dies gilt insbesondere für die PtX-Kraftstoffe. Im Falle von LNG_HTEL hat der Strompreis im Vergleich zu den anderen Routen, einen besonders hohen Einfluss – bei einer Verdopplung des Strompreises, steigen die Gesteungskosten um 80%. Die geringste Sensitivität der verglichenen PtX-Kraftstoffe gegenüber Strompreisschwankungen zeigt die Bereitstellung von LOHC. Aufgrund der sehr hohen Sensitivität der PEM-Elektrolyse gegenüber Strompreisschwankungen, wäre für die Bereitstellung von H₂ über die LOHC-Transporttechnologie ebenfalls eine höhere Abhängigkeit zu erwarten gewesen. Ein Vergleich der Prozessketten zeigt jedoch, dass Gesteungskosten des Wasserstoffs über die PEM-Elektrolyse mit rund 80% fast vollständig durch die Strombereitstellung getrieben sind. Wird der über die PEM-Elektrolyse bereitgestellte Wasserstoff über LOHC transportiert, sinkt dieser Anteil auf rund 40%, da der wesentliche Anteil des hinzukommenden Energiebedarfs hauptsächlich auf Wärme zurückzuführen ist. Darüber hinaus können die unterschiedlichen Einheiten, die den Ergebnismerten zugrunde liegen – Wasserstoffbereitstellung aus der PEM pro kg, Bereitstellung an der Tankstelle über LOHC pro 100 km die direkte Vergleichbarkeit der beiden in **Abbildung B.63** erschweren.

Variationen des CO₂-Preises sind besonders einflussreich auf die Gesteungskosten von FT-Diesel, während die Gesteungskosten der Synthesegasbereitstellung über die HT-Co-Elektrolyse kaum Abweichungen bei sich ändernden CO₂-Preisen aufzeigen.

Die durchgeführte Analyse zeigt, dass die Gesteungskosten zunächst sehr stark abhängig sind von den Investitionskosten und der Auslastung der Anlage, gefolgt von Änderungen im Strompreis und CO₂-Preis. Bei relativ niedrigen Investitionskosten und hoher Auslastung der Anlagen reagieren die Gesteungskosten insgesamt sehr sensitiv auf Änderungen innerhalb der Betriebskosten. Dabei schlagen Änderungen im Strompreis besonders stark zu Buche. Einen geringeren, jedoch nicht zu vernachlässigenden Einfluss hat der CO₂-Preis. Folglich gilt perspektivisch für die Zukunft, dass die größten Hebel hinsichtlich der Kostengestaltung in den Investitionskosten sowie den Volllaststunden liegen. Durch Senken der Investitionskosten und maximale Auslastung können die Gesteungskosten, wie in **Abbildung B.60** dargestellt, bereits um mehrere Faktoren gesenkt werden. Anschließend können weitere Hebel über günstige Strom- und CO₂-Preise bedient werden.

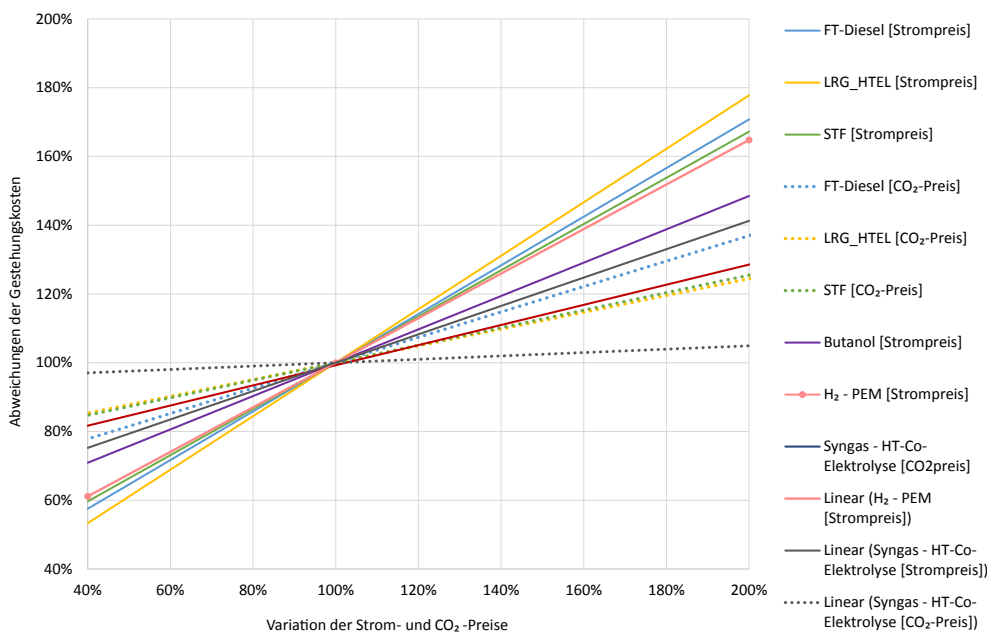


Abbildung B.62: Sensitivitäten der Bereitstellung von: H₂ über die PEM-Elektrolyse, Syngas über die HT-Co-Elektrolyse, LOHC, LNG_HTEL, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel für Variationen von Strom- und CO₂-Preisen. Abhängigkeit der Gesteungskosten von den Strompreisen ist mit durchgezogenen Linien gekennzeichnet, Abhängigkeit der Gesteungskosten von den CO₂-Preisen ist mit gepunkteten Linien gekennzeichnet.

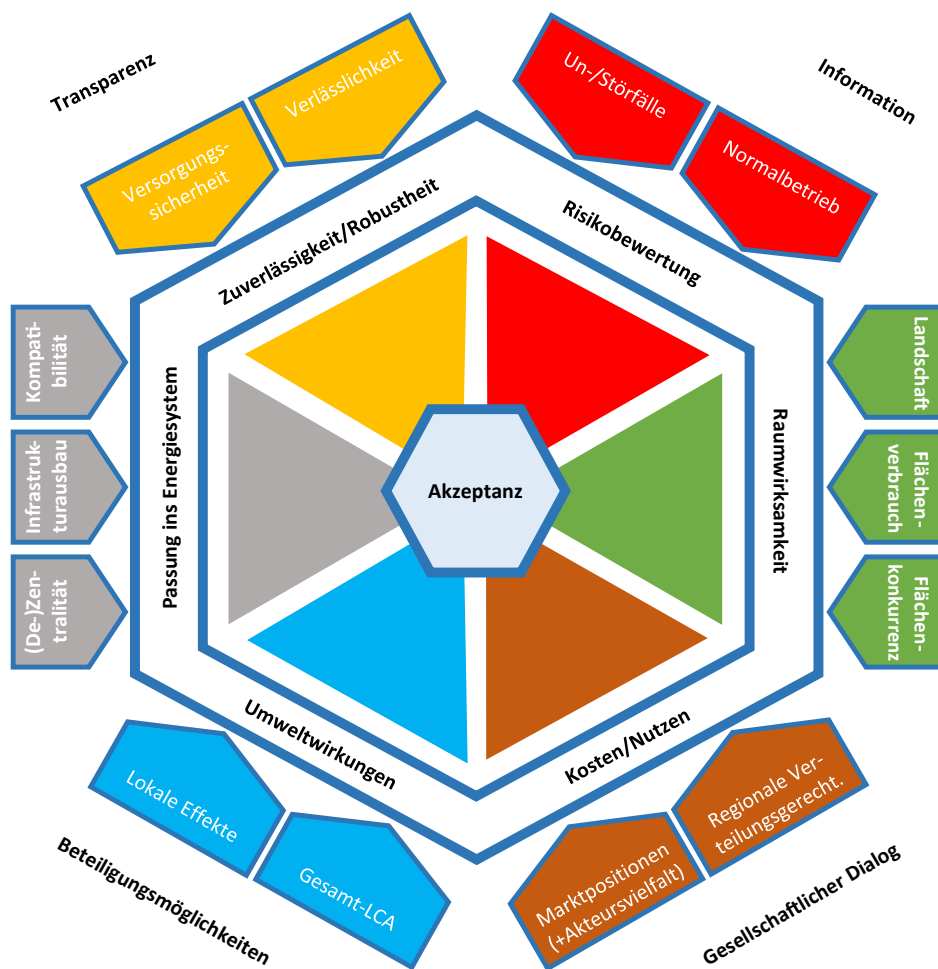


Abbildung B.63: Darstellung der inhaltlichen Bewertungskategorien und Subkategorien der Akzeptanzmatrix.

7. Abschätzung der sozialen Akzeptanz

Autoren: Jan Hildebrand (IZES), Ansgar Taubitz (WI)

7.1 Konzeptionelle Schritte der Akzeptanzabschätzung

Die Akzeptanz-Matrix umfasst eine Zusammenstellung von Bewertungsfaktoren, welche sich aus bisher Energieinfrastrukturen als relevant ableiten lassen und welche mit entsprechender Anpassung auf den Bereich der Power-to-X-Technologien übertragen wird (vergleiche methodische Grundlagen zur Akzeptanz, Kapitel 4.4). An unterschiedlichen Stellen wird dabei deutlich, dass die Kategorien nicht völlig trennscharf nebeneinander stehen (Beispiel: Risikobewertung und Umweltwirkungen, Zuverlässigkeit/Robustheit und Passung ins Energiesystem, usw.). Es gibt vielfach Überschneidungen und enge Wechselbeziehungen zwischen Einzelaspekten (vgl. **Abbildung B.63**), die hier zwar formal nur einer Kategorie zugeordnet sind, sich aber in ihren tatsächlichen Bedeutungen beziehungsweise Wirkungen über mehrere Kategorien erstrecken. Zudem ist wichtig zu beachten, dass sich die Akzeptanzmatrix wie oben beschrieben auf die technologiebezogenen

Variablen fokussiert und weitere akzeptanzrelevante Faktoren als wie zum Beispiel Persönlichkeitsmerkmale, Einstellungen, beliefs, Normen, Umwelt- und Energiebewusstsein, Wissen, soziodemokratische Variablen etc. hier nicht erfasst werden. Diese müssen in späteren empirischen Untersuchungsdesigns in kombinierte Erhebungen mit der Matrix einfließen. Im Folgenden werden die einzelnen Kategorien der Matrix überblicksartig dargestellt.

Dabei erfolgt eine Unterscheidung von drei Ebenen:

- Zuerst werden diejenigen Kategorien behandelt, die unmittelbar technologiebezogene Akzeptanzfaktoren darstellen (Zuverlässigkeit, Risiko, Raumwirksamkeit, Umweltwirkungen).
- Gefolgt von Kategorien, welche in ihrer tatsächlichen Ausgestaltung zudem stark vom regulativen Rahmen beziehungsweise der systemischen Ausgestaltung abhängen (Kosten/Nutzen, Passung ins Energiesystem).
- Am Ende werden die besonders stark von gesetzlichen Rahmenbedingungen geprägten Kategorien wie Beteiligungsmöglichkeiten angesprochen.

Die Bewertung der Kategorien beziehungsweise das Ausfüllen der Akzeptanzmatrix erfolgte durch die Forschungscluster, zudem wurden Einzelinterviews und Workshops mit Clustervertretern zur Reflektion der Methodik und der Einschätzung erster Ergebnisse durchgeführt. Neben den qualitativen Beschreibungen der Kategorien sowie ersten Einschätzungen der Ausprägungsstufen im Ampelsystem (rot kritisch, gelb mittel, grün kein Akzeptanzrisiko) sollten zudem eingeschätzt werden, welche Akzeptanzebene (lokal, sozio-politisch, markt) und welche Akteurs-ebene besonders betroffen sind. Auf Basis dieser Einschätzungen lassen sich dann technologiebezogene Profile entsprechend der Akzeptanzkategorien zu bilden (vgl. **Abbildung B.64**).

In den Workshop-Diskussionen und qualitativen Abschätzungen innerhalb der Forschungscluster zeigten sich folgende generelle Ergebnisse:

- Übergreifend bestätigt sich zunächst die einleitend beschriebene Herausforderung, dass aufgrund des zumeist niedrigen TRL-Status beziehungsweise der noch nicht so starken Verbreitung (verglichen mit zum Beispiel EE) eine detaillierte Einschätzung schwierig ist. Als Resultat zeigte sich für viele Kategorien eine Tendenz zur Mitte in der Einschätzung.
- Zudem wurde nochmals betont, dass viele konkrete Einschätzungen beziehungsweise zukünftige Entwicklungen der Technologien und damit einhergehende potentielle Akzeptanzwirkungen abhängig von Entwicklungen der umgebenden politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind.
- Eine weitere übergeordnete Einschätzung ist, dass spezifische technologische Unterschiede für die Einschätzungen aus Akzeptanzsicht tendenziell unerheblich sind (zum Beispiel kaum Akzeptanz-Unterschiede für die PEM-Elektrolyse beziehungsweise Hoch (HT-Co-EI-)/Niedrig-Temperatur-Elektrolyse).

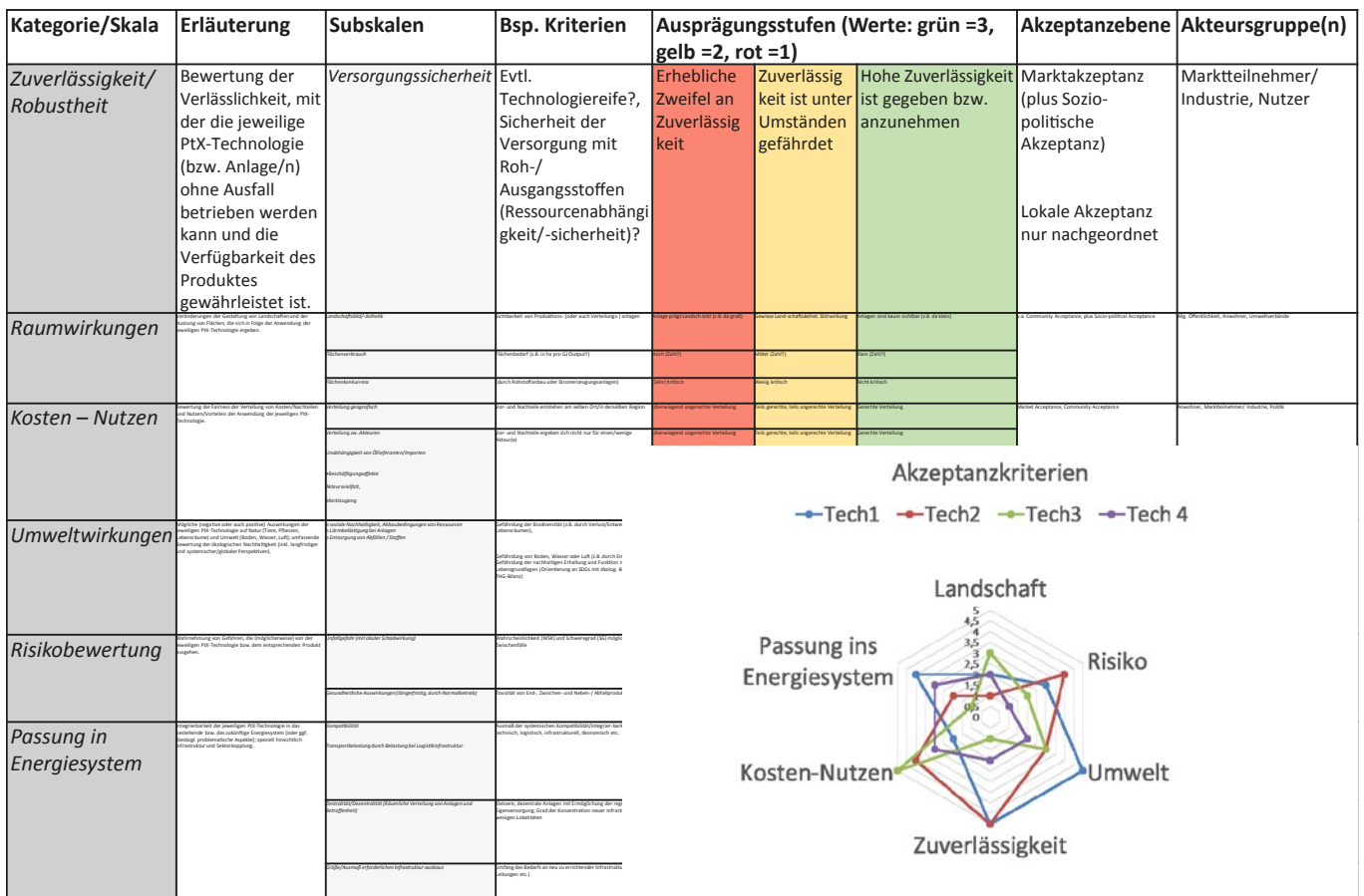


Abbildung B.64: Darstellung der Akzeptanzmatrix (Schema).

7.2 Bewertungen am Beispiel der HT-Co-Elektrolyse

Im Folgenden werden beispielhaft Einschätzungen berichtet, welche sich auf die Hochtemperatur-Temperatur-Co-Elektrolyse (HT-Co-EI) im Industriebereich zur Synthesegasnutzung/-bereitstellung beziehen (Verortung im Forschungscluster FCA3). Spezifische technologiebezogene Angaben können daher von denen anderer Elektrolyseformen abweichen.

ZUVERLÄSSIGKEIT / ROBUSTHEIT

Unter der Zuverlässigkeit von technischen Komponenten oder Systemen wird deren Verhalten (zum Beispiel „System in Betrieb“ oder „ist das System ausgefallen“) über eine gewisse Zeitspanne (zum Beispiel ein Jahr) verstanden. Das heißt wie zuverlässig das System operiert beziehungsweise wie wahrscheinlich es ist, dass dieses ausfällt. Aktuell existieren noch keine genauen Zahlen (Ausfallraten, Ausfalldauer usw.) bezüglich der Zuverlässigkeit eines HT-Co-EI-Systems, da sich diese Technologie in der betrachteten Form in Deutschland noch in einem frühen Entwicklungsstadium befindet – Technology Readiness Level (TRL) von 4 und noch auf keine Langzeiterfahrungswerte zurückgegriffen werden kann. Aktuell werden Zellbeziehungsweise Stacktests (Stacks sind mehrere übereinander geschichtete Zellen) durchgeführt. Unter anderem wurden Langzeittests durchgeführt, welche – bis jetzt – bei einer konstanten Betriebsführung (das heißt keine starken Leistungs- und Laständerungen) nur eine geringfügige Degradation der Zellen aufzeigen konnten. Häufiges Hoch- und Runterfahren der Stacks hingegen führt zu einer schnelleren Degradation der Zellen. Es ist hierbei zu erwähnen, dass insbesondere der Anfahrprozess als kritisch zu bewerten ist. Bei ungleichmäßigem Anfahren/Hochfahren des Stacks, das heißt die Temperatur ist vorne 50–100°C höher als hinten am Stack, mit kompletten Temperaturzyklen⁹ (also vollständigem Abkühlen und Aufheizen) kann es zu einer direkten Zerstörung des Stacks kommen.

Haldor Topsoe hat in den USA schon eine kleinere (12 kW und 3–5 Nm/h) und eine größere Anlage (300 kW und 96 Nm/h), welche pures CO generieren, für das Unternehmen Gas Innovation gebaut (TRL von 6–7). Die Stacks/Zellen sind hierbei die gleichen, wie bei der Synthesegasproduktion. Das Synthesegas wird hierbei mit einem möglichst hohen CO-Anteil erzeugt und anschließend aufbereitet/gereinigt. Bezüglich der Zuverlässigkeit

sind auch hier keine Langzeitwerte vorhanden, allerdings hat Haldor Topsoe verschiedene Alterungs- beziehungsweise Lebensdauertests mit einer Dauer von über 2000 Stunden durchgeführt, welche eine stabile Betriebsweise aufzeigen.

Zu unterscheiden vom Aspekt der Zuverlässigkeit einer Technologie oder technischen Anlage im Sinne eines störungsfreien Betriebs ist der Aspekt der Versorgungssicherheit, mit dem die Gewährleistung einer kontinuierlichen Verfügbarkeit von Stoffen/Produkten/Materialien (Roh-/Ausgangsstoffe, Vorprodukte, Anlagenkomponenten usw.) gemeint ist. Diese Facette ist bei einer zukünftigen Hochskalierung zu beachten.

RISIKOBEWERTUNG

Die Risikobewertung ist aktuell schwierig, weil es sich bei der HT-Co-Elektrolyse (HT-Co-EI.) um eine „unsichtbare Technologie“ handelt – wenig bis gar nicht bekannt. Allgemein ist das Gesundheits- und Umweltrisiko vom jetzigen Stand aus als eher gering zu bewerten. CO₂, H₂O und H₂ sind unbedenklich, lediglich Kohlenstoffmonoxid (CO), welches Bestandteil des als Produkt entstehenden Synthesegases ist, gilt bei einer eventuellen Leckage als Risiko. Im Normalbetrieb wird das Synthesegas je nach Bedarf vor Ort abgefüllt (zum Beispiel in Druckflaschen), eingespeist oder in direkten Folgeprozessen weiterverarbeitet. Es handelt sich hierbei um geschlossene Rohrkreisläufe, sodass die Wahrscheinlichkeit einer Leckage wie bei kommerziellen Industrie- und Chemieanlagen einzustufen ist. Bei Austritt ist CO für die Umwelt unbedenklich und nur bei Einatmung für den Menschen schädlich beziehungsweise sogar lebensgefährlich; bei Augen- und Hautkontakt werden keine schädlichen Wirkungen erwartet. Außerdem ist CO ein extrem entzündliches Gas, welches auch Explosionsgefahr birgt – hier gilt es also, entsprechende Sicherheitsstandards zu gewährleisten.

RAUMWIRKSAMKEIT

Mittelfristig wird die HT-Co-EI das Landschaftsbild in Deutschland nicht verändern. Erste Prototypanlagen und größere Anlagen werden mit großer Wahrscheinlichkeit an bestehenden Standorten, beispielsweise in Chemieparcs, aufgrund der bereits vorhandenen Infrastruktur integriert werden und nicht als Einzelanlage sichtbar sein, sodass das Landschaftsbild nicht beeinträchtigt wird. Langfristig gesehen entstehen erst Auswirkungen auf das Landschaftsbild, wenn Anlagen im industriellen

⁹ Wird nur im Bereich von erwarteten Stillstandszeiten von mehreren Stunden oder Tagen vorgenommen.

Maßstab auf der „grünen Wiese“ gebaut werden, zum Beispiel als Insellösung für die dezentrale Erzeugung von Kraftstoffen für den Straßenverkehr. Diese benötigen jedoch die Infrastruktur beispielsweise für Dampf oder Elektrizität, was das Landschaftsbild weiter beeinflussen dürfte. Über den Flächenbedarf lässt sich aktuell noch keine klare Aussage treffen, da bisher erst zwei Anlagen gebaut worden sind (zuvor erwähnt), wobei durch sunfire derzeit erste 740 kW Systeme am Standort Salzgitter im Rahmen des Projektes GrInHy 2.0 aufgebaut werden. Die 12 kW Anlage von Haldor Tospoe ist in einen 20 Fuß Standardcontainer (13,87 m²) verbaut worden, was eine Leistungsdichte von 0,88 kW/m² ergibt. Dieser Wert gibt allerdings keinerlei Auskunft darüber, wie viel von den 33,10 m³ des Container-volumens tatsächlich benötigt beziehungsweise genutzt worden sind. Abstrahiert vom Container-Konzept könnten gegebenenfalls höhere Leistungsdichten erreicht werden und Effekte durch mehrstöckige Hallen verstärkt werden. Außerdem dürften zukünftig Erfahrungen und Skalierungseffekte zu kleineren und/oder effizienteren Anlagen führen. Des Weiteren ist es möglich, größere Systeme modular und somit platzsparender aufzubauen, zum Beispiel in dem die Container/Module übereinander gestapelt werden. Auch bezüglich möglicher Flächenkonkurrenzen ist die Einschätzung aktuell schwierig, da diese maßgeblich von den angenommenen Ausbaudimensionen abhängen – es gibt eine sehr große Bandbreite hinsichtlich der prognostizierten zukünftig benötigten Elektrolyseleistung in Deutschland. Allerdings steht der zukünftige Flächenbedarf möglicher im Außenbereich gebauten Elektrolyseanlagen in keinem Verhältnis zu den Bedarfen, welche zum Beispiel durch Stromtrassen und den Ausbau erneuerbarer Energien entstehen, um die installierte Elektrolyseleistung mit Strom zu versorgen.

UMWELTWIRKUNGEN

Bei der Betrachtung der reinen HT-Co-EI, ohne die Berücksichtigung von Folgeprozessen, welche verschiedenartig sein können, ist, bis auf den eventuellen langfristigen Platzbedarf (zuvor erwähnt) kein weiterer Einfluss auf die lokale Biodiversität oder den Lebensraum abzusehen. Bei einem HT-Co-EI-System handelt es sich um ein geschlossenes System, in welchem Edukte und Produkte nicht in direktem Kontakt mit der Umwelt stehen oder geraten. Die Edukte (Elektrizität, Wasserdampf und CO₂) sind unbedenklich, lediglich die elektrische Energie und der Wasserdampf können indirekt Emissionen erzeugen, wenn diese zum Beispiel durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern bereitgestellt werden. Der Einfluss des Synthesegases beziehungsweise des Kohlenstoffmonoxids auf die Umwelt ist bereits in der

zuvor beschriebenen Risikobewertung dargestellt worden. Bei Betrachtung der gesamten Wertschöpfungskette kann vorgelagert der (z. T. international stattfindende) Abbau von Rohstoffen zur Herstellung der Anlage potentiell mit Auswirkungen auf dortige Biodiversitäts- beziehungsweise /Lebensraumverhältnisse verbunden sein (vergleiche Kapitel 5, ökologische Bewertung von PtX-Routen und -Produkten) und dementsprechend auf der sozio-politischen Akzeptanzebene wirksam werden.

KOSTEN / NUTZEN: MARKTZUGANG, AKTEURSVIELFALT, VERTEILUNGSGERECHTIGKEIT

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Akteure im deutschen Raum hinsichtlich der HT-Co-EI kurz vorgestellt sowie das Risiko hinsichtlich ihres Geschäftsmodells beleuchtet, was für die Einschätzung der Marktakzeptanz relevant ist. Aktuell existiert nur ein sehr kleiner Markt mit einer Handvoll Akteuren, welche sich in Deutschland mit der HT-Co-EI beschäftigen. Im Wesentlichen kann zwischen Forschung und Industrie unterschieden werden. Bei Letzterem handelt es sich entweder um Spezialhersteller von Zellen, Stacks, keramischen Folien, Bipolar-Platten (zum Beispiel KERAFOL Keramische Folien GmbH und Plansee Composite Materials GmbH) und Systembauer wie (zum Beispiel SOLIDpower GmbH und sunfire GmbH). Die übrigen Bauteile wie beispielsweise Pumpen und Wärmetauscher usw. sind keine Spezialanfertigungen und werden hinzugekauft. Für den Zellhersteller KERAFOL Keramische Folien GmbH (Kerafol) ist das Geschäftsfeld der Solid oxide fuel cell/Solid Oxid elektrolyser cell (SOFC/SOEC) auf Grund der geringen Nachfrage von Festoxid-Elektrolyten und der noch händischen Fertigung aktuell noch ein Verlustgeschäft. Die Verluste werden laut Kerafol durch öffentliche Projektförderungen wieder ausgeglichen. Kerafols mit Abstand größter Abnehmer – die sunfire GmbH (sunfire) – rechnet mit einem stark wachsenden Markt der SOFC/SOEC, in welchem sich auch die HT-Co-EI bewegt. Man schätzt die jährlich verkaufte Leistung von SOFC/SOFC von sunfire auf einen einstelligen Megawatt-Wert, sodass man auch hier noch von einem Verlustgeschäft ausgehen muss. Das größte Risiko tragen nach Ansicht des Autors somit die Systemhersteller wie sunfire, welche sich rein auf die SOFC/SOEC spezialisiert haben, auch wenn diese in einigen Projekten öffentliche Forschungsgelder erhalten. Ein geringeres Risiko tragen Spezialhersteller, da sie noch andere, aktuell noch größere, Geschäftsfelder besitzen und ihre Produkte (zum Beispiel keramische Folien) auch in anderen Anwendungen benötigt werden. Ein noch geringeres Risiko tragen die Forschungsakteure, da deren Aktivitäten sich über geförderte Projekte finanzieren.

PASSUNG INS ENERGIESYSTEM

Die HT-Co-Elektrolyse (HT-Co-EI) zeichnet sich vor allen Dingen durch ihre hohe Effizienz bei der Umwandlung aus – die Stromkosten gelten bei einer Gesamtkostenbetrachtung der Elektrolyse über die Laufzeit als der wesentliche Kostenfaktor. Angestrebt wird ein Systemwirkungsgrad von 80 %, welcher deutlich über den von herkömmlichen Protonen-Austausch-Membran (PEM)- und alkalischen Elektrolyse-Systemen (ca. 60 % beziehungsweise 65 % Wirkungsgrad) liegt und von der Vorwärmung des Eintrittsgases durch das heiße Austrittgas herrührt. Im Falle eines nachgeschalteten exothermen Prozessschrittes (zum Beispiel Fischer-Tropsch-Synthese) ist ein hoher Wirkungsgrad des Gesamtsystems zu erwarten – an die 80 %, da die hier entstehende Wärmeenergie dem HT-Co-EI-Prozess zurückgeführt werden kann.

Das durch die HT-Co-EI hergestellte Synthesegas weist einen sehr hohen Reinheitsgrad auf und kann dementsprechend auch in Anwendungen mit hohen Produktgasanforderungen zum Einsatz kommen.

In erster Linie werden HT-Co-EI-Anlagen zukünftig zunächst in bestehende Standorte integriert, da das generierte Synthesegas direkt in nachfolgenden Prozessschritten (zum Beispiel Methanolsynthese) verwendet werden kann und die Transportwege kurz sind, was Kosten verringert. Außerdem verfügen existierende Standorte über bestehende Infrastrukturen (Nutzwärme (Dampf), CO₂, Wasser- und Elektrizitätsanschluss mit genügend großer Kapazität), welche genutzt werden können. Die Integrierbarkeit ist technisch, logistisch sowie infrastrukturell möglich und an sich kein Hindernis. Hemmend wirken dagegen die hohen Kosten der Technologie, welche sich auf die noch geringe Erfahrung und die Halbeinzelfertigung der Zellen/Stacks (Bauteile werden maschinell gefertigt, aber der Zusammenbau des Stacks wird händisch vorgenommen) zurückführen lassen.

BETEILIGUNGSMÖGLICHKEITEN

Die Bedeutung von Beteiligung und Kriterien der Verfahrensgerechtigkeit, wie zum Beispiel Transparenz und Möglichkeiten zur Einflussnahme, besteht über alle möglichen Power-to-X-Technologien hinweg. Neben der konkreten Ausgestaltung der späteren Planungs- und Genehmigungsverfahren auf lokaler Ebene, welche für die lokale Akzeptanz und die Akteursgruppe der Anwohnenden relevant ist, spielen Beteiligungsmöglichkeiten auch auf der soziopolitischen Akzeptanzebene (öffentliche Diskurse und Konsultation, zum Beispiel zu Ausbauszenarien)

eine Rolle sowie auf Ebene der Marktakzeptanz, zum Beispiel inwieweit Bürgerenergieanlagen im Bereich Power-to-X möglich sind. Aufgrund der starken Abhängigkeit von Rahmenbedingungen sowie der angesprochenen späteren Ausgestaltung wird hier keine technologiespezifische Einschätzung vorgenommen, sondern nur auf die generell grundlegende Bedeutung von Beteiligung für insbesondere die lokale Akzeptanz hingewiesen.

8. Abschätzung der Systemkompatibilität der PtX-Routen und -Produkte

Die Kompatibilität von (neuen) Technologien mit dem sich wandelnden Energiesystem spielt eine wichtige Rolle für den möglichen Beitrag zur Energiewende. Als Maß für die Kompatibilität gelten nach (Viebahn; Kobiela; u. a. 2018) die Teilkriterien Rückwirkungen, Anpassungsbedarf und Wechselwirkungen. Diese gelten sowohl für die Produktions- als auch die Produktseite, das heißt, die Einpassung der Technologien in die bestehenden Produktionsanlagen und -infrastrukturen, als auch in die Verteil- und Nutzungsstrukturen des bereitgestellten Produktes. Die folgenden Kapitel beschreiben explorativ die Systemkompatibilität der PtX-Pfade anhand der folgenden Fragestellungen:

- Wie lässt sich die Technologie in die bestehende Infrastruktur integrieren, hinsichtlich Produktionsinfrastruktur, Transportinfrastruktur (nicht-energetisch), Energieversorgungsinfrastruktur und Strommengen, die PtX-Technologien zur Verfügung stehen?
- Welche PtX-Anwendungen eignen sich speziell für Deutschland und zur Netzstabilisierung (wie Wasserstoff als chemischer Langzeitspeicher oder EE-strombasiertes Methan für Gaskraftwerke)?
- Welche Anforderungen an die CO₂-Quelle stellt die Technologie insbesondere hinsichtlich der Menge, dem Volumenstrom/Fluss, Verfügbarkeit am Ort der PtX-Anlage sowie hinsichtlich Qualität, das heißt der benötigten Reinheit?

Aufgrund des teilweise sehr niedrigen TRL (1–3) der untersuchten PtX-Pfade sind nicht zu allen Fragestellungen detaillierte Aussagen möglich. An vielen Stellen handelt es sich daher um Expertenschätzungen und Tendenzen. Darüber hinaus können die Systemgrenzen, unter denen die semiquantitativen Einschätzungen

getroffen wurden, zwischen den unterschiedlichen PtX-Technologien voneinander abweichen, sodass ein direkter Vergleich nur bedingt gegeben ist.

8.1 Bereitstellung chemischer Grundstoffe

Autoren/-innen: Hanna Dura (DEC), Tomke Janßen (WI), Frank Merten (WI), Alexander Scholz (WI)

Urheber/-innen der Ergebnisse: Kay Bareiß (TUM), Thomas Fröhlich (ifeu), Andreas Patyk (ITAS), Dominik Poncette (ITAS), Dominik Schäfer (FZJ), Andreas Stefan (TUM), Petra Zapp (FZJ)

Für eine übersichtliche Darstellung werden die unterschiedlichen Aspekte der Systemkompatibilität im Folgenden etwas weiter aufgeschlüsselt und für die unterschiedlichen PtX-Routen zur Bereitstellung chemischer Grundstoffe untersucht.

Trotz der Ähnlichkeiten hinsichtlich der ökologischen Fußabdrücke stellen sich die Voraussetzungen zur Eingliederung in die Produktionsinfrastrukturen sowie produktseitigen Infrastrukturen unterschiedlich dar. Dies hängt vordergründig vom Anlagentyp ab, das heißt, ob es sich um eine zentrale Großanlage oder eine dezentrale Containeranlage handelt sowie von dem bereitgestellten Produkt und seinem Einsatzgebiet.

EINGLIEDERUNG IN PRODUKTIONS- UND PRODUKTINFRASTRUKTUREN

Produktionsseitig benötigt die PEM-Elektrolyse hauptsächlich Wasser und Strom als Input. In Deutschland stellen die Wassermengen, die benötigt werden, praktisch kein Problem dar. Dies könnte sich in anderen Ländern der Welt, zum Beispiel ariden Gebieten, jedoch anders darstellen. Die Exportfähigkeit der PEM-Elektrolyse wird daher unter anderem davon abhängen, wie gut die Wasserverfügbarkeit und die Verfügbarkeit von EE-Strom sind. Grundsätzlich ist darauf zu achten, dass es dabei zu keinen Interessenskonflikten bei der Nutzung von Wasser kommt. Hinsichtlich der Stromversorgung zeigen die Analysen, dass nur Strom aus erneuerbaren Quellen zu einer ökologischen Verbesserung führt. Die produktseitige Einpassung ist stark abhängig vom gewählten Einsatzgebiet des produzierten Wasserstoffs. Soll der Wasserstoff hauptsächlich als Energieträger genutzt werden, so werden entsprechende Speicher und Verteilnetzstrukturen wie beispielsweise Pipelines benötigt. Entsprechend große Speicher sind in Deutschland noch nicht vorhanden. Dabei

kommen beispielsweise Salzkavernen in Frage, die große Mengen Wasserstoff aufnehmen können, der bei Bedarf zur Verfügung steht. PEM-Elektrolyseure können aber auch, wie hier untersucht, in größere Prozessketten eingebunden werden, wie der OME-Synthese oder zur Bereitstellung von Wasserstoff für den Weitertransport per LOHC. Je nach Folgeprozess werden gegebenenfalls weitere Edukte und damit verbundene Infrastrukturen benötigt. Für die OME-Synthese wird beispielsweise eine CO₂-Quelle benötigt. Im Falle der Bereitstellung von Wasserstoff kann die LOHC-Technologie sowohl für die Transportlogistik, wie auch als Speicher fungieren.

Für die großtechnische Elektrolyse von CO₂ bei niedriger Temperatur (NT-Elektrolyse) werden vor allem Strom und CO₂ in großen Mengen benötigt. Da die Elektrolyse in einem Bereich von 60–120% der Auslegungsleistung betrieben werden kann, ist eine Anpassung an ein fluktuierendes Stromangebot möglich. Der Anschluss an das bestehende Stromnetz muss mit entsprechend dimensionierten Leitungen erfolgen. Für die Versorgung mit CO₂ muss entweder die Elektrolyseanlage in direkter Nachbarschaft einer CO₂-Quelle (Abscheidung aus konzentrierten Abgas-Strömen oder Abscheidung aus der Luft) stehen oder eine entsprechende Transportinfrastruktur vorhanden sein. Kohlenmonoxid, das Produkt der CO₂-Elektrolyse, wird idealerweise direkt vor Ort weiter verarbeitet (zum Beispiel zusammen mit H₂ zur Kohlenwasserstoff-Synthese chemisch oder fermentativ). Somit kommen idealerweise Industrieparks oder größere Gewerbegebiete als Standorte in Frage.

Eines der Einsatzgebiete der HT-Co-Elektrolyse stellt ein zentrales industrielles Umfeld dar, in das die Produktion von Synthesegas entsprechend eingebunden werden soll. Der Fokus liegt hierbei auf einem Synthesegasverhältnis H₂:CO von 2:1 und damit auf den direkten Kopplungen mit Fischer-Tropsch- oder Methanol-Synthese-Verfahren vor Ort. In diesem Umfeld laufen sowohl die vor- und nachgelagerten Prozesse, aus produktionstechnischer und ökonomischer Sicht kontinuierlich, sodass hier kein weiterer Anpassungsbedarf bei der Integration der HT-Co-Elektrolyse gibt. Anpassungsbedarfe gibt es dagegen im Hinblick auf die unterschiedlichen Anlagengrößen, die CO₂- und Wärmebereitstellung (beziehungsweise Integration) und im Fall des teilintegrierten Konzeptes zudem zur Aufreinigung des Roh-Synthesegases¹⁰. Die bestehenden Fischer-Tropsch- beziehungsweise Methanol-syntheseanlagen sind um 2–3 Größenordnungen größer als die für HT-Co-Elektrolyse Anlagen angestrebte Entwicklungsgröße

¹⁰ Am FZJ ist geplant, durch eine Rezyklierung des im Stack nicht umgesetzten Versorgungsgases den Anteil an CO₂ im Roh-Synthesegas deutlich zu senken (<2%). Perspektivisch wird dann für anschließende Upstreamprozesse keine weitere Aufreinigung benötigt

von 100–200 kWel pro Modul¹¹. Die bestehenden Fischer-Tropsch-beziehungsweise Methanolsynthesenanlagen sind um mehrere Größenordnungen größer als die in Entwicklung befindlichen HT-Co-Elektrolyse Anlagen (< 5 kWel¹²) beziehungsweise deren angestrebte Entwicklungsgröße von 100–200 kWel¹¹. Daher sind entweder noch Konzepte für eine partielle und sukzessive Integration von dezentralen HT-Co-Elektrolyseuren oder umgekehrt, Konzepte für eine modulare Hochskalierung der HT-Co-Elektrolyse zwecks vollständiger Integration in die Produktion erforderlich. In beiden Fällen wird es zu unterschiedlichen Anpassungsbedarfen der bestehenden Produktionssysteme kommen. In diesem Kontext entsteht zusätzlich Anpassungsbedarf bei der CO₂-Bereitstellung für die Synthesegasproduktion (siehe auch Anforderungen an CO₂-Transport und -Quellen), die im Abschnitt Anforderungen an die CO₂-Quellen dargestellt werden. Nicht zuletzt stellt der (konstante) Bedarf an Hochtemperaturwärme (siehe auch Abschnitt Eingliederung in die Energieversorgungsinfrastruktur) für die HT-Co-Elektrolyse Anlagen zusätzliche Anforderungen an die Integration in bestehende Produktionsinfrastrukturen dar, um die möglichen sehr hohen Gesamtwirkungsgrade zu erreichen. Dazu ist die Abwärme am jeweiligen Standort (zum Beispiel aus der Fischer-Tropsch-/Methanol-Synthese) möglichst umfassend zu nutzen und um Power-to-Heat-Lösungen zu ergänzen. Diesbezüglich sind Anpassungen der Auslegungen, Leitungen und Prozessführungen der bestehenden Produktionsinfrastrukturen vorzunehmen. Für einen (zunächst wahrscheinlichen) ersten Einsatz in Nischenanwendungen beispielsweise für Industrieanwendungen mit besonderen (wechselnden) Anforderungen an die Synthesegas-Qualität sollte die Systemkompatibilität keine kritische Rolle spielen. In diesem Fall bedarf es aller Voraussicht nach insbesondere keiner zusätzlichen Stromversorgungsinfrastruktur.

Neben der Synthesegaserzeugung über die HT-Co-Elektrolyse, welche sich aktuell in einem relativ frühen, aber vielversprechenden Stadium der technischen Entwicklung befindet, bestehen weitere Pfade, welche für PtX-Anwendungen in Frage kommen. So besitzt beispielsweise die Erzeugung von Wasserstoff in einer konventionellen Elektrolyseeinheit mit anschließender Umsetzung verschiedenartiger Kohlenstoffquellen und Wasserdampf in einem RWGS-Reaktor bereits ein TRL von 6–8. Aus Synthesegas können über verschiedene, großtechnisch implementierte

Routen Basischemikalien, wie zum Beispiel Methanol, Alkane, Alkene usw. hergestellt werden.

EINGLIEDERUNG IN TRANSPORTINFRASTRUKTUREN

Der über die PEM-Elektrolyse bereitgestellte Wasserstoff kann gegenwärtig im bestehenden Erdgasnetz mit bis zu 10 % eingespeist werden (Busack u. a. 2014). Weiterführende Studien legen nahe, dass sogar eine Beimischung von bis zu 30 % kein Problem darstellen sollte (Dörr u. a. 2016). Alternative Transportmöglichkeiten sind durch Verflüssigung oder Verdichtung auf 700 bar möglich. Beide Varianten haben jedoch den Nachteil, sehr energieintensiv und vergleichsweise teuer zu sein. Die LOHC-Transporttechnologie stellt daher eine innovative weitere Möglichkeit zum Aufbau einer einfachen und leicht integrierbaren Versorgungsinfrastruktur dar, die unter Kapitel 8.2 detaillierter beleuchtet wird.

Für die betrachteten Elektrolyseure auf niedriger und hoher Temperatur (NT- und HT-Co-Elektrolyse) gelten hinsichtlich der benötigten Transportinfrastrukturen ähnliche Voraussetzungen, mit der Einschränkung, dass für die NT-Elektrolyse aufgrund der niedrigen Temperaturen kein Dampf bereitgestellt werden muss¹³. Da die HT-Co-Elektrolyse an bereits bestehenden Industriestandorten eingesetzt werden soll, werden die benötigten Infrastrukturen (Wasser, Synthesegas, Aufbereitungsanlagen für Abwässer etc.) bereits vorhanden sein. Bei Neubauten insbesondere in (ländlichen) Außengebieten sind allerdings die nötigen Wasserinfrastrukturen und -qualitäten sowie ihre möglichen Rückwirkungen insbesondere auf die regionalen Verfügbarkeiten und das Grundwasser zu berücksichtigen. Zusätzliche Aufbereitungsanlagen inklusive Leitungen für einen Wasserkreislauf sind in diesen Fällen voraussichtlich mitzuplanen.

Für die Bereitstellung von Wasserdampf wird nur dann eine zusätzliche Transportinfrastruktur gebraucht, sofern dieser aus einer bereits bestehenden Dampfversorgung am Standort ausgekoppelt und zur HT-Co-Elektrolyse geleitet werden soll. In diesem Fall werden Anpassungen der vorhandenen Infrastrukturen bezogen auf Auslegungen, Leitungslängen, Speicher und Betriebsweisen erforderlich. Andernfalls gehört die Wasserdampferzeugung zu den zentralen, integrierten Systemkomponenten der HT-Co-Elektrolyse Anlage.

11 Für die Bereitstellung von Kraftstoffen über Containeranlagen werden MW-Anlagen angestrebt, bestehend aus mehreren 100–200 kW Modulen.

12 Die genannten Größen beziehen sich auf die Arbeiten des FZJ. Die Sunfire GmbH betreibt innerhalb der Containeranlagen zur Kraftstoffbereitstellung Anlagen mit einer Leistung ≥ 10 kW.

13 Ausgenommen hiervon ist der Einsatz der HT-Co-Elektrolyse in modularen, autarken Containeranlagen.

Wird das nötige CO₂ on-site abgetrennt und für die HT-Co-Elektrolyse bereitgestellt (zum Beispiel aus vorhandenen industriellen Punktquellen oder via DAC), dann wird dafür keine zusätzliche Transportinfrastruktur, wohl aber zusätzliche Produktionsinfrastruktur, benötigt. Im Falle einer Nutzung von dezentralen beziehungsweise weiter entfernten CO₂-Quellen ist eine entsprechende Infrastruktur für CO₂ aufzubauen, womit ein hoher Aufwand verbunden ist.

EINGLIEDERUNG IN DIE ENERGIEVERSORGUNGSINFRASTRUKTUR UND EIGNUNG ZUR NETZSTABILISIERUNG

Grundsätzlich stellen Elektrolyseure, wenn sie an das Nieder- oder Hochspannungsnetz angebunden werden, eine zusätzliche Last dar, die je nach freien Netzkapazitäten einen Ausbau des betreffenden und vorgelagerten Stromnetzes (inkl. Betriebsmittel) erforderlich machen kann. Dies gilt vor allem für Gebiete, die bereits heute schon große Stromsenken sind wie zum Beispiel das Bundesland NRW. Ausnahmen hiervon stellen Netzgebiete mit hohen EE-Erzeugungskapazitäten vor allem von Windkraft dar, in denen der EE-Strom dann zu größeren Anteilen vor Ort genutzt werden kann. Im Gegenzug würden konventionelle Dampfreformer substituiert, so dass der Bedarf an Erdgas und damit die Auslastung von Gasleitungen reduziert werden. Dies könnte im Zusammenhang mit den angestrebten Einsparungen für die Wärmeversorgung von Gebäuden dazu führen, dass Gasleitungen nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Diese könnten dann gegebenenfalls zu Wasserstoffleitungen umgewidmet werden.

Wenn man unterstellt, dass die Kraftstoffmengen an Diesel/ Benzin in den metaanalytisch betrachteten Klimaschutzszenarien (Kapitel 18.1 Abbildung C.45 (Ausfelder; Dura 2018)) langfristig (2050) durch synthetischen Kraftstoff beispielsweise aus HT-Co-Elektrolyse und Fischer-Tropsch-Anlagen ersetzt werden, fällt dafür ein erheblicher zusätzlicher Strombedarf an. Im Falle des Produktionswegs via HT-Co-Elektrolyse und Fischer-Tropsch-Anlagen würde sich dieser beispielsweise aus heutiger Sicht auf bis zu 79 TWh belaufen. Das entspricht rein rechnerisch einer installierten Last von insgesamt rd. 22 GWel in HT-Co-Elektrolyse Anlagen. Dies stellt im Vergleich zur heutigen Spitzenlast im Bereich von ca. 80 GWel eine erhebliche Zunahme dar. Das Stromnetz wäre daher für einen solchen Anwendungsfall in erheblichem Umfang auszubauen. In diesem Sinne sind darüber hinaus auch die EE-Stromerzeugungskapazitäten im Vergleich zu einem System ohne HT-Co-Elektrolyse erheblich auszubauen und/oder ist mehr Strom zu importieren.

Stellt die PEM-Elektrolyse in ihrer Gesamtheit einen signifikanten Anteil des Gesamtenergiebedarfs dar, so sind insbesondere die Wechselwirkungen der PEM-Elektrolyseure mit dem restlichen Energiesystem zu betrachten. Die Bereitstellung elektrischer Energie kann auf verschiedenen Spannungsebenen erfolgt. Da die PEM-Elektrolyse für einen flexiblen Betrieb sehr gut geeignet ist, kann ein fluktuierendes Dargebot an erneuerbarem Strom gut emuliert werden, sodass diese Technologie ein überwiegend auf erneuerbaren Energieträgern basiertes Stromsystem hervorragend ergänzt. In (Ausfelder; Dura 2018) wurden die Möglichkeiten und Effekte eines Teillastbetriebs bereits genauer dargelegt. Da auf der Seite der Verbraucher häufig eine kontinuierliche Versorgung erwartet wird (beispielsweise hinsichtlich der Versorgung von Kraftstoffen für den Verkehrssektor), müssen entsprechende Wasserstoffspeicher aufgebaut werden, wie im Abschnitt Produktions- und Produktionsinfrastrukturen bereits dargelegt.

Die Betriebsweise der NT-Elektrolyse ist ebenfalls an ein variables Stromangebot anpassbar. Für einen wirtschaftlichen Betrieb sind aktuell mindestens 6.000 Betriebsstunden pro Jahr anzusetzen, was einer rund 70%igen Auslastung im Jahr entspricht. Im Jahresverlauf kann die Last dabei zwischen 60 und 120%, eventuell auch in einem größeren Bereich variiert werden.

Bei der HT-Co-Elektrolyse ist die Wärmeversorgung entweder vorzugsweise innerhalb der Produktionsstrukturen (zuvor genannt) gelöst oder erfolgt über Power-to-Heat (PtH). Folglich wird die Betrachtung der Eingliederung in die energetischen Infrastrukturen zunächst auf Strom bezogen. Die angestrebten HT-Co-Elektrolyse Anlagen (im kWel-Bereich) werden einzeln entweder im Mittelspannungsnetz oder bei Aggregationen zu großen Anlagen im industriellen Kontext im Hochspannungsnetz angeschlossen. Hinsichtlich der Eignung zur Netz- beziehungsweise Systemstabilisierung (siehe Kapitel 3.1) sind die Teillast- und Reaktionsfähigkeit zentrale Kenngrößen. Dabei ist zwischen den Eigenschaften von elektrischen Teilsystemen (vor allem dem Stack) und den thermischen Teilsystemen (Verdampfer etc.) sowie dem Gesamtsystem zu unterscheiden. Der Stack verfügt über eine deutlich größere Teillastfähigkeit und schnellere Reaktionszeit als das Gesamtsystem (mit Gaszufuhr der Inlet-Gase und Aufbereitung der Outlet-Gase) und kann innerhalb gewisser Temperaturgradienten und Betriebsspektren auch steile Lastgradienten fahren. Dies konnte im Rahmen eines Flexibilisierungs-Degradationstest (Leistungsreduktion auf bis zu 50%, Lasterhöhung auf bis zu 125%, Bereitstellung der einzelnen Stufen innerhalb von 5 min¹⁴) unter Beweis gestellt werden. Wie erwartet, folgt die Leistung am Stack eng und schnell der An-

forderung des Lastprofils, insbesondere wenn Effizienzeinbußen aufgrund von nicht umsetzbaren Inlet-Gasen unberücksichtigt bleiben. Degradationseffekte zeigen sich allerdings recht deutlich in Zeiten der Überlast (Lasterhöhung über die Nominallast hinaus) durch die Erhöhung der Stromdichte und damit auch des Umwandlungsverhältnisses. Werden die weiteren, in der Laborumgebung relevanten Komponenten in die Beurteilung mit einbezogen, ist die Flexibilisierbarkeit bereits deutlich reduziert, da die thermische Trägheit der gasversorgenden Komponenten deutlich größer ist, als die des Stacks und der Stack auf eine diskontinuierliche Gasversorgung sensitiv reagiert. Durch den modularen Aufbau können die einzelnen Module direkt angesteuert werden und können so eine individuelle Laständerung ermöglichen. In der zugrundeliegenden Gesamtsystemeinbettung sind nicht nur die Reaktionszeiten in der Gesamtsystemeinbettung deutlich träger als die der SOEC allein (oder den in der Laborumgebung berücksichtigten Komponenten), auch die Gesamtsystemeffizienz würde aufgrund des hohen Wärmebedarfs und der benötigten komplexen Wärmeintegration bei Ermöglichung der flexiblen Fahrweise leiden. Mit einem zusätzlichen Aufwand bezüglich der Auslegungsplanung, insbesondere auch der Installation von Pufferspeichern und damit verbundenen zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten sind die genannten Flexibilitätshemmnisse prinzipiell überwindbar. Die bereits hohen Investitionen für die HT-Co-Elektrolyse machen die Auslegung auf eine flexible Fahrweise jedoch eher unwahrscheinlich. Die Differenzkosten zu anderen Systemen würden durch Flexibilisierung weiter steigen und die HT-Co-Elektrolyse ökonomisch relativ unattraktiv machen. Auch die Flexibilisierung mittels Pufferspeichern ist im Falle des Syngas aufwendiger und teurer als im Falle von Wasserstoff, da die Syngas-Pufferung bisher weniger etabliert ist. Auch für andere Hochtemperatur-Systeme gibt es aktuell keinen Anwendungsfall, in dem eine flexible Betriebsweise gewählt wird. Der junge Entwicklungsstand der Technologie (TRL des Gesamtsystems von ca. 4) bietet jedoch auch Chancen: Bei der weiteren Entwicklung können Innovationen theoretisch auch durch die Anforderungen, die sich durch die Bereitstellungsmöglichkeit von Flexibilität ergeben, getrieben werden. Hierbei ist insbesondere die Entwicklung von Speichern zur Pufferung von Syngas, die Berücksichtigung der Robustheit der SOEC gegenüber thermischen Schwankungen in ihrer Weiterentwicklung und die Berücksichtigung von Flexibilität in der Auslegungsplanung der Wärmeintegration zu nennen. Generell bleibt jedoch zu beachten, dass die nötigen hohen Betriebstemperaturen und die geplante kontinuierliche Betriebsweise für die

HT-Co-Elektrolyse die Flexibilisierung und damit die Integration in ein fluktuierendes erneuerbares Energiesystem erschweren.

ANFORDERUNG AN DIE CO₂-QUELLEN

In Kapitel 14.1 der ersten Roadmap (Ausfelder; Dura 2018) sind die grundsätzlich möglichen CO₂-Quellen mit ihren jeweiligen technischen Parametern wie Verunreinigungsgrad und Volumenströme detailliert dargestellt. Für alle PtX-Technologien gilt ein relativ hoher Anspruch an die Reinheit des CO₂, wengleich die spezifischen Verunreinigungen und Verträglichkeiten gegenüber diesen noch nicht vollumfänglich erforscht sind.

Die Nutzung industrieller Punktquellen erfordert entsprechende CO₂-Abscheidungsanlagen sowie die nötigen Infrastrukturen aus Leitungen und Pufferspeichern. Dies setzt einerseits größere Anlagenkonzepte voraus und andererseits eine langfristige Verfügbarkeit der Punktquelle. Aus Sicht von kleineren PtX-Anlagen bietet es sich dagegen eher an, das CO₂ entweder aus biogenen Quellen oder mit Hilfe von Direct Air Capture (DAC) aus der Luft zu beziehen. Letztere hätten die Vorteile, dass sie

- a) die anfallenden Volumenströme dem tatsächlichen Bedarf anpassen können und somit die Notwendigkeit einer Zwischenspeicherung von CO₂ reduzieren sowie
- b) prinzipiell auch vor Ort eingesetzt werden und damit zusätzlichen Aufwand bei den Transportinfrastrukturen einsparen könnten.

Allerdings weist die DAC-Technologie im Vergleich zu biogenen CO₂-Quellen einen wesentlich höheren spezifischen Energieaufwand sowie Forschungs- und Entwicklungsaufwand auf, da sie großmaßstäblich noch nicht demonstriert ist. Dabei bleibt jedoch zu beachten, dass noch großes Optimierungspotenzial ausgeschöpft werden kann. So kann in integrierten Prozessen die benötigte Wärmemenge aus Abwärme bereitgestellt werden. Je nach Folgeprozessen können weiterhin Prozessschritte „eingespart“ werden, so ist beispielsweise in einer kombinierten Anwendung mit der HT-Co-Elektrolyse eine Trocknung des abgeschiedenen CO₂ nicht notwendig, wodurch sich Einsparungen im Stromverbrauch ergeben. Eine Nutzung von biogenen CO₂-Quellen wirft jedoch die Frage der Verfügbarkeit der natürlichen Ressourcen auf.

Wengleich eine Aufreinigung prinzipiell für jede CO₂-Quelle technisch möglich ist, bestehen ökonomische Vorteile für hohe

14 Am Stack lassen sich aus rein technischer Sicht auch noch deutlich schnellere Lastgradienten realisieren (Lastabwurf innerhalb von Sekunden) und auch stärkere Lastreduktionen sind ohne Schwierigkeiten umsetzbar, waren jedoch nicht Gegenstand des Degradationstests.

Reinheiten im Abgasstrom. Das Spektrum der CO₂-Konzentrationen industrieller Punktquellen reicht dabei von 15% in der Roheisen- und Stahlherstellung bis zu 100% in der Ammoniak- und Ethylenoxidsynthese, wo das CO₂ aus prozesstechnischen Gründen ohnehin bereits abgetrennt wird (vergleiche Kapitel 14 von (Ausfelder; Dura 2018)). Auch bei den biogenen Quellen liegt die CO₂-Konzentration im Abgas mit ca. 45% (Biomethan) und nahezu 100% (Bioethanol) besonders hoch, allerdings ist das erschließbare absolute Mengenpotenzial stark begrenzt. Dieser Umstand wird dadurch erschwert, dass Biogas primär zur Stromproduktion genutzt wird und nur in geringem Umfang eine Aufbereitung (das heißt CO₂-Abtrennung) für die Einspeisung in das Erdgasnetz erfolgt¹⁵. Zudem wurde in Experteninterviews auf die Notwendigkeit gegebenenfalls aufwendiger Entschwefelung verwiesen, um einer Minderung der Performance vorzubeugen. DAC bietet die Möglichkeit, CO₂ unabhängig von Punktquellen in nahezu reiner Form direkt aus der Umgebungsluft abzuscheiden, geht aber mit den oben beschriebenen Restriktionen einher.

Im Bereich der Anforderungen an die stofflichen Eigenschaften von CO₂ für die NT- und HT-Co-Elektrolyse besteht aufgrund des frühen Technologiestadiums noch erheblicher Forschungsbedarf. Dies gilt insbesondere für die Verträglichkeit mit spezifischen Verunreinigungen in Hinblick auf Anlagenperformance und -Langlebigkeit. Derzeit wird CO₂ sowohl für die HT-Co-Elektrolyse-Anlagen als auch für industrielle Produktionsanlagen in technischer Qualität mit einer Reinheit von ca. 99,5% verwendet. Dieser Reinheitsgrad kann, Stand heute, als praxistaugliche Mindestanforderung angesehen werden. Die mögliche Tauglichkeit von geringeren CO₂-Reinheiten für die HT-Co-Elektrolyse wäre noch eine Untersuchungsfrage. Als prinzipiell kritischste Verunreinigungen für die HT-Co-Elektrolyse sind Schwefel-, Halogen- und Phosphorverbindungen zu nennen. Zum Beispiel senkt die Anwesenheit von Schwefelwasserstoff (H₂S) die Anlagenperformance, was aber in diesem Fall reversibel und nicht kritisch bei niedrigen Konzentrationen ist. Auch Bor senkt die Leistung, ebenso wie Feinstaub und Schwermetalle, welche zudem die Anlage verstopfen. Bereits aus dieser vorläufigen Auflistung bekannter problematischer Verunreinigungen wird ersichtlich, dass CO₂ als Feedstock in möglichst reiner Form vorliegen sollte, was je nach CO₂-Quelle eine umfassende Aufreinigung vor der Nutzung in der HT-Co-Elektrolyse nötig macht. Hierfür sind je nach Verunreinigungen verschiedene Technologien geeignet, die dann entweder am Ausgang der CO₂-Quelle oder am Eingang der HT-Co-Elektrolyse Anlage zu integrieren sind.

Ferner ist zu beachten, dass diese Bewertung und die zuvor dargestellten nötigen Anpassungen und damit verbundenen Aufwände von der Standortwahl und der weiteren Technologie- und Marktentwicklung abhängen. Die Standortwahl, sowie die Technologie- und Marktentwicklung ist für jede PtX-Technologie einzeln zu betrachten. So wird sich, aus Sicht der Experten, die Standortwahl für die HT-Co-Elektrolyse für die Bereitstellung von Synthesegas für die chemische Grundstoffindustrie in Deutschland voraussichtlich weniger an Standorten der dargebotsabhängigen EE-Erzeugung orientieren, da die Technologie besser für einen kontinuierlichen Betrieb geeignet ist. Folglich wird sich die Standortwahl mehr an dem Bezug von CO₂ oder der Abnahme des Synthesegases orientieren. Bei der PEM-Elektrolyse wird sich dies vermutlich anders darstellen, da diese Technologie hervorragend für den flexiblen Betrieb geeignet ist und nicht auf die Bereitstellung von CO₂ als Input angewiesen ist. Daher ist durchaus denkbar, dass sich die Standortwahl bei der PEM-Elektrolyse mehr am Dargebot erneuerbarer Energien orientiert, wobei auch hier auf die Wirtschaftlichkeit zu achten ist, die stark von der Auslastung der Anlagen abhängt, wie in Kapitel 6 dargestellt.

8.2 Bereitstellung und Nutzung von PtX-Kraftstoffen

Autorin: Hanna Dura (DEC)

Urheber/-innen der Ergebnisse: Sarah Deutz (RWTH-LTT), Susanne Forster (Audi), Thomas Grube (FZJ-IEK3), Cornelia Merz (Öko-Institut), Andreas Patyk (ITAS), Dominik Poncette (ITAS), Patrick Preuster (FAU), Martin Robinius (FZJ-IEK3), Wolf-Peter Schill (DIW), Detlef Stolten (FZJ-IEK 3), Jürgen Sutter (Öko-Institut)

Für eine übersichtliche Darstellung werden die unterschiedlichen Aspekte der Systemkompatibilität im Folgenden etwas weiter aufgeschlüsselt und für die unterschiedlichen PtX-Routen zur Bereitstellung und Nutzung von synthetischen Kraftstoffen untersucht. Dabei bleibt zu beachten, dass die Prozessketten zur Herstellung von PtX-Kraftstoffen auf den Prozessketten zur Bereitstellung chemischer Grundstoffe, zum Beispiel Wasserstoff oder Synthesegas aufbauen. Folglich gelten für den Elektrolyse-Teil der hier vorgestellten Prozessketten die jeweils zuvor aufgeführten relevanten Aspekte. Da die Elektrolyseeinheit (außer PEM-Elektrolyse) in vielen Fällen derjenige Prozessteil ist, der auf den CO₂-Input angewiesen ist und hauptsächlich für den hohen Strombedarf verantwortlich ist, werden diese Anforderungen in

¹⁵ Ausgenommen hiervon ist der Einsatz der HT-Co-Elektrolyse in modularen, autarken Containeranlagen.

diesem Abschnitt nicht nochmals dargestellt, es sei dafür auf Kapitel 8.1 verwiesen. Am Ende des Kapitels wird die Eignung der PtX-Routen in einer übersichtlichen semiquantitativen Tabelle dargestellt. Diese ist jedoch nicht alleinstehend zu betrachten, sondern ist in jedem Fall im Kontext der Erläuterungen der vorangegangenen Absätze zu verstehen.

EINGLIEDERUNG IN PRODUKTIONS- UND PRODUKTINFRASTRUKTUREN

Die LOHC-Technologie lässt sich vergleichsweise einfach in die bestehenden Infrastrukturen integrieren. Die Hydrieranlage ist hauptsächlich auf eine Wasserstoffquelle angewiesen. Dabei

ist der Ursprung des Wasserstoffs aus technischer Sicht nicht relevant, um jedoch die Klimaschutzziele einhalten zu können, muss dieser zwingend aus regenerativen Quellen bereitgestellt werden. Die Hydrieranlage kann entweder direkt an eine Elektrolyseanlage gekoppelt sein, wie beispielsweise die PEM-Elektrolyse oder Wasserstoff aufnehmen, der zum Beispiel in der Chlor-Alkali-Elektrolyse als Nebenprodukt anfällt. Im ersten Fall sind die entsprechenden Infrastrukturen für die jeweilige Elektrolyseanlage notwendig, im Falle der PEM wäre dies prinzipiell lediglich eine ausreichende Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms, sodass die Prozesskette sowohl an einem etablierten Industriestandort als auch auf der „grünen Wiese“ aufgebaut werden kann. Um den Wasserstoff direkt für den Verkehrssektor nutzbar machen

SCHLAGLICHT 2

Autor: Thomas Hamacher (TUM)

DIE BEDEUTUNG SYNTHETISCHER TREIBSTOFFE FÜR DIE WEITERE ENTWICKLUNG VON SINGAPUR

Singapur ist ein hochindustrialisierter Inselstaat in Südostasien. Die Wirtschaft ist sehr stark diversifiziert. Das Land verfügt über einige der größten Raffinerien. Hafen und Flughafen verbrauchen erhebliche Mengen an Treibstoffen. Das verarbeitende Gewerbe, insbesondere im Bereich der Elektronik, setzt auf eine sehr hohe Versorgungssicherheit im Bereich des elektrischen Energiesystems. Singapur selbst verfügt über keine fossilen Energieträger. Der Ausbau von erneuerbaren Energien auf dem Staatsgebiet ist geplant, wird aber immer nur einen kleinen Teil der verbrauchten Energie bereitstellen können. Bestrebungen, die erneuerbaren Erzeugungspotenziale der Nachbarn zu nutzen, stoßen auf erhebliche Bedenken der Regierung. Singapur plant in Zukunft, seine Abhängigkeit von den direkten Nachbarn in Bezug auf Wasser- und Lebensmittelversorgung zu reduzieren. Meerwasserentsalzung und industrielle Lebensmittelproduktion werden aber die Nachfrage nach Energie noch einmal steigern.

Der Import synthetischer Treibstoffe bietet sich als Alternative an, da

- a) eine Vielfalt an Erzeugerländern denkbar ist, die eine Abhängigkeit von einem Land oder einer Region vermeiden können und
- b) die Speicherfähigkeit der Treibstoffe kurzfristige Unterbrechungen der Versorgung auffangen können.

Singapur hat eine lange Tradition in der Raffinierung und Weiterverarbeitung von Erdölprodukten, hat Banken, die sich mit der Finanzierung von Energiegeschäften auskennen, hat einen sehr florierenden Hafen und Flughafen und entwickelt sich auch zu einem Hub für Flüssiggas. Damit sind viele Voraussetzungen für die Entwicklung und Etablierung neuer Energietechnologien gegeben.

Als erster Partner in der Erzeugung synthetischer Treibstoffe bietet sich Australien mit seinen erheblichen Flächen und hervorragenden Solarstandorten an.

Mit 2000 PJ an Schiffs- und Flugtreibstoffen ist dieser Sektor mehr als Faktor drei größer als der Endenergieverbrauch in Singapur, der etwa bei 600 PJ liegt. Sollte nur ein Viertel des Treibstoffs durch P2X-Produkte bereitgestellt werden, dann sind dies 500 PJ oder etwa 140 TWh. Heute werden in Australien 260 TWh an Strom verbraucht. Sollten die zuvor genannten Mengen an Wasserstoff bzw. synthetischen Energieträgern bereitgestellt werden, käme noch einmal eine ähnliche Menge an Stromverbrauch dazu. Alleine dieser Vergleich macht klar, dass dies einen erheblichen Eingriff in die australische Energiewirtschaft bedeuten würde.

Herstellung und Transport einer solchen Menge an Wasserstoff beziehungsweise synthetischer Kohlenwasserstoffe verlangt einen erheblichen Aufbau an Infrastruktur. Würden die 140 TWh mit flüssigen Wasserstofftankern mit einer Kapazität von 0,42 TWh geliefert werden, dann müssten 330 Fahrten pro Jahr durchgeführt werden, also quasi ein Tanker pro Tag.

zu können, müssen gleichzeitig Brennstoffzellenfahrzeuge am Markt hochlaufen. Gegenwärtig bewegt sich der Anteil der Brennstoffzellenfahrzeuge noch im Promillebereich, laut KBA sind gegenwärtig 386 PKW mit Brennstoffzelle in Deutschland gemeldet (Süddeutsche Zeitung 2019). Diese Zahlen zeigen auf, dass der Markt für Brennstoffzellenfahrzeuge erst noch erschlossen werden müsste, sodass sich die produktseitige Integration von LOHC sehr unterschiedlich darstellt.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt gibt es noch keine Brennstoffzellenfahrzeuge im Privatbesitz in Deutschland, sodass der nötige Absatzmarkt für die LOHC-Technologie im Verkehrsbereich noch nicht gegeben ist. Dabei handelt es sich, ähnlich wie bei batteriebetriebenen Fahrzeugen, um das sprichwörtliche „Henne-Ei-Problem“; es stellt sich die Frage, was zuerst aufgebaut werden sollte, die Infrastruktur oder die Fahrzeuge? Mit der LOHC-Technologie kann die nötige Infrastruktur relativ schnell aufgebaut werden, da an dieser Stelle lediglich geringfügige Anpassungen an der bestehenden Transportinfrastruktur nötig sein werden.

Die erforschten Konzepte zur Bereitstellung von LNG, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel eignen sich prinzipiell sehr gut für typische Chemie- und Raffinerie-Standorte. Gleichzeitig bietet die ebenfalls untersuchte modulare Konzeption in Container-Anlagen die Möglichkeit, auch an Standorten mit geringen Angeboten an Strom, Wasser oder CO₂ dezentral Kleinanlagen zur lokalen Versorgung zu betreiben. Hier bietet sich der Vorteil, dass durch die Modularität der Kompaktsysteme eine relativ simple Skalierung per „Numbering-up“ möglich ist. Die Kraftstoffe können ohne weitere Anpassungen in die heutigen Infrastrukturen (Speicher, Tanklastwagen, Tankstellen) integriert werden, da sie sich ebenfalls als Drop-In-Kraftstoffe eignen.

Bei der Bereitstellung von LNG über den Oxyfuel-Prozess wird (Rest-)Biomasse verwendet, die grundsätzlich überall in Deutschland verfügbar ist. Dabei sind jedoch Nutzungskonkurrenzen mit anderen Verfahren und Anwendungsmöglichkeiten der Biomasse zu beachten. Die Bereitstellung von LNG über den LNG_HTEL-Prozess kann zentral sowie dezentral erfolgen, wobei dies abhängig von den Möglichkeiten zur Nutzung der Abwärme und der Verfügbarkeit von Wasserstoff ist. Dies kann entweder durch ein gegebenes Wärmenetz erfolgen, oder über die Einbindung in einen exothermen Industrieprozess, was den Prozesswirkungsgrad erhöht. Wird das LNG-Verfahren an eine CO₂-Aufbereitungsanlage (zum Beispiel aus einer industriellen Punktquelle) gekoppelt, kann ebenfalls die Abwärme für die Wäsche beziehungsweise Regeneration genutzt werden.

Die Systemkompatibilität der OME_x-Kraftstoffe ist in (Ausfelder; Dura 2018) beschrieben, mit detaillierten Ausführungen hinsichtlich der produktseitigen Integrierbarkeit sowie der Kraftstoffeigenschaften und der Verbrennung, daher wird im Folgenden lediglich eine kurze Zusammenfassung wiedergegeben. OME_x-Erzeugungsanlagen werden für den großtechnischen Einsatz konzipiert, sodass eine Integration an bereits bestehenden, ausgebauten Industriestandorten möglich ist. Beispielsweise können dabei bestehende Anlagen zur Methanolsynthese genutzt werden, die um die entsprechenden OME-Synthese-Einheiten ergänzt werden können. Insbesondere zur Bereitstellung von OME₁ wären auch Container-Lösungen denkbar.

Der Einsatz von OME_x als Kraftstoff bietet einige Vor- sowie Nachteile. So verbrennt der Kraftstoff deutlich sauberer als fossiler oder FT-Diesel, da die Ruß-NO_x-Schere ausgehebelt wird. Dieser Vorteil kann bereits bei einem Anteil von 35 Vol-% in konventionellem Diesel die Rußemissionen um 80–90 % und die NO_x-Rohemissionen um bis zu 50 % senken. Der Nachteil ist die deutlich geringere Energiedichte, die in etwa der Hälfte des herkömmlichen Diesels entspricht. Ein Anteil von 35 Vol-% OME_x wurde dabei als ideale Beimischung identifiziert, um maximale NO_x und Ruß Emissionsminderung bei möglichst geringer Einbuße der Energiedichte zu erzielen. Soll OME_x als Reinstoff eingesetzt werden, bleibt die Einschränkung einer ca. halbierten Reichweite der Fahrzeuge zu beachten. Eine weitere Schwierigkeit hinsichtlich der Integration von OME_x als Blend oder Reinstoff ist die Materialverträglichkeit. Unverträglichkeiten bestehen mit derzeit eingesetzten Kunststoffverbindungen, die in der Versorgungs- und Nutzungsinfrastruktur (beispielsweise Dichtungsmaterialien und Schläuche an Tankstellen und in Fahrzeugen) genutzt werden. Somit wird eine entsprechende Anpassung der Infrastruktur sowie der Fahrzeuge nötig werden.

EINGLIEDERUNG IN TRANSPORTINFRASTRUKTUREN

Für LOHC lässt sich die bestehende Infrastruktur für fossile Kraftstoffe mitbenutzen, dies betrifft Speicher, Tankfahrzeuge usw. Lediglich Hydrier- und Dehydrieranlagen selbst müssten aufgebaut werden. Da jedoch pro Volumen beziehungsweise Masse weniger Energieinhalt transportiert wird als bei etablierten Kraftstoffen, erhöht sich die Transportmenge. Dies bedeutet, dass die Transportkapazitäten insgesamt ausgebaut werden müssten, falls LOHC-gebundener Wasserstoff den heutigen Energiebedarf in der Mobilität vollständig decken soll.

Für Chemieprodukte, flüssige Kraftstoffe, aber auch für LNG existieren ausgereifte und entwickelte Transporttechnologien und Strukturen, die sowohl für LNG, als auch STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel nutzbar sind. In diesen Fällen bestehen ebenfalls keine Einschränkungen hinsichtlich der Energiedichten und damit wohlmöglich verbundenes zusätzliches Transportaufkommen. Die Kraftstoffe können als Reinstoff oder auch als Mischung direkt nutzbar gemacht werden.

Auch für die OME_x kann grundsätzlich die bereits existierende Infrastruktur der fossilen Kraftstoffe genutzt werden. Wie im vorangegangenen Abschnitt dargelegt, werden gegebenenfalls Anpassungen hinsichtlich bestimmter Kunststoffmaterialien nötig werden. Dieser Punkt ist jedoch noch zu untersuchen und abschließend zu bewerten. Ähnlich wie bei den LOHC kann sich die geringere Energiedichte von OME_x negativ auf das Transportaufkommen auswirken. Bei einem Einsatz als Reinstoff würde sich das Transportaufkommen entsprechend erhöhen, sofern der Kraftstoffbedarf konstant bleibt. Beim genannten Einsatz als Blend minimiert sich dieser Aspekt jedoch.

EINGLIEDERUNG IN DIE ENERGIEVERSORGUNGSINFRASTRUKTUR UND EIGNUNG ZUR NETZSTABILISIERUNG

Wie die Ergebnisse der LCA gezeigt haben, sind die PtX-Konzepte aus ökologischer Sicht nur dann tragbar, wenn der Strom aus erneuerbaren Energiequellen bereitgestellt werden kann. Je nach Entwicklung der PtX-Produktmengen müssen zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten ausgebaut werden, denn die gegenwärtigen Zubaupläne basieren lediglich auf einer Substitution des heute fossil bereitgestellten Stroms. Diese zusätzlichen Mengen sind überdies um ein Vielfaches höher als die Mengen, die für direkte elektrische Antriebe beispielsweise im PKW-Bereich nötig wären. Dies gilt grundsätzlich für alle PtX-Technologien und daraus entstehende Produkte. Die meisten der PtX-Prozessketten sind teillastfähig und können somit in spezifischen Rahmen Last erhöhen und abwerfen. Jedoch hat die techno-ökonomische Analyse gezeigt, dass eine flexible Fahrweise meist mit höheren Produktkosten verbunden ist (siehe Kapitel 6.3), sodass zwischen dem Grad der Systemdienlichkeit und der Wirtschaftlichkeit der Anlagen abgewogen werden muss.

Die LOHC-Anlagen sind in einem großen Maße teillastfähig, typischerweise können die Anlagen in einem Lastbereich zwischen 60% und 150% betrieben werden. Die direkte Kopplung beispielsweise einer PEM-Elektrolyse und LOHC-Hydrierung ermöglicht

sogar das dynamische Abfahren eines PV-Profiles. Soll die Anlage einen positiven Beitrag zur Energiewende und zum Erreichen der Klimaschutzziele leisten, muss der Wasserstoff aus regenerativen Quellen stammen.

Bei der Oxyfuel-Verbrennung sind Lastwechsel unter einer Minute möglich, sofern die Anlage nicht aus dem kalten Zustand hochgefahren werden muss. In diesem Fall kann das Hochfahren, je nach Anlagengröße, bis zu mehreren Stunden dauern.

Die LNG-Synthese über den LNG_HTEL-Prozess ist ebenfalls teillastfähig und kann im Lastbereich von 50%–100% betrieben werden. Angestrebt werden 20%–150% der Auslegung, was im Energy Lab (KIT) getestet wird. Ähnliches gilt für die modulare FT-Synthesetechnologie auf Basis der Mikrostrukturreaktoren. Die Lastwechsel können sprunghaft erfolgen, ohne Probleme mit Wärmemanagement, Sicherheit oder Produktspezifikationen. Durch die sehr gute Dynamikfähigkeit ist die Anlage zur Systemstabilisierung gut geeignet, darüber hinaus entfällt dadurch die Notwendigkeit für einen teuren H₂-oder Synthesegaszwischen-speichers.

Die Synthese von STF-Ottokraftstoff ist durch hohe Teillastfähigkeit gekennzeichnet, die sich durch die Pufferung des Zwischenproduktes Methanol ergibt. Dadurch ist eine getrennte Regelung beziehungsweise Auslastung der unterschiedlichen Prozessschritte CO₂ zu Methanol und Methanol zu Benzin möglich. Darüber hinaus ergibt sich ebenfalls die Möglichkeit das Methanol von extern zuzukaufen.

Ein dynamischer Betrieb der gesamten OME_x-Prozesskette ist unwahrscheinlich und wird nicht angestrebt. Aus diesem Grund sind die Analysen zu den ökologischen und ökonomischen Faktoren entsprechend so aufgebaut, dass lediglich die Elektrolyse systemdienlich gefahren wird und einen H₂-Speicher als Puffer nutzt, während die OME_x-Synthese selbst kontinuierlich läuft. Alternativ ist auch eine Zwischenspeicherung von Rohmethanol denkbar, sodass der größte Anteil der Anlage flexibel gefahren werden kann.

CO₂-QUELLE

Bei der LNG-Synthese über den Oxyfuel-Prozess wird keine externe CO₂-Quelle benötigt, da CO₂ prozessintern durch Oxyfuel-Biomasseverbrennung erzeugt wird. Für die Nutzung des Abgases in einer nachgeschalteten Synthese muss CO₂ gereinigt werden (zum Beispiel Partikelabtrennung, Feinreinigung, um Spurenkomponente wie SO_x und NO_x zu entfernen).

Dies ist Stand der Technik. Es empfiehlt sich ein CO₂-Zwischenspeicher als Puffer.

Bei der LNG-Synthese über den LNG_HTEL-Prozess wird das CO₂ für den Methanisierungsschritt benötigt. Der CO₂-Strom muss gewissen Reinheitsgraden entsprechen, da Verunreinigungen, wie Schwefelverbindungen, ungesättigte Kohlenwasserstoffe, O₂ in hohen Konzentrationen sich negativ auf die Katalysator-Standardzeit auswirken. Dabei birgt der 3-Phasen-Reaktor den Vorteil, dass ein Katalysatorwechsel im laufenden Betrieb erfolgen kann. Der benötigte Volumenstrom hängt direkt von der Anlagenkapazität ab, muss aber in jedem Fall bei >20 bar ($p_{3PM,ü} = 20 \text{ bar}$) vorliegen. Die Umsetzung des CO₂ erfolgt zu nahezu 100% selektiv zu CH₄, sodass keine Nebenprodukte oder ungenutztes CO₂ entstehen.

Die in den oberen Abschnitten dargelegten qualitativen Aussagen werden zusammenfassend und übersichtsartig in **Tabelle B.7** dargestellt. Diese Bewertung basiert dabei jeweils auf der kritischsten Komponente und ist unbedingt im Kontext der Erläuterungen der vorangegangenen Absätze zu verstehen.

Ferner ist zu beachten, dass diese Bewertung und die zuvor dargestellten nötigen Anpassungen sehr stark von der Standortwahl, sowie angestrebter Anlagengröße abhängen. Die Standortwahl, sowie die Technologie- und Marktentwicklung ist für jede PtX-Technologie einzeln zu betrachten.

	Produktions- infrastruktur	Transport- infrastruktur	Energieversorgungs- infrastruktur	Teillastfähigkeit	Reaktionszeit bei Teillast
LOHC					5 Minuten
LRG_Oxyfuel					
STF /MTG					
FT-Diesel					< 30 Min.
OME	x (neue Anlagen benötigt, aber konzeptionell ähnlich klassischen Chemieanlagen)			nur Elektrolyse teillastfähig, OME-Synthese nicht teillastfähig	

sehr gut bedarf keiner Anpassung	zufriedenstellend bedarf geringer Anpassungen	schlecht substanzielle Anpassungen notwendig	nicht umsetzbar benötigt neue Inrastruktur
-------------------------------------	--	---	---

Tabelle B.7: Semiquantitative Darstellung der Systemkompatibilität der untersuchten PtX-Prozessketten zur Bereitstellung von PtX-Kraftstoffen für den Verkehrssektor. Die Prozessketten bestehen aus vielen einzelnen Teilen, die sich in ihrer Kompatibilität jeweils unterscheiden können – die dargestellte Einschätzung orientiert sich am „schwächsten“ Glied in der Kette. Aus diesem Grund ist diese Tabelle unbedingt im Kontext der Ausführungen im Text zu verstehen.

9. Abschätzung der Entwicklungspfade der PtX-Routen und -Produkte

Für eine zielgerichtete Weiterentwicklung und Etablierung der PtX-Technologien ist es wichtig, den Verlauf ihrer Entwicklung und die Einpassung in die bestehenden Systeme stets vor Augen zu haben. Nur auf diese Weise ist es möglich, während der Entwicklungsphase auf mögliche Schwierigkeiten zu reagieren und die Technologie optimal auf den Markteintritt vorzubereiten. Dabei steht der Beitrag der Technologie zu den klimapolitischen Zielsetzungen im Zentrum. Im Folgenden werden dieser antizipierte Verlauf, die Hürden, sowie Vorteile und Alleinstellungsmerkmale im Hinblick auf eine zukünftige Markteinführung dargestellt.

9.1 Bereitstellung chemischer Grundstoffe

Autoren/-innen: Hanna Dura (DEC), Frank Merten (WI), Ansgar Taubitz (WI)

Urheber/-innen der Ergebnisse: Kay Bareiß (TUM), Thomas Fröhlich (ifeu), Andreas Patyk (ITAS), Dominik Poncette (ITAS), Andreas Stefan (TUM), Petra Zapp (FZI)

Die PEM-Elektrolyse zeichnet sich, wie bereits dargestellt, durch ein schnelles dynamisches Verhalten aus, sodass fluktuierende Stromprofile aufgrund erneuerbarer Erzeugung gut ohne Einschränkungen in der Produktqualität nachgefahren werden können. Das bereitgestellte H₂ fällt durch den Prozess bereits unter hohem Druck an, sodass keine weiteren Kompressionsstufen nötig sind. Heute kommt der PEM-Elektrolyseur vor allem in kleineren Leistungsbereichen zum Einsatz. Die gegenwärtig noch hohen Kosten und hoher Bedarf an Iridium sind mitunter die größten Hürden, die es zu überwinden gilt, um PEM-Elektrolyseure für die Anwendung im höheren Megawatt-Bereich nutzbar zu machen. Durch die Forschung im P2X-Projekt wird hohes Reduktionspotenzial sowohl hinsichtlich Kosten, als auch der benötigten Menge Iridium gesehen. Auf dieser Skala kann die PEM-Elektrolyse dazu beitragen beispielsweise den Stahlsektor schrittweise zu fossilisieren, da Wasserstoff als Reduktionsmittel genutzt werden kann. Auch im Verkehrssektor kann die PEM-Elektrolyse große Mengen Wasserstoff zur Verfügung stellen, die entweder direkt in der Wasserstoffmobilität genutzt werden, oder weiteren PtX-Prozessen zugeführt werden. Um die Klimaschutzziele, die sich Deutschland gesteckt hat zu erreichen, sollen bis zum Jahr 2050 je nach Szenario 80 bis 95% der direkten CO₂-Emissionen im Stromsektor gegenüber 1990 reduziert werden.

Für das 80%-Szenario ergeben sich somit Emissionen von um die 150 g/kWh, die im Schnitt über das Jahr noch erlaubt sind. Für eine 95% ige Reduktion sind es nur noch 38 g/kWh. Nutzt man den Strommix eines 80%-Reduktionsszenarios, so können die CO₂ Emissionen eines elektrisch betriebenen PKWs auf 20 (netzdienlich) – 70 g (kontinuierlich) CO₂/km reduziert werden (Bareiß u. a. 2019). Damit kann der CO₂-Ausstoß beispielsweise für PKWs um 30%–80% reduziert werden. Dabei kommt auch der höhere Wirkungsgrad der Elektrifizierung über eine Brennstoffzelle gegenüber einem Verbrennungsmotor zum Tragen. Dieser Entwicklungspfad kann jedoch nur dann erreicht werden, wenn vor allem die benötigten Iridium-Mengen für die PEM-Elektrolyse stark reduziert werden. Iridium wird derzeit als Katalysator in PEM-Stacks genutzt. Die jährliche Fördermenge ist direkt an die des Platinabbaus gekoppelt und beträgt etwa 4 t pro Jahr. Bei einer Verwendung von 50% dieser Menge für die Herstellung von PEM-Elektrolyseuren können, bei einer starken Reduzierung des Ir-Anteils auf 0,044 kg/MW, etwa 45 GW an PEM-Elektrolyseuren jährlich zugebaut werden. Bei einer konservativ angenommenen Lebensdauer von 10 Jahren steht somit eine Gesamtleistung von 450 GW zur Verfügung, wodurch etwa 71 Mt an H₂ jährlich im kontinuierlichen Betrieb produziert werden können. Diese Menge entspricht etwa 7% des derzeitigen weltweiten Energiebedarfs im Transportsektor (U.S. Energy Information Administration 2016). Dabei muss berücksichtigt werden, dass für die Nutzbarmachung des Wasserstoffs in Fahrzeugen auch die verbauten Brennstoffzellen Iridium benötigen, sodass diese Transportlösung insgesamt einer noch höheren Menge bedarf. Eine kürzlich veröffentlichte Studie hat allerdings gezeigt, dass der Iridiumgehalt in PEM-Elektrolyseuren noch signifikant gesenkt werden kann und dass Ir-Anteile von 0,01 kg/MW in den kommenden 5–10 Jahren erreicht werden können (U.S. Energy Information Administration 2016; Bernt; Siebel; Gasteiger 2018). Zudem muss ebenfalls die Wiedergewinnung der Edelmetalle beim Rückbau und Recycling der Anlage und Anlagenteile berücksichtigt werden.

Die NT-Elektrolyse passt aufgrund der Zusammensetzung der Produkte sowie deren Temperatur und Druck sehr gut zu nachfolgenden Fermentationsprozessen, da für diese Prozesse keine Aufbereitung der Produkte notwendig ist. Aufwendungen für Abtrennung, Reinigung, Kompression, etc. der Produkte sind somit nicht nötig. Die Entwicklung fokussiert sich auf die Reduktion des Energiebedarfs der Elektrolyse durch Einsatz neuartiger Elektrodenmaterialien und Elektrolysetechnologien. Die Elektrolyse an sich ist eine bewährte Technologie, ebenso die Gasdiffusionselektrolyse. Die Entwicklung der Elektroden die spezifisch CO₂ reduzieren ist schon fortgeschritten, auch eine gewisse Standzeit konnte schon nachgewiesen werden (>1000 h). Der

Übergang in den Demonstrationsbetrieb in der nächsten Förderperiode scheint realistisch.

Das Synthesegas, welches über die hier betrachtete stand-alone HT-Co-Elektrolyse bereitgestellt wird, ist ein essentielles Gas für die Industrie – beispielsweise für die Produktion von Ammoniak und Methanol, zwei der wichtigsten Grundstoffe für die chemische Industrie (vergleiche auch Kapitel 2.2.1). Auf konventionellem Weg wird es durch Dampfreformierung von Erdgas und Kohle gewonnen. Die großtechnische Anwendung der HT-Co-Elektrolyse befindet sich aktuell noch in einem frühen Entwicklungsstadium, birgt jedoch großes Potenzial, um die fossile Abhängigkeit der Synthesegasproduktion zu reduzieren. Die HT-Co-Elektrolyse zeichnet sich einerseits durch eine hohe Effizienz aus andererseits durch ein steuerbares Mischungsverhältnis des Synthesegases bis hin zu reinem CO oder H₂. Zudem ist die nachgelagerte aufwendige Gasreinigung nach dem Dampfreformierungsprozess (Schwefel- und Stickstoffkomponenten) bei der HT-Co-Elektrolyse überfällig. Bei vollintegrierter Wärmebereitstellung liegt die Effizienz perspektivisch ca. 20 %-Punkte über den von heute verfügbaren PEM- und alkalischen Elektrolyse-Systemen. Dieser höhere Wirkungsgrad kann jedoch nur bei voller Wärmeintegration mit anderen exothermen Prozessen erreicht werden. Darunter fällt das Vorwärmen des Eintrittsgases, welche entweder durch Wärmeauskopplung einer bestehenden Dampfquelle oder durch die Abwärme eines anderen exothermen Prozesses, wie zum Beispiel einer nachgeschalteten Fischer-Tropsch-Synthese bereitgestellt wird. Ziel der Forschungen ist es, einen Gesamtsystemwirkungsgrad von 80–85% zu erreichen.

9.2 Bereitstellung und Nutzung von PtX-Kraftstoffen

*Autoren/-innen: Hanna Dura (DEC), Ahmad Omari (VKA)
Urheber/-innen der Ergebnisse: Sarah Deutz (RWTH-LTT),
Susanne Forster (Audi), Thomas Grube (FZJ-IEK3), Cornelia Merz (Öko-Institut), Andreas Patyk (ITAS), Dominik Poncette (ITAS), Patrick Preuster (FAU), Martin Robinius (FZJ-IEK3), Wolf-Peter Schill (DIW), Detlef Stolten (FZJ-IEK 3), Jürgen Sutter (Öko-Institut)*

Mittels LOHC lässt sich Wasserstoff aus unterschiedlichsten Quellen in eine gut lager- und transportierbare Form überführen und grundsätzlich für den Verkehrssektor nutzbar machen. Wasserstoff, der im industriellen Umfeld Einsatz findet, wird häufig am Ort der Bereitstellung direkt genutzt, sodass hierfür ein Einsatz von LOHC als wenig vielversprechend eingeschätzt werden kann. Jedoch fällt dieser Wasserstoff im industriellen

Umfeld häufig in größeren Mengen an, als für Folgeprozesse benötigt wird. Statt diesen bereits erzeugten Wasserstoff in den Industrieprozessen thermisch zu verwerten, bietet LOHC die Möglichkeit diesen „stranded hydrogen“ abzutransportieren und beispielsweise dem Verkehrssektor als Kraftstoff zur Verfügung zu stellen. Gegenwärtig werden eine Reihe unterschiedlicher Varianten diskutiert, in denen LOHC an den Markt gebracht werden kann. So kann der PKW-Bereich mit LOHC bedient werden, genauso wie der Schwerlastverkehr mit LKWs, Bussen, aber auch der Zug- und Schiffverkehr. Hierfür sind jeweils unterschiedlich ausgelegte Wasserstofftankstellen denkbar. Auch industrielle Anwendungen sind in relevanten Fällen möglich, wie beispielsweise die Belieferung von Wasserstoff von Glashütten.

Das Alleinstellungsmerkmal der im Projekt erforschten Bereitstellung von LNG, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel ist die funktional autarke Kraftstoffherstellung ausgehend von CO₂ und H₂O und Strom in Containeranlagen. Damit können die Restriktionen, die sich beispielsweise aus der Verfügbarkeit von Edukten oder einer groß angelegten Infrastruktur ergeben, minimiert werden, da die Anlagen direkt am Bedarfsort die jeweiligen benötigten Kraftstoffe bereitstellen können. Aufgrund der gleichen Produktspezifikationen des über die PtX-Routen bereitgestellten LNG, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel entsprechen die möglichen Anwendungen denen des fossilen Pendant. LNG und FT-Diesel können als Kraftstoffe für PKW, LKW sowie den Schienenverkehr genutzt werden. Die Anwendung von LNG im Schwerlast- und Schienenverkehr ist in anderen Ländern wie Russland, USA, Kanada oder Australien etabliert. Alternativ kann ebenfalls SNG bereitgestellt werden, welches direkt in das vorhandene Erdgasnetz als Beimischung eingespeist werden kann. Folglich kann der Entwicklungspfad hinsichtlich der Anwendungen als sehr positiv eingestuft werden. Ein Markteintritt für STF-Ottokraftstoff (aktuell TRL 6) ist unmittelbar möglich.

Die Bereitstellung des LNG über LNG_HTEL-Prozess zeichnet sich im Vergleich zu anderen Reaktorkonzepten durch seine hohe Dynamikfähigkeit und Wirkungsgrad aus. Der Prozess ist außerdem gut skalierbar: eine Skalierung von 100 kW (Energy Lab) auf >100 MW (zum Beispiel Fischer-Tropsch-Anlagen in Südafrika) stellen keine Herausforderung dar. Folglich können über diesen Prozess relativ schnell hohe Kapazitäten aufgebaut werden. Sowohl der KIT- als auch der Oxyfuelprozess leisten eine nahezu 100%ige Umsetzung des Kohlenstoffs. Durch den vollständigen Umsatz der Biomasse im Verbrennungsschritt des Oxyfuelprozesses wird unter Zugabe von Elektrolyse-H₂ der gesamte

Kohlenstoff der Biomasse in das neue PtX-Produkt überführt. Somit erhöht sich der Flächenertrag um Faktor 5 gegenüber Kraftstoffen der 1. Generation.

Durch die isotherme Fahrweise und niedrigen Prozessdrücken um 5–7 bar bei der STF-Ottokraftstoff-Synthese können schadstoffminimierte Designer-Kraftstoffe bereitgestellt werden. Damit wird eine Absenkung der Aromaten-Bildung, bei gleichzeitiger Bevorzugung hochoktaniger Iso-Paraffine erreicht.

OME_x-Kraftstoffe eignen sich grundsätzlich für den Einsatz in Dieselmotoren. Sie zeichnen sich dabei durch verbesserte Verbrennungseigenschaften aus, da die Ruß/NO_x-Schere ausgehebelt wird, wie ausführlich in Kapitel 17.3.2 in der 1. Version der Roadmap beschrieben (Ausfelder; Dura 2018). Eventuelle positive Einflüsse auf die Abgasnachbehandlung, beispielsweise Verkleinerung, ist jedoch noch zu untersuchen, vor allem wenn OME einer unter mehreren alternativen Kraftstoffen ist, der getankt werden kann.

In Ähnlichkeit mit anderen PtX-Kraftstoffen, die auch eine nahezu schadstofffreie Verbrennung ermöglichen (H₂, CH₄, DME), bietet OME_x den klaren Vorteil eines flüssigen Kraftstoffes. Somit sind Kraftstofflogistik und Motor-Hardware weniger komplex. Der energetische Synthesewirkungsgrad von OME₁ ist in etwa äquivalent zu CH₄ und DME (Held u. a. 2019; Bongartz u. a. 2018). Langkettige OMEs hingegen weisen derzeit einen deutlich geringeren Synthesewirkungsgrad auf, welcher jedoch noch verbessert werden kann. Somit kann OME in einer Gesamtperspektive von Kraftstoffherstellung, Kraftstofflogistik und Kraftstoffnutzung als ein potentieller Energieträger für den Power-to-Fuel-Prozess angesehen werden. Trotzdem behindert der derzeitige Mangel an dedizierten OME-Motoren die Einführung von OME im großen Maßstab.

Eine direkte Einführung von OME als Blendkomponente in fossilem Diesel in die bestehende Fahrzeugflotte ist unwahrscheinlich, da die Materialverträglichkeit mit herkömmlichen Kunststoffen in Dieselmotorsystemen nicht gegeben ist. Eine Umrüstung bestehender Fahrzeuge mit kompatiblen Dichtungsmaterialien ist nicht zielführend. Alternativ könnten neu produzierte Fahrzeuge mit OME-kompatiblen Dichtungsmaterialien ausgestattet werden, um in naher Zukunft eine OME-kompatible Fahrzeugflotte zu erzeugen. In diesem Falle wäre der Einsatz eines Blends aus 15% OME₃₋₅ in synthetischem Diesel (zum Beispiel FTS) als drop-in-Kraftstoff denkbar, da dieser Blend die EN590 Norm für konventionellen Diesel erfüllt (Omari u. a. 2019).

Ein weiterer möglicher Markteintritt von OME-basierenden Kraftstoffen ließe sich über Transportflotten mit eigener Kraftstoffinfrastruktur realisieren, beispielsweise im Schwerlastverkehr oder in der Schifffahrt, wo sich eine Umrüstung als wirtschaftlich erweisen könnte. Dabei bleibt weiterhin zu klären, wie mit der geringeren Energiedichte der OME_x umgegangen werden kann. Auch hier wäre zum Beispiel ein Blend aus 30–50% OME_x in Diesel denkbar, um ein Optimum zwischen Schadstoffreduktion und Heizwertverlust zu erzielen.

Alle PtX-Kraftstoffe müssen vor einer Markteinführung die hinsichtlich der Einhaltung der gegenwärtig geltenden Kraftstoffnormen geprüft werden. Nur bei Einhaltung der Normen kann ein Markteintritt gelingen. Darüber hinaus sollte eine Rückwärtskompatibilität gegeben sein, das heißt, dass der bereits bestehende Fuhrpark mit konventionellen fossilen sowie auch mit den PtX-Kraftstoffen und ihren Mischungen betankt werden kann.

10. Systemanalyse von Power-to-X-Pfaden – Ergebnisse des Satellitenprojektes „SPIKE“

Autoren: Michael Sterner (FENES OTH Regensburg), Franz Bauer (FENES OTH Regensburg), Andreas Hofrichter (FENES OTH Regensburg)

Der zukünftige Einsatz von Power-to-X-Technologien ist in hohem Maße abhängig von der Entwicklung des deutschen Energiesystems. Aus diesem Grund wurde seitens FENES OTH Regensburg im Rahmen des Satellitenprojektes „SPIKE“ (Systemanalyse und -integration von Power-to-X im Kontext von erneuerbarer Elektrizität als Primärenergie) und in Kooperation mit dem P2X-Konsortium ein Energiemodell erstellt, mit dem es möglich ist, die betrachteten Technologien in Abhängigkeit des Anwendungsfalles zu bewerten und untereinander sowie mit den fossilen Referenzen zu vergleichen. Im Folgenden werden sowohl dieses Modell als auch die getroffenen Annahmen beschrieben. Zudem werden einige Ergebnisse präsentiert und weitere Schritte für die zweite Projektphase skizziert.

10.1 Beschreibung des Energiemodells

In diesem Abschnitt werden die dem Energiemodell zugrunde gelegte Methodik kurz erläutert und die abgebildeten Power-to-X-Technologiepfade aufgeführt.

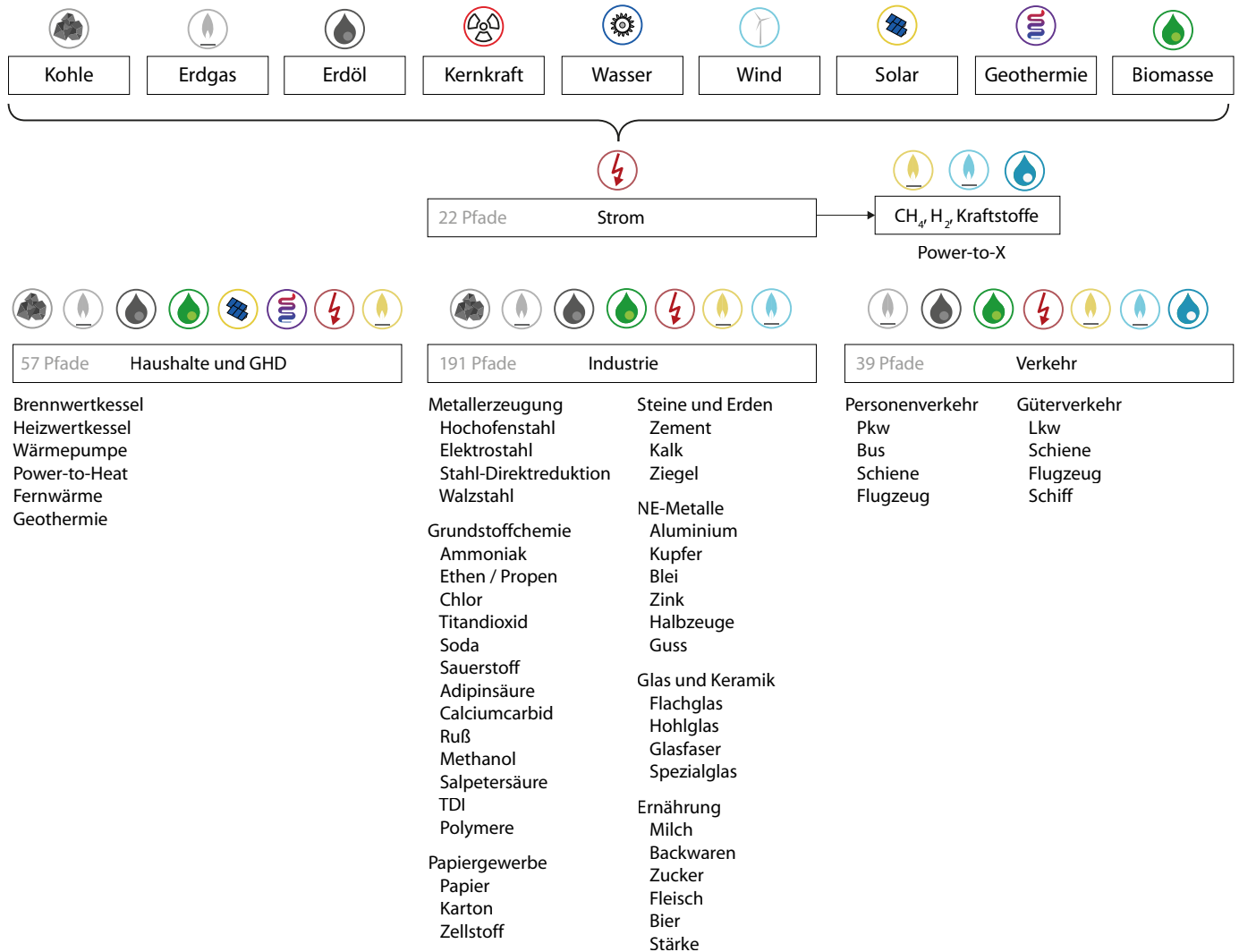


Abbildung B.65: Im Modell abgebildete Pfade und Technologien.

10.1.1 Methodik

Im Energiemodell werden die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie abgebildet. Die Sektoren Strom und Wärme umfassen Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), während der industrielle Strom- und Wärmebedarf gesondert im Sektor Industrie betrachtet wird. Ein besonderer Fokus liegt auf der energieintensiven Industrie und dem Verkehr, da hier häufig Energieträger beziehungsweise Rohstoffe mit hohen Energiedichten notwendig sind. Diese können in einem weitgehend defossilisierten Energiesystem nach aktuellem Stand der Forschung in der benötigten Menge und Qualität nur durch Power-to-X-Prozesse nachhaltig bereitgestellt werden.

In **Abbildung B.65** ist eine Übersicht zu den verschiedenen Sektoren und den darin betrachteten Technologien, Prozessen und Energieträgern dargestellt. Die Sektoren sind über definierte Schnittstellen im Energiemodell miteinander gekoppelt. So erfolgt beispielsweise die Kopplung des Strom- und Wärmesektors über Wärmepumpen, KWK und Power-to-Gas. Der Industriesektor ist vor allem über verschiedene Power-to-X-Technologien (Power-to-Gas, Power-to-Chemicals und Power-to-Heat) mit dem Stromsektor verknüpft. Im Verkehr erfolgt zudem die Sektorenkopplung durch die Elektromobilität sowie durch synthetische Kraftstoffe (e-Fuels wie Wasserstoff, CNG, Methanol).

Im Stromsystem werden die in Deutschland gängigsten fossilen und erneuerbaren Kraftwerkstypen abgebildet. Dies sind Kohle- (Stein- und Braunkohle), Erdgas- und Erdöl- sowie Kernkraftwerke. Die modellseitig implementierten regenerativen Energieträger umfassen die Technologien Wasserkraft, Windkraft (On- und Offshore), Photovoltaik, Geothermie und Biomasse (feste und flüssige Biomasse, Biogas und Abfallbiomasse).

Die Verbrauchssektoren Haushalte und GHD werden zusammengefasst modelliert. Als Aktivitätsgröße dient hier zum einen der Strombedarf in Form von Endenergie und zum anderen der Wärmebedarf, der als Nutzenergie exogen vorgegeben wird. Für die Wärmeerzeugung werden verschiedene Heizkessel, Wärmepumpen, Power-to-Heat-Systeme sowie Fernwärme und Geothermie betrachtet.

Im Industriesektor werden die nach Fleiter et al. (2013) besonders energieintensiven Produktionsprozesse in den Branchen Metall-erzeugung, Grundstoffchemie, Papiergewerbe, Verarbeitung von Steinen und Erden, Nichteisenmetalle- und Gießereien, Glas und Keramik sowie dem Ernährungsgewerbe im Energiemodell abgebildet. Hierbei werden die Produktionszahlen in den verschiedenen Industriezweigen vorgegeben und daraus der Energiebedarf berechnet. Die restlichen nicht energieintensiven Branchen werden zusammengefasst modelliert.

Der Verkehr wird unterteilt in Personen- und Güterverkehr, da hier unterschiedliche Aktivitätsgrößen (Personenkilometer und Tonnenkilometer) sowie Anforderungen an die Kraftstoffe auftreten. Hier werden die Verkehrsträger Pkw, Lkw, Busse, die Schiene, Schiffe und Flugzeuge mit diversen Kraftstoffen abgebildet.

Das Energiemodell gliedert sich in drei Teilmodelle: Grobmodell, Feinmodell und Speichermodell (siehe **Abbildung B.66***). Diese Modelle stehen über diverse Schnittstellen in Wechselwirkung miteinander. Im Folgenden werden die einzelnen Teilmodelle kurz beschrieben.

Im Grobmodell erfolgt eine lineare Optimierung des deutschen Energiesystems auf Basis eines Simplex-Algorithmus mit den volkswirtschaftlichen Kosten als Zielfunktion. In der Kostenfunktion sind soweit verfügbar, die jeweiligen Gestehungskosten der Technologien enthalten. Diese ergeben sich aus den Investitionskosten, den Betriebskosten und den Energieträgerpreisen. Zusätzlich dazu sind pfadspezifische Umlagen, Abgaben und Steuern im Modell hinterlegt, die abhängig von der Fragestellung den Gestehungskosten zugeordnet werden können. Dadurch können

beispielsweise die Auswirkungen eines geänderten regulatorischen Rahmens identifiziert werden (siehe Abschnitt 2.2). Die Optimierung im Grobmodell erfolgt bilanziell mit einer Auflösung von einem Jahr, wobei das Jahr 2015 als Startjahr und das Jahr 2050 als Zieljahr festgelegt wurde. Insgesamt werden sektorenübergreifend mehr als 300 Technologiepfade berücksichtigt. Ausgehend von den exogen vorgegebenen Aktivitätsgrößen und Randbedingungen (siehe Abschnitt 2.1) erfolgt die kostenoptimale Entwicklung des deutschen Energiesystems bis zum Jahr 2050. Dabei werden alle Sektoren simultan optimiert. Zudem sind die verschiedenen Sektoren miteinander verknüpft. Diese Sektorenkopplung findet hauptsächlich durch die hinterlegten Power-to-X-Prozesse inkl. Power-to-Heat statt. Mit Hilfe von technologiespezifischen Wirkungsgraden wird die Primärenergie und darüber die Gesamtemissionen berechnet. Die Emissionen müssen dabei unter dem vorgegebenen Treibhausgasbudget bleiben, welches sich aus den Vorgaben des IPCC-Sonderberichts ergibt. Somit stellt dieses Budget eine zentrale Randbedingung für die Optimierung dar. Neben den energiebedingten CO₂-Emissionen werden auch prozessbedingte CO₂-Emissionen sowie die anderen im Kyoto-Protokoll reglementierten Treibhausgase (Methan, Distickstoffmonoxid, H-FKW, FKW und Schwefelhexafluorid) betrachtet, da diese vermehrt in den abgebildeten Industrie-prozessen emittiert werden. Das Ergebnis des Grobmodells sind die jeweiligen jahresspezifischen Endenergiemengen. Diese werden nacheinander, beginnend mit dem ersten Jahr, dem Feinmodell übergeben.

Im Feinmodell wird die Energienachfrage und -erzeugung stundenscharf abgebildet. Dies erfolgt in einem Zeithorizont von einem Jahr. Dabei wird jeweils das vom Grobmodell übergebene Jahr betrachtet. Im Feinmodell wird der Kraftwerkseinsatz anhand eines Merit-Order-Modells mit den installierten Leistungen der Technologiepfade aus dem Grobmodell simuliert. Dabei werden bei der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke die Grenzkosten als Kriterium herangezogen. In das Feinmodell fließen zudem alle zeit- und wetterabhängigen Erzeugungs- und Lastprofile ein. Im Stromsektor sind dies die Stromlastprofile der Verbraucher und die regenerativen Erzeugungsprofile von Windkraft (Onshore und Offshore) und der Photovoltaik. Im Bereich Wärmeerzeugung werden für die Raumwärme und den Warmwasserbedarf in Haushalten, GHD und der Industrie sowie für die Prozesswärme in den energieintensiven Industriebranchen individuelle Verbrauchsprofile vorgegeben. Hier wird zudem die Solarenergie für den Einsatz in solarthermischen Anlagen mit stündlichen Werten modelliert. Darüber hinaus wird im Verkehrssektor das Verbrauchsprofil der Elektromobilität hinterlegt.

* Abbildung B.66 siehe nächste Seite

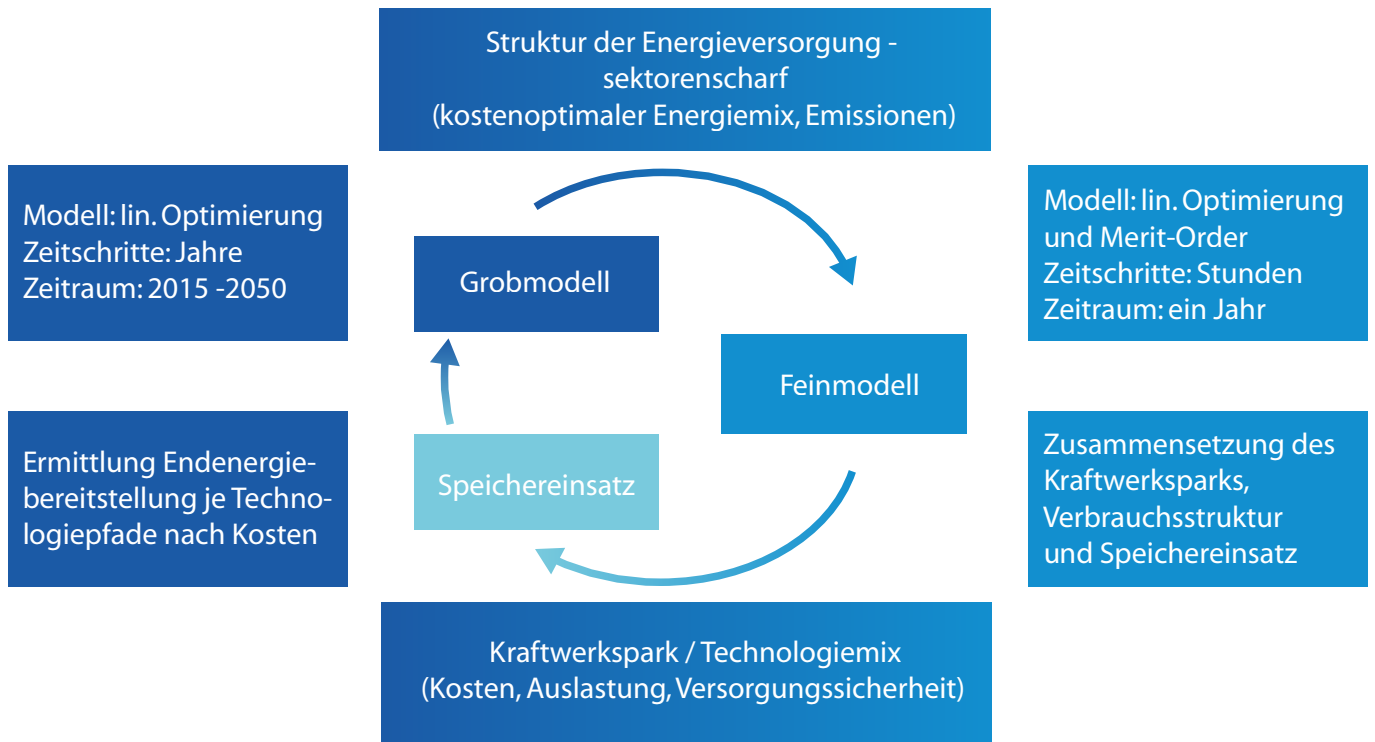


Abbildung B.66: Aufbau des Energiemodells und Wechselwirkung der verschiedenen Teilmodelle.

Zuletzt werden flexible Verbraucher, wie Wärmepumpen, die Elektromobilität oder PtX-Anlagen als Flexibilitätsoptionen im Feinmodell berücksichtigt. Dabei wird den verschiedenen Elementen ein Flexibilitätsgrad zugewiesen. Dieser gibt an, wie hoch der Anteil des Verbrauches ist, der in Verbindung mit Energiespeichern verlagert werden kann. Der restliche nicht-flexible Verbrauch muss direkt in der jeweiligen Stunde gedeckt werden.

Über das letzte Teilmodell des Gesamtmodells werden Energiespeicher integriert. Dieses wird aufgerufen, wenn die Flexibilitätsoptionen nicht ausreichen um die fluktuierende Erzeugung der erneuerbaren Energien auszugleichen. Für die Speicherung der Überschüsse werden zunächst Kurzzeitspeicher eingesetzt. Reicht deren Leistung nicht aus oder ist die maximale Speicherkapazität erreicht, werden vom Modell Langzeitspeicher ausgewählt. Verbleiben nicht-speicherbare Stromüberschüsse, werden diese als letzte Möglichkeit exportiert. Existieren hingegen Energiedefizite, werden zuerst die notwendigen Strommengen aus den Speichern entnommen. Reichen diese nicht aus, erfolgt ein Import. Der Import und Export wird durch die verfügbaren Übertragungskapazitäten und Kuppelstellen begrenzt.

Die stundenscharfen Ergebnisse für das betrachtete Jahr des Feinmodells und des Energiespeichermodells werden im letzten Schritt wieder dem Grobmodell übergeben. Die jeweiligen Daten des Jahres wie beispielsweise der Strompreis oder die verfügbaren Strommengen aus den fluktuierenden Stromerzeugern werden im Grobmodell überschrieben und dienen als neue Startwerte für das Grobmodell. Dieses Verfahren erfolgt iterativ für jedes Jahr bis zum Zieljahr 2050.

Eine schematische Übersicht der einzelnen Modellierungsschritte sowie deren Wechselwirkung ist in **Abbildung B.66** gegeben.

10.1.2 Im Energiemodell abgebildete Power-to-X-Technologiepfade

Im Energiemodell werden verschiedene Power-to-X-Technologiepfade in den jeweiligen Sektoren abgebildet. Die relevantesten werden nachfolgend aufgeführt.

Wasserstoff, der über die Power-to-Gas-Route (Elektrolyse) hergestellt wird, findet im Modell Einsatz im Verkehrs- und Industrie-

sektor. Für diese Pfade wird bis auf einige Ausnahmen die alkalische Elektrolyse gewählt. Im Verkehrssektor kann der Wasserstoff direkt über Brennstoffzellenfahrzeuge in Pkw, Lkw, Bussen oder Zügen genutzt werden. Im Bereich Industrie werden die Wasserstoffdirektreduktion bei der Stahlherstellung und die Produktion von Ammoniak und Methanol in der Grundstoffchemie mit erneuerbarem Wasserstoff abgebildet. Zudem werden einige Nichteisenmetalle betrachtet, in denen der Wasserstoff als Reduktionsmittel eingesetzt wird.

Die Nutzung von synthetisch erzeugtem Methan findet in allen Sektoren statt. Das Methan kann entweder als Kraftstoff im Verkehrssektor oder als Brennstoff im Bereich Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme dienen. Als Methanisierungsverfahren wird die chemisch-katalytische Methanisierung verwendet, während zur Wasserstofferzeugung prinzipiell die alkalische Elektrolyse Anwendung findet. Weiterhin werden im Energiemodell die CO₂-Quellen Atmosphäre, Industrieprozesse und Biomasse abgebildet.

Der Technologiepfad Power-to-Liquid wird über die Fischer-Tropsch-Synthese im Energiemodell berücksichtigt. Die so erzeugten Energieträger werden ausschließlich im Verkehrssektor genutzt.

10.2 Annahmen und Randbedingungen

Für das Energiemodell werden eine Vielzahl von Annahmen getroffen und Randbedingungen definiert. Die wichtigsten davon werden in diesem Abschnitt erläutert.

10.2.1 Allgemeine Annahmen

Da die Entwicklung des Energiesystems stark von den gesetzten Klimaschutzziele abhängig ist, besitzen die Annahmen zum Treibhausgasbudget und dem Grad der Defossilisierung im Jahr 2050 einen hohen Einfluss auf die Ergebnisse des Energiemodells. Das CO₂-Budget wird so gewählt, dass die mittlere Globaltemperatur der Oberfläche mit einer Wahrscheinlichkeit von über 66 % nicht über 1,5°C gegenüber dem Wert vor der Industrialisierung ansteigt. Hierfür wurde der von IPCC im Jahr 2018 veröffentlichte Sonderbericht „Global Warming of 1,5°C“ herangezogen (Rogelj et al. 2018). Da neben CO₂ auch andere Treibhausgase (THG) berücksichtigt werden, wird das globale Kohlenstoffbudget auf ein Treibhausgasbudget ausgeweitet. Dieses wird entsprechend der gesamten Weltbevölkerung auf ein Pro-Kopf-Budget umgerechnet, um darüber das THG-Budget für Deutschland zu bestimmen.

Dadurch ergibt sich ein deutschlandweites THG-Gesamtbudget für die Jahre 2015 bis 2050 von rund 11,5 Gt CO₂-e. Weiterhin wird eine Treibhausgasreduktion im Jahr 2050 von 95% gegenüber 1990 sowie eine vollständige Defossilisierung des Energiesystems bis zum Zieljahr angenommen. Die verbleibenden 5% sind für nicht energiebedingte Emissionen aus Landwirtschaft, Produktverwendung, Abfall- und Abwasser sowie Industrieprozessen vorgesehen. Die Entwicklung dieser „quasi-unvermeidbaren“ Treibhausgasemissionen wird mit Ausnahme der Industrieprozesse exogen vorgegeben und vom verfügbaren THG-Budget abgezogen.

Weiterhin sind die Bevölkerungsentwicklung sowie das gesamtwirtschaftliche Wachstum von großer Bedeutung für die zukünftige Entwicklung des Energiesystems. Hierfür wird die demografische Entwicklung bis zum Jahr 2050 aus der Variante 1 der dreizehnten koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des statistischen Bundesamtes übernommen (Destatis 2018) sowie ein Wirtschaftswachstum von 1 % pro Jahr unterstellt.

Die Obergrenze für den Ausbau der erneuerbaren Energien ist durch das technisch-ökologische Potenzial gegeben. Dieses wurde zu insgesamt 1.052 TWh für Deutschland berechnet. Da die energetische Nutzung von Anbaubiomasse einen hohen Flächenverbrauch aufweist und zudem in Konkurrenz zur Ernährungssicherheit steht (WBGU 2009), erhält diese im Modell einen Ausbaustopp und soll im Jahr 2050 nicht mehr im Energiesystem vorhanden sein. Daher wird 2050 nur noch Abfallbiomasse berücksichtigt.

Darüber hinaus werden in Anlehnung an und mit der Begründung aus (WBGU 2017) negative Emissionen durch Geoengineering-Maßnahmen wie BECCS oder CCS nicht in das Energiemodell integriert.

Weitere Annahmen sind der Atomausstieg laut Atomgesetz vom 31. Juli 2011, jährliche Zu- und Abbaugrenzen für alle Technologien auf Basis einer Fortschreibung historischer Werte und aktuellen Studien sowie eine maximal mögliche Effizienzsteigerung in allen Sektoren. Das Stromnetz wird derzeit zudem vereinfacht als „Kupferplatte“ abgebildet.

Neben den aufgeführten Annahmen sind im Modell diverse Nebenbedingungen implementiert, die an dieser Stelle aufgrund der hohen Anzahl nicht detailliert aufgeführt werden können und in Folgepublikationen (Dissertationen, Paper) veröffentlicht werden. Hauptsächlich sind diese im Industriesektor verortet.

Einige Beispiele sind die maximalen Anteile recycelter Produkte in der Glas-, Nichteisenmetall- oder Papierindustrie, die Begrenzung des Einsatzes von Sekundärbrennstoffen bei der Kalk- oder Zementherstellung sowie das verfügbare Schrottaufkommen für die Sekundärstahlroute.

10.2.2 Rechtlicher und regulatorischer Rahmen

Um die Auswirkungen der rechtlichen Situation auf die P2X-Technologiepfade prüfen zu können, werden relevante und integrierbare Umlagen, Abgaben und Steuern (UAS) sowie sonstige finanzielle Abhängigkeiten für die Technologiepfade herausgearbeitet. Hierfür wurden essentielle Gesetzestexte, wie beispielsweise das EEG, EnWG, EnergieStG, StromStG, BImSchV sowie diverse Richtlinien und anlehrende Literatur studiert. Die UAS lassen sich flexibel in das Modell integrieren und segregieren. Gesetze und Regularien zur partiellen oder vollständigen Befreiung verschiedener Technologiepfade von UAS sind im Energiemodell implementiert. Demgegenüber sind gesetzliche beziehungsweise regulatorische Rahmenbedingungen aufgrund verschiedener Interpretationsmöglichkeiten derzeit nur in begrenztem Umfang abgebildet. Weiterhin stellen die für das Modell definierten Rahmenbedingungen einen limitierenden Faktor dar. Beispielsweise können derzeit keine Gesetze oder Vorschriften, welche örtliche Abhängigkeiten oder Anlagenstandorte betreffen abgebildet werden.

Obwohl eine modellseitige Integration aktuell nicht möglich ist (siehe vorstehenden Absatz), fanden Untersuchungen zu den beschriebenen Gesetzen, Regularien und Vorschriften statt. Das Energiemodell wurde aus diesem Grund derart gestaltet, dass eine nachträgliche Einbindung rechtlicher Rahmenbedingungen und Maßnahmen realisierbar ist.

Die UAS werden weitestgehend über den Betrachtungszeitraum als konstant angenommen, um wissenschaftlichen und politischen Dissens einer Entwicklungsvorgabe des rechtlichen Rahmens zu vermeiden, welcher aufgrund der Komplexität der Thematik und der unvorhersehbaren zyklischen Änderungen der politischen Landschaft absehbar wäre. Ausgenommen von dieser Annahme sind strom- und gasseitige UAS für den Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2017. Hier werden jahresspezifische Mittelwerte auf der Strom- und Gasseite hinterlegt. Weiterhin sind die EEG-Umlage, Energiesteuer für Gas-Pkw, Umsatzsteuer und CO₂-Zertifikatspreise von dieser Annahme ausgenommen. Dies ist auf deren Abhängigkeiten, der aktuellen Gesetzeslage oder den wissenschaftlichen Konsens zurückzuführen. Dadurch, dass nicht sämtliche UAS konstant sind und die Gestehungskosten der Energieträger variieren, ist eine zyklische Anpassung der Umsatzsteuer bei gleichbleibendem Steuersatz (Prozentsatz) erforderlich. Für die CO₂-Zertifikatspreise wird basierend auf Luckow et al. (2016) ein ansteigender Trend hinterlegt.

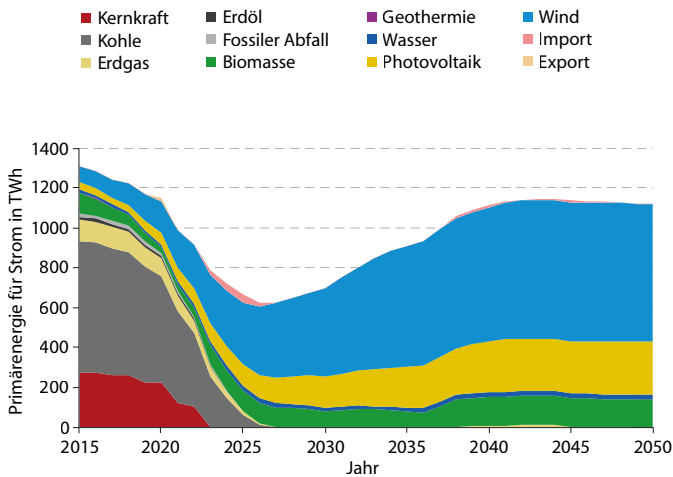


Abbildung B.67: Primärenergieeinsatz zur Stromerzeugung von 2015 bis 2050.

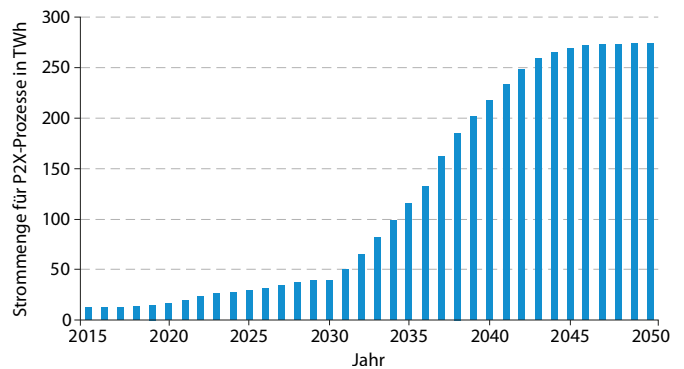


Abbildung B.68: Eingesetzte Strommenge für Power-to-X-Prozesse von 2015 bis 2050.

10.3 Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden ausgesuchte Ergebnisse der Optimierung präsentiert. Diese befassen sich einerseits mit der Entwicklung der Stromerzeugung und der gesamten Strommenge in den Jahren 2015 bis 2050, welche für die Power-to-X-Technologien benötigt wird. Andererseits werden die Endenergieentwicklung der für Power-to-X besonders relevanten Sektoren Verkehr und Industrie sowie die emittierten Treibhausgase in allen Bereichen des Energiesystems bis zum Jahr 2050 aufgeführt.

Die Ergebnisse beziehen sich auf ein Szenario mit den in Abschnitt 3 aufgeführten Annahmen (ohne die Berücksichtigung der UAS). Weitere Szenarien, die beispielsweise andere Klimaziele oder eine Änderung des rechtlichen und regulatorischen Rahmens enthalten, sind nicht Teil dieser Arbeit.

10.3.1 Stromerzeugung

Um die angenommenen Klimaschutzziele zu erreichen, ist eine zügige Umstrukturierung des Stromsystems notwendig (siehe **Abbildung B.67**). Vor allem der Ausstieg aus der Kohlekraft erfolgt aufgrund der hohen Emissionsfaktoren für Stein- und Braunkohle mit einem steilen Gradienten bis zum Jahr 2028. Erdgas hingegen verbleibt als einziger fossiler Energieträger bis zum Jahr 2049 im Strommix erhalten. Da im Zieljahr keine energie-

bedingten THG-Emissionen mehr erlaubt sind, werden im letzten Jahr die restlichen Erdgaskraftwerke auf Power-to-Gas umgestellt. Die erneuerbaren Energien werden bis an ihre technisch-ökologischen Potenzialgrenzen ausgebaut. Dabei besitzt die Windkraft, vor allem Wind Onshore, und die Photovoltaik den größten Anteil am Strommix. Der Primärenergieeinsatz für die Stromproduktion ist wegen der zur Berechnung genutzten Wirkungsgradmethode anfangs stark sinkend und erreicht im Jahr 2050 einen Wert von etwa 1.100 TWh. Im Gegensatz dazu steigt die Endenergie um den Faktor 1,7 an. Dies kann hauptsächlich auf den erhöhten Strombedarf durch die Sektorkopplung zurückgeführt werden.

Die Stromnachfrage für die Power-to-X-Prozesse ist in den Anfangsjahren relativ gering und steigt ab 2020 langsam an. Ab 2035 ist der Anstieg deutlich höher und geht ab 2045 langsam in Sättigung (siehe **Abbildung B.68**). Der Strombedarf enthält dabei sowohl die Synthesegasherstellung als auch die CO₂-Gewinnung und weitere Umwandlungsprozesse wie die Fischer-Tropsch-Synthese. Vor allem im Industrie- und Verkehrssektor werden signifikante Mengen an Strom für synthetische Brenn- und Kraftstoffe, die über Power-to-X hergestellt werden, benötigt (siehe **Abbildung B.69** und **Abbildung B.70**). Im Industriesektor sind sowohl die energetische als auch die stoffliche Nutzung erfasst und werden nicht differenziert dargestellt. Im Jahr 2050 beträgt die Strommenge für Power-to-X rund 250 TWh. Dies entspricht

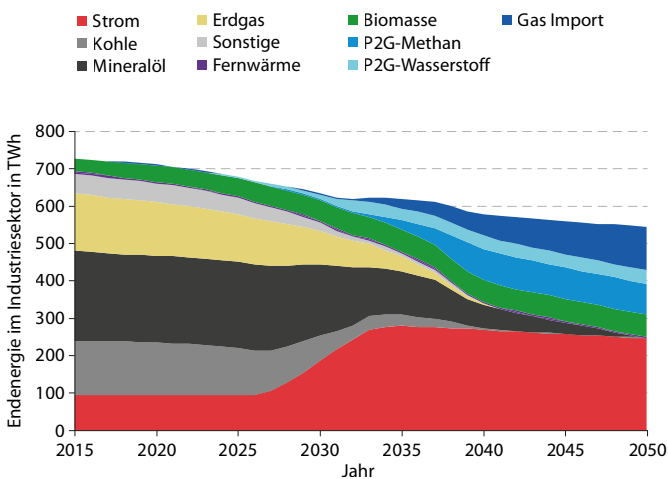


Abbildung B.69: Endenergie im Industriesektor von 2015 bis 2050.

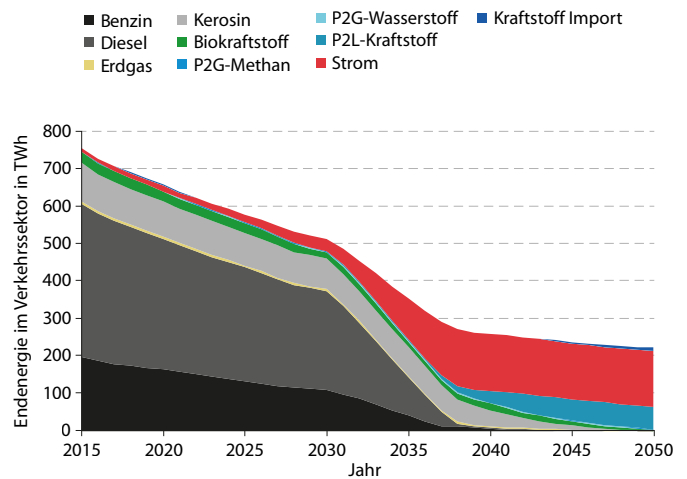


Abbildung B.70: Endenergie im Verkehrssektor von 2015 bis 2050.

etwas weniger als der Hälfte der derzeitigen Nettostromerzeugung und 25% des Stroms im Jahr 2050. Damit wird in Zukunft ein hoher Anteil der Stromerzeugung für die Sektorkopplung durch Power-to-X-Verfahren aufgewendet.

10.3.2 Energiebedarf in den Sektoren Industrie und Verkehr

In **Abbildung B.69** ist die Entwicklung der industriellen Endenergienachfrage dargestellt. Infolge der angenommenen Effizienzsteigerung sinkt diese von 760 TWh im Jahr 2015 auf etwa 500 TWh im Zieljahr. Hier verbleibt der fossile Energieträger Erdöl aufgrund des hohen nicht-energetischen Bedarfs in der chemischen Industrie am längsten im System. Der Kohle- und Erdgasausstieg erfolgt weitgehend bis zum Jahr 2040. Fernwärme wird vor allem für industrielle Raumwärme und die Bereitstellung von Warmwasser benötigt. Biomasse in Form von erneuerbaren Abfällen findet primär bei der Zementherstellung als Sekundärbrennstoff und im Papiergewerbe (Ablauge, Rinde, Rückstände) Anwendung. Den größten Anteil am zukünftigen Endenergieverbrauch weist Strom auf. Der Bedarf an elektrischer Energie steigt stark an. Dies ist hauptsächlich auf die Umstellung der Hochofenroute auf das Elektrostahlverfahren (Stahlschrott und DRI) sowie auf eine Substitution von fossil betriebenen Schmelzwannen der Glasbranche auf vollelektrische Wannen zurückzuführen. Bei der Stahlherstellung ist zu erwähnen, dass das Elektrostahlverfahren auf Schrott anstelle von Eisenerz als Eingangsstoff beruht und daher lediglich Sekundäreisen zur Verfügung stellen kann. Daher ist in Zukunft für eine Substitution der Hochofenroute eine Kombination von

DRI auf Erdgas- oder Wasserstoffbasis und Lichtbogenverfahren notwendig. Weiterhin trägt auch die chemische Grundstoffindustrie zu einem steigenden Strombedarf bei. Hier benötigen die Herstellung von Ammoniak, Methanol und höherwertigen Chemikalien, wie beispielsweise Ethylen, Propylen oder Butadien über die Power-to-Chemicals-Route große Mengen elektrischer Energie. Darüber hinaus ist der dargestellte Wasserstoffbedarf beinahe vollständig der Eisendirektreduktion in der Metallindustrie zuzuordnen. Synthetisch erzeugtes Methan wird branchenübergreifend in Prozessen eingesetzt, in denen eine hohe Energiedichte erforderlich ist. Ein Teil der synthetischen Gase ist bei aktuellen Beschränkungen des Potenzials erneuerbarer Energieträger in Zukunft zu importieren.

Im Verkehrssektor sinkt die Endenergienachfrage stark ab (siehe **Abbildung B.70**). Einerseits wird dies bedingt durch die Annahme, dass zukünftig ein Teil des Individualverkehrs vom Pkw auf klimafreundlichere Verkehrsträger (Schiene oder ÖPNV) verlagert wird. Auch im Gütertransport wurde eine Verkehrsverlagerung (Modal-Shift) hin zur Schiene angenommen. Zum anderen sind elektrisch betriebene Verkehrsträger wie Elektroautos, Elektrozüge oder Oberleitungs-Lkw deutlich effizienter als die fossil betriebenen Transportmittel. Anfangs erfolgt die geforderte Emissionsminderung primär durch Effizienzsteigerung und Verkehrsverlagerung. Erst ab dem Jahr 2030 setzen sich die Elektromobilität und Power-to-X-Kraftstoffe durch. Auf synthetische Kraftstoffe entfällt im Jahr 2050 eine Energiemenge von rund 81 TWh. Davon stammen etwa 14% aus Importen. Auf Methan und Wasserstoff entfallen ca. 10% und auf Kraftstoffe aus der Power-to-Liquid-Route ca. 76%. Letztere finden hauptsächlich im Flug- und Schiffsverkehr Einsatz. Der Strom wird einerseits im Individualverkehr für Elektromobile, Oberleitungs-Lkw sowie den Schienenverkehr im Personen- und Gütertransport genutzt.

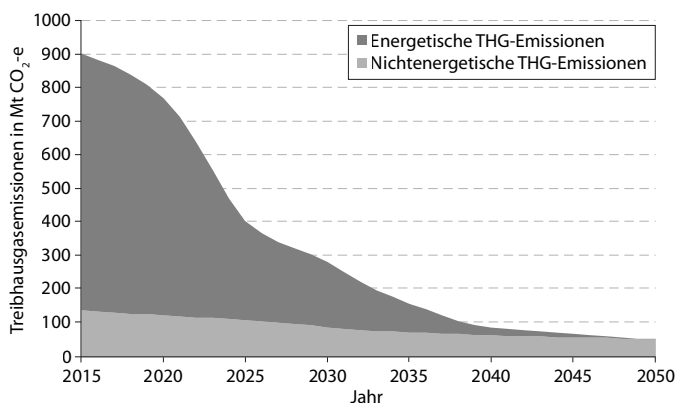


Abbildung B.71: Treibhausgasemissionen von 2015 bis 2050.

10.3.3 Treibhausgasemissionen

Die Treibhausgasemissionen sinken von 902 Gt CO₂-e im Jahr 2015 auf 53 Gt CO₂-e im Jahr 2050 (siehe **Abbildung B.71**). Dies entspricht einer THG-Reduktion von 95,8% gegenüber dem Jahr 1990. Die vorgegebene 95% Minderung wird somit eingehalten und sogar etwas überschritten. Das maximal zulässige Budget von 11,5 Gt CO₂-e zur Erreichung der Klimaziele wird dabei vollständig ausgeschöpft. Anfangs sind die energiebedingten Emissionen stark degressiv. Dies ist auf den schnellen Kohleausstieg im Stromsektor zurückzuführen (siehe **Abbildung B.67**). Danach verläuft die Abnahme der Emissionskurve etwas flacher, da schwer zu defossilisierende Technologien mit einer geringen

Anzahl von Defossilisierungsoptionen vor allem im Bereich Industrie und Verkehr eher träge reagieren. Dies liegt an den derzeit teils geringen technologischen Reifegraden. Die energetischen THG-Emissionen ab dem Jahr 2040 resultieren zum größten Teil aus Erdgas und Kerosin.

Die nicht-energiebedingten Treibhausemissionen sind ebenfalls rückläufig und erreichen im Zieljahr einen um den Faktor 2,6 niedrigeren Wert in Bezug auf das Jahr 2015. Etwa 61 % aller Emissionen im Jahr 2050 entstehen im Landwirtschaftssektor. Je 4 % entfallen auf die Abfallwirtschaft und die Produktverwendung. 31 % der Treibhausgase werden prozessbedingt in Industrieprozessen emittiert. Hierbei weist die Herstellung von Zement und Kalk in der Branche Verarbeitung von Steinen und Erden den größten Anteil auf. Kleinere Mengen werden außerdem bei der Herstellung von Ziegeln, Glas, Stahl, Adipinsäure und Soda emittiert.

10.4 Zusammenfassung und weitere Schritte

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass sich die Umsetzung der Pariser Klimaschutzziele unter den getroffenen Annahmen zu Biomasse und CCS nur mit dem Einsatz von Power-to-X-Technologien realisieren lässt.

PtX (exklusive Power-to-Heat und Wärmepumpen) etabliert sich vor allem in Bereichen, in denen wenige oder nur aufwendig realisierbare Alternativen verfügbar sind. Dies sind beispielsweise der Güter-, Flug- oder Schiffsverkehr. Zudem setzt sich PtX auch bei der energetischen und stofflichen Verwertung in Industriebranchen durch (Stahl oder Chemie). In diesen Anwendungsbereichen ist die PtX-Technologie systemrelevant und daher zwingend erforderlich zur Defossilisierung.

Die national ausgewiesenen Potenziale der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung sind dabei entscheidend, um größere Importmengen aus dem Ausland zu vermeiden. Weiterhin finden PtX-Brenn- und Kraftstoffe in Bereichen, in denen effizientere, meist elektrische Alternativen möglich sind wie zum Beispiel der Wärmeversorgung, nur schwer Einzug. Hier wirkt das Prinzip „Efficiency 1st“ stärker als eventuell niedrigere Kosten, was auf das limitierte nationale EE-Potenzial zurückzuführen ist.

Nächste Arbeitsschritte sind die Abbildung von Flexibilitätsoptionen und die Integration von weiteren Speicheroptionen sowie die Erweiterung des Energiemodells um eine örtliche Komponente. Hierfür ist unter anderem die bisher angenommene Kupferplatte durch eine Netzstruktur zu ersetzen.



C. FAZIT UND AUSBLICK DER BEWERTUNGS- ARBEITEN DER ERSTEN FÖRDERPHASE

Ebenso wie die technologischen Entwicklungen im Projekt folgen auch die Bewertungsarbeiten hinsichtlich ökologischer, ökonomischer und sozialer Aspekte einer fortwährenden Entwicklung, sowie bestimmten Einschränkungen und Unsicherheiten. Im Folgenden werden zunächst die Restriktionen, unter denen die Ergebnisse verstanden werden müssen, dargestellt und anschließend die Ergebnisse der drei Ebenen der ökologischen, ökonomischen und sozialen Aspekte zusammengefasst.

11. Restriktionen der Technologiebewertung

Autorin: Hanna Dura (DEC)

Die hier vorgestellten Ergebnisse geben Größenordnungen und Tendenzen wieder, die dem Zweck dienen, die erforschten Technologien vor dem Hintergrund ökonomischer, ökologischer und sozialer Aspekte in den Kontext der bestehenden Systeme und gesetzten Ziele zum Klimaschutz und der Energiewende einordnen zu können. Durch diese begleitende Bewertung kann die weitere Technologieentwicklung positiv beeinflusst werden. Dabei ist die Bewertung selbst ebenfalls Teil der Forschung, in der laufend neue Erkenntnisse gewonnen werden hinsichtlich methodischer Herangehensweisen, systemischer Zusammenhänge, der Generierung relevanter aktueller Daten usw.

In der ersten Version der Roadmap (Ausfelder; Dura 2018) wurden bereits die Herausforderungen der Bewertungsarbeiten detailliert beschrieben. Zu den grundsätzlichen Herausforderungen gehört der noch niedrige technologische Reifegrad (TRL) der erforschten Technologien, die Einordnung dieser Technologien in einen zukünftigen Kontext sowie im speziellen Fall von PtX die Bilanzierung und Allokation des als Rohstoff eingesetzten CO₂ aus Punktquellen. Kapitel 7 der ersten Version der Roadmap gibt eine Übersicht der möglichen CO₂-Quellen, die grundsätzlich in Frage kommen. Jedoch gibt es unterschiedliche Positionen, welche CO₂-Quellen im Hinblick auf die Erreichung des Ziels der THG-Neutralität Berücksichtigung finden sollten, wie detailliert in Teil D dieser Studie dargelegt ist.

Ausführliche Beschreibungen zu spezifischen methodischen Herausforderungen sind in den folgenden Kapiteln der ersten Version der Roadmap (Ausfelder; Dura 2018) zu finden:

- 8.2 Spezifische Herausforderungen des Energiemodells
- 9.3 Spezifische Herausforderungen der techno-ökonomischen Analyse
- 10.2 Spezifische Herausforderungen der LCA
- 11.2 Spezifische Herausforderungen der sozialen Akzeptanz
- 12.2 Spezifische Herausforderungen der Systemkompatibilität
- 13.2 Spezifische Herausforderungen der Entwicklungspfade und Potenziale

Diese Herausforderungen haben weiterhin Bestand. Folglich wird im Folgendem auf einige weitere spezifische Limitierungen und Herausforderungen eingegangen, die sich mit der Weiterentwicklung der Bewertungsarbeiten ergeben haben.

11.1 Energiemodell

Wie ausführlich in der ersten Version der Roadmap (Ausfelder; Dura 2018) beschrieben, stellt das verwendete Energiemodell eine optimistische Obergrenze für PtX-Technologien dar. Abweichend von den Ergebnissen der Leitstudie (Repenning u. a. 2015) führt die Modellierung mit dem Open Source-Modell zu einem außerordentlich hohen Umfang an abgeregeltem EE-Strom (141 TWh), da ein Stromaustausch mit den Nachbarländern nicht vorgesehen ist. Das Klimaschutzszenario KS 80 hingegen kommt zu einem deutlich geringeren Überschuss von nur 6 TWh, das KS 95 sogar von 0 TWh. Auch das Review zu anderen Studien (Sternier 2015) zeigt, dass für das Szenariojahr 2050 weit niedrigere Überschüsse als 140 TWh erwartet werden (zwischen 10 und 50 TWh). Aufgrund dessen sind die Ergebnisse der ökologischen sowie ökonomischen Analysen als sehr optimistisch einzustufen.

11.2 Life Cycle Assessment

Damit die Ergebnisse der unterschiedlichen LCAs verglichen werden können, wurden durch eine enge Vernetzung und Zusammenarbeit wesentliche Punkte gemeinsam definiert und umgesetzt. Dies betrifft die Systemgrenzen und zentralen Parameter, wie beispielsweise den zugrunde gelegten Strommix. Dennoch können einige Abweichungen nicht ausgeschlossen werden. Ein relevanter Unterschied hinsichtlich der Systemgrenzen besteht bei der Modellierung der OME. Hier wurde der Anlagenbau der DAC und Elektrolyse berücksichtigt, nicht

jedoch der Bau der OME-Anlage selbst (vergleiche Kapitel 3.2.1). Der Vergleich mit den anderen PtX-Kraftstoffen zeigt jedoch, dass der Bau der Syntheseanlage insgesamt eine untergeordnete Rolle in den unterschiedlichen ökologischen Indikatoren spielt – lediglich bei sehr niedriger Auslastung der Anlage fallen diese naturgemäß stärker ins Gewicht (vergleiche Kapitel 5.1).

Weitere Abweichungen ergeben sich aus der Hochskalierung bestehender Laboranlagen sowie den Technologien selbst. Aufgrund der niedrigen TRL ist eine Hochskalierung aus Laboranlagen auf industrielle Maßstäbe mit großen Unsicherheiten verbunden. Je nach TRL und verfügbaren Daten variieren diese jedoch stark zwischen den betrachteten Technologien.

Unterschiede der Technologien selbst spiegeln sich außerdem beispielsweise in den CO₂-Quellen wider. Nicht für alle PtX-Anlagen sind die gleichen CO₂-Quellen vorgesehen, daher wurde je nach Anlagenauslegung die logische CO₂-Quelle ausgewählt (vergleiche Kapitel 3.2). Auf diese Art ergeben sich in den einzelnen Wertschöpfungsketten weitere Unterschiede, die jedoch in der Verschiedenheit der Technologien selbst begründet liegen. Daher sind diese weniger als Abweichungen zu sehen, sondern mehr als grundsätzliche Unterschiede der Technologien und den daraus resultierenden Integrationsmöglichkeiten.

Die LCAs wurden an unterschiedlichen Institutionen, mit unterschiedlichen Datenbanken (ecoinvent, GaBi) und unterschiedlichen Programmen (GaBi, Umberto) berechnet. Sowohl die Datenbanken, als auch die Programme folgen jeweils einer anderen Logik und anderen Berechnungsalgorithmen, sodass nicht ausgeschlossen werden kann, dass allein durch die Nutzung unterschiedlicher Datenbanken und Programme Abweichungen auftreten. Innerhalb der LCA-Community wurde noch nicht eingehend untersucht, welche Einflüsse dies tatsächlich auf die Ergebnisse hat. Es hat sich im Verlauf des Projektes jedoch gezeigt, dass auftretende Abweichungen nur schwer zurückzufolgen sind. Folglich herrscht in diesem Punkt noch großer Forschungsbedarf, um die Robustheit von LCA-Ergebnissen weiter zu erhöhen.

Hinzu kommt die Verwendung unterschiedlicher Versionen der Wirkungsabschätzungsmethode ReCiPe. Bei dem letzten Update der Methodik wurden die Referenzeinheiten der Indikatoren MDP, POCP und PM geändert, wie in **Tabelle C.1** dargestellt. Aus diesem Grund können für diese drei Indikatoren die Ergebnisse der PtX-Kraftstoffe nicht direkt miteinander verglichen werden. Jedoch sind weiterhin die gleichen Tendenzen und Größenordnungen erkennbar.

Indikator	ReCiPe 2008 v1.1	ReCiPe 2016 v1.1
MDP	Fe (Eisen)	Cu (Kupfer)
POCP	NM VOC	NO _x
PM	PM ₁₀	PM _{2,5}

Tabelle C.1: Übersicht der Änderungen der Referenzeinheiten in der Wirkungsabschätzungsmethode ReCiPe. Alle vorgenommenen Änderungen können in (Huijbregts u. a. 2017) eingesehen werden.

Wie eingangs im Kapitel beschrieben, existieren eine Reihe genereller Herausforderungen bei der Bewertung der erforschten Technologien, die sich ebenfalls in den Ergebnissen der LCA niederschlagen. Aufgrund des niedrigen TRL, der Projektion in die Zukunft und einer teilweise alten Datenlage einschlägiger LCA-Datenbanken sind die Ergebnisse als Tendenzen und Größenordnungen zu verstehen, die lediglich im gegebenen Szenario- und Annahmenrahmen gelten. Für eine möglichst umfangreiche Bewertung der ökologischen Vor- und Nachteile wurde die sonst klassische Betrachtung, die sich meist auf das Treibhausgaspotenzial, Global Warming Potential (GWP), beschränkt um weitere ökologische Indikatoren erweitert. Trotz dieser umfassenderen Analyse kann kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben werden. Es existieren eine Reihe weiterer relevanter ökologischer Faktoren, die nicht betrachtet werden konnten. Dies liegt teilweise in der LCA-Bewertungsmethodik selbst begründet, da aufgrund ihrer Komplexität nicht alle Umwelteinflüsse in eindeutige Indikatoren übersetzt sind. In vielen Fällen, wie beispielsweise dem Wasser- und Flächenverbrauch, sowie auch Toxizitäten existieren umfangreiche Forschungsaktivitäten, die sich eingehend mit der Gestaltung und Interpretation des jeweiligen Indikators auseinandersetzen.

Die Schwierigkeiten, die sich gerade mit den Indikatoren zum Wasser- und Flächenverbrauch ergeben, zeigen sich ebenfalls in den dargestellten Ergebnissen. Bei der Auswertung des Wasserbedarfs wird nur Prozesswasser berücksichtigt, welches eine Änderung erfährt, zum Beispiel im Temperaturniveau. Im Falle der heutigen Stromversorgung schlägt sich das in der Nutzung von Kühlwasser sehr deutlich nieder. Die Wassermengen, die für die norwegische Wasserkraft benötigt werden, werden jedoch nicht berücksichtigt. Somit müssen die Schlussfolgerungen, die aus den Ergebnissen des Wasserbedarfs gezogen werden können, diese methodischen Grundlagen unbedingt berücksichtigen, da

es sonst zu Fehlinterpretationen kommen kann. So sind für Wasserkraftwerke naturgemäß enorme Mengen Wassermengen nötig, die sich im Indikator jedoch nicht widerspiegeln. Eine Berücksichtigung der hierfür notwendigen Wassermengen würde andererseits den sonstigen Wasserverbrauch vermutlich völlig dominieren, sodass keine konkreteren Aussagen über die Einflüsse der übrigen Prozesskettenteile möglich wären.

Der Flächenverbrauch wurde auf Inventarbasis erhoben. Hier fällt im heutigen Strommix eine intensiv bewirtschaftete Waldfläche besonders stark ins Gewicht. Ein intensiv bewirtschafteter Wald kann jedoch unter ökologischen (wie auch sozialen) Gesichtspunkten anders bewertet werden, als eine vollständig versiegelte Fläche oder ein naturbelassener Wald. Es wäre möglich, dies durch entsprechende Anpassungen zu berücksichtigen.

Darüber hinaus bleibt zu beachten, dass die LCA-Ergebnisse die jeweiligen Umweltauswirkungen in aggregierter Form darstellen, das heißt hieraus ist eine räumliche und zeitliche Auflösung der Emissionen und Aufwendungen nicht möglich. Tatsächlich spielt eine solche Auflösung jedoch eine relevante Rolle. Während THG-Emissionen auf globaler Ebene ihre Effekte und Relevanz entfalten, sind vor allem der Wasser- und Flächenbedarf, aber auch PM-Emissionen und Toxizitäten von großer lokaler Bedeutung, wobei eine Durchschnittsbetrachtung naturgemäß zu hohen Abweichungen führen kann. So ist beispielsweise ein hoher Wasserverbrauch in einer Region mit großen Wassermengen (beispielsweise Norwegen) gut vertretbar, während bereits ein geringer Wasserverbrauch in ariden Gebieten zu großen Problemen führen kann. Hinsichtlich der zeitlichen Auflösung ergeben sich für die THG-Emissionen wiederum relevante Aspekte, die vor allem im Zusammenhang mit den gesetzten Klimaschutzzielen stehen – eine ausführlichere Beleuchtung dieses Aspektes ist in der ersten Version der Roadmap in Kapitel 10.2 enthalten (Ausfelder; Dura 2018).

Die Annahmen innerhalb des Energiemodells führen, wie in Kapitel 11.1 dargestellt, zu sehr hohen Volllaststunden der Wind- und Solarenergie, welche sich sehr positiv auf die spezifischen ökologischen Indikatoren niederschlägt.

11.3 Techno-ökonomische Analyse

Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse basieren auf zwei unterschiedlichen Methoden, die in Kapitel 3.3 beschrieben sind. Analog zur LCA wurden auch für die techno-ökonomische Analyse die gleichen Systemgrenzen und zentralen Parameter

verwendet (siehe den technischen Anhang ergänzend zu diesem Dokument). Aufgrund dessen sind die Ergebnisse, trotz unterschiedlicher Methoden, miteinander vergleichbar. Jedoch sollte beachtet werden, dass eine weitere Vereinheitlichung der Analysen nicht durchgeführt werden konnte und somit Abweichungen aufgrund der unterschiedlichen Methoden nicht auszuschließen sind. Aufgrund des niedrigen TRL und der Projektion in die Zukunft unterliegen die Ergebnisse jedoch grundsätzlich großen Unsicherheiten von mindestens $\pm 30\%$ (vergleiche Kapitel 3.3). Abweichungen, die aufgrund der unterschiedlichen Methoden auftreten könnten, liegen innerhalb dieser ohnehin auftretenden Unsicherheiten.

Grundsätzlich werden lediglich Gestehungskosten berechnet und ausgewiesen, das heißt, die Ergebnisse bilden in dieser Hinsicht eine untere Grenze, da zusätzliche Kostenaufwendungen, Gewinnmargen sowie Steuern und weitere Abgaben berücksichtigt werden müssten, um einen realistischen Vergleich mit den gegenwärtigen Preisen vornehmen zu können. Andererseits können weitere Technologieentwicklungen, Optimierungen und Wärmeintegration zu weiteren Kostensenkungen führen. Aus diesem Grund werden in der Ergebnisdarstellung ebenfalls die Produktbeschaffungskosten (ohne Steuern und Abgaben) der jeweiligen fossilen Referenz ausgewiesen und ebenfalls mit den PtX-Produkten verglichen. Dieser Vergleich gibt ein transparentes Bild der Kostenstruktur zwischen den PtX-Produkten und ihren fossilen Pendanten.

Für die Ermittlung der Investitionskosten der Jahre 2030 und 2050 wurde, abgesehen von der Elektrolyse, für alle Prozessschritte ein zukünftiger CEPCI-Index abgeschätzt. Als Basis für die Kostensteigerung wurde die Entwicklung des CEPCI Index der vergangenen Jahre in die Zukunft extrapoliert. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass sich die jährliche Kostensteigerung für Equipment im chemischen Anlagenbau in der Zukunft nicht ändern wird.

Insbesondere für die Ergebnisse von FT-Diesel, LNG und STF-Ottokraftstoff gelten die folgenden Punkte:

- Die techno-ökonomische Analyse der Containeranlagen (Bereitstellung von Butanol, LNG, STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel über PtX-Routen im Container) berücksichtigt keine Lohnkosten. Ziel ist es, dass die Containeranlagen vollautomatisiert laufen, sodass die Steuerung direkt an jedem Container stattfindet und gegebenenfalls über eine zentrale Steuerungsstelle zusätzlich überwacht wird. Der personelle Aufwand ist

hierbei naturgemäß entsprechend geringer als bei einer zentralen Großanlage. Jedoch müssen zusätzlich anfallende Kosten für die Steuerung und Wartung berücksichtigt werden, die über einen pauschalen Zuschlag einbezogen wurden.

- Die Betriebskosten sind für alle Prozessschritte (außer Elektrolyse) für alle Jahre gleich angenommen worden. Hier wird höchstwahrscheinlich eine Reduzierung der Verbräuche eintreten. Darüber hinaus sind Kostenschwankungen der Preise für benötigte Materialien sowie Prozessdampf und Elektrizität zu erwarten. Für die Elektrolyse wurde ein in der Zukunft verminderter Energieverbrauch angenommen.

Aufgrund der allgemeinen Herausforderungen, die zu Beginn beschrieben wurden, sowie den hier dargestellten Punkten, sind die präsentierten Gestehungskosten als Richtwerte zu verstehen, die die Größenordnung der Kosten darstellen. Die Ergebnisse können keine Rückschlüsse auf die exakte Höhe zukünftiger Preise geben.

12. Einschätzung der ökonomisch-ökologischen Eigenschaften der analysierten PtX-Technologien

Autoren/-innen: Florian Ausfelder (DEC), Hanna Dura (DEC)

ÖKOLOGISCHE EIGENSCHAFTEN

Die bereits in der ersten Roadmap (Ausfelder; Dura 2018) dargestellten Aussagen auf Basis vorläufiger Ergebnisse hinsichtlich des kumulierten Energiebedarfs (KEA) und den lebenszyklusbezogenen THG-Emissionen (THG_{LCA}) sind mit dem Fortschritt des Projekts und der begleitenden Bewertung bestätigt worden. Der größte Hebel für eine Treibhausgas-minderung liegt in der Reduzierung der CO₂-Belastung des verwendeten Stroms. Erst für die Verwendung eines weitestgehend CO₂-freien Stroms lassen sich die THG_{LCA}-Emissionen in den meisten Fällen auf das Niveau der fossilen Pendanten reduzieren. Weitere Reduktionen gegenüber den fossilen Produkten und Kraftstoffen lassen sich unter Anrechnung des als Rohstoff eingesetzten CO₂ für die PtX-Produkte erzielen – bei Abscheidung von CO₂ aus Punktquellen, wie Industrieabgasen und Biogasanlagen, können jedoch durchaus Interessenskonflikte zwischen Industrie- und Verkehrssektor auftreten. Im Bereich der Kraftstoffe soll dies über die RED II, die Ende 2018 auf euro-

päischer Ebene verabschiedet wurde, geregelt werden, die das eingesparte CO₂ dem Kraftstoffsektor zuspricht. Für PtX-Produkte im Anwendungsfeld der chemischen Grundstoffe fehlen jedoch jegliche Regelungen. Eine weitere Darlegung der regulatorischen Rahmenbedingung ist in Kapitel 13 zusammengefasst.

Grundsätzlich führt die Herstellung von PtX-Produkten zu einem höheren Energiebedarf (KEA) als die fossile Referenz, vergleiche hierzu die Ausführungen in Infobox B2 in der ersten Version der Roadmap (Ausfelder; Dura 2018). Dies liegt sowohl an den Umwandlungsverlusten der einzelnen Prozesse und der Länge der Prozesskette – je mehr Umwandlungen und Prozessschritte nötig sind, desto größer werden mögliche Verluste. Im Gegensatz zu fossilen Rohstoffen muss bei PtX-Produkten, ausgehend von Wasser und CO₂, die Energie unter Verlusten in die Verbindungen eingebracht werden. Diese Energiemengen müssen durch erneuerbare Energien zusätzlich bereitgestellt werden, um die entsprechenden Mengen an PtX-Produkten bereitstellen zu können. Energie aus erneuerbaren Quellen wird auch in Zukunft ein kostbares Gut sein. Es ist daher wichtig, die erzeugte erneuerbare Energie möglichst sinnvoll zu nutzen.

Die ökologische Bewertung der betrachteten Prozesse durch die Lebenszyklusanalyse wurde in dieser Roadmap um weitere relevante Kriterien erweitert, kann aber keineswegs als vollständig oder abgeschlossen betrachtet werden. Das „Metal Depletion Potential“ (MDP) ist bei PtX-Anlagen grundsätzlich erhöht gegenüber der jeweiligen fossilen Referenzen. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass Windkraft- und PV-Anlagen bezogen auf die produzierte kWh Strom einen höheren Metallbedarf aufweisen als konventionelle Stromerzeugung. Wasserkraft hingegen hat einen geringeren Metallbedarf, sodass der MDP bei Nutzung dieser Energieform am geringsten ist. Das „Photochemical Ozone Creation Potential“ (POCP) und die „Particle Matter Formation“ (PM) liegen insgesamt ebenfalls höher für alle PtX-Routen (mit Ausnahme von Butanol). Die Hauptursache liegt in der teilweisen Strombereitstellung durch konventionelle Kraftwerke, die hohe PM- und POCP-Emissionen aufweisen. Daher ist von einem Rückgang mit zunehmendem Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung auszugehen. Die verbleibenden Emissionen liegen in der Vorkette der erneuerbaren Stromerzeugung begründet: Solarzellen werden aktuell hauptsächlich in Asien mit überwiegend fossilen Stromquellen hergestellt. Auch hier ist eine Emissionssenkung absehbar, wenn der dortige Strom auch hauptsächlich aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt wird. Der Wasser- und Flächenbedarf ist für fast alle PtX-Verfahren ebenfalls deutlich erhöht. Dies

ist im Wesentlichen auf die Vorketten, insbesondere die Strombereitstellung zurückzuführen. Wie in Kapitel 3.2.2 und 11.2 dargestellt, unterliegen die Ergebnisse dieser Indikatoren jedoch starken Einschränkungen, die mit der gewählten Erhebungsmethodik zusammenhängen, da zur Erhebung des Wasserbedarfs lediglich Prozesswasser berücksichtigt wurde (Wasserbedarf aus Wasserenergie ist demnach nicht enthalten) und der erhobene Flächenbedarf zwischen unterschiedlichen Nutzungstypen (zum Beispiel intensiv bewirtschaftete Wälder vs. versiegelte Flächen) nicht differenziert wurde.

Der Bedarf an kritischen Rohstoffen (nach der Definition der EU Kommission (Europäische Kommission 2017) ist nach gegenwärtigem Analysestand durchweg für die PtX-Kraftstoffe erhöht gegenüber der fossilen Referenz. Insbesondere für leichte und schwere seltene Erden, Metalle der Platingruppe und nach vorläufiger Analyse für Tantal entstehen hohe Mehrverbräuche. Die Mehrbedarfe an seltenen Erden und Platinmetallen sind insbesondere durch den gestiegenen Bedarf durch Elektrolyseure zurückzuführen, aber auch die Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Quellen, die selbst ebenfalls einen erhöhten Bedarf an kritischen Rohstoffen haben. Die Ergebnisse sind jedoch noch mit großer Vorsicht zu genießen, denn es gibt teilweise erhebliche Abweichungen zwischen den PtX-Kraftstoffen. Die Unsicherheit entsteht durch die Hochskalierung von Laboranlagen. Durchoptimierte Industrieanlagen könnten sich durchaus anders darstellen. In vielen Fällen (seltene Erden, Metalle der Platingruppe) ist die Forschung bereits explizit damit beschäftigt, die aktuell identifizierten Bedarfe zu senken.

Vor allem im Zusammenhang mit dem Wasser- und Flächenverbrauch, aber auch bei PM-Emissionen ist zu beachten, dass es sich primär um lokale Effekte handelt. Die LCA-Ergebnisse sind daher für allgemeine Aussagen nur auf Ebene der Inventarbasis (beispielsweise ein Flächenverbrauch von xx m²) nutzbar. Eine Aussage hinsichtlich der ökologischen Tragbarkeit unterschiedlicher Optionen für einen spezifischen Standort kann daraus nicht abgeleitet werden, da es sich hierbei um Indikatoren handelt, die regional (und saisonal) starken Schwankungen unterliegen können. Die aggregierte Darstellung der Umweltauswirkungen über die LCA bietet hierzu jedoch keinerlei Information.

Diese Zusammenhänge zeigen das Spannungsfeld diverser Zielkonflikte auf. So kann eine Technologie beispielsweise sehr großes Potenzial zur THG-Minderung aufweisen, benötigt jedoch gleichzeitig große Mengen kritischer Rohstoffe oder Wasser.

Diese unterschiedlichen und in manchen Fällen auch gegenläufigen Eigenschaften müssen gegeneinander abgewogen werden. Hierfür gibt es eine Reihe von Methoden (zum Beispiel multikriterielle Entscheidungsanalysen), die jedoch nur den methodischen Rahmen zur Verfügung stellen. Die Gewichtung, wie die unterschiedlichen ökologischen Einflüsse, beispielsweise THG-Emissionen gegenüber Flächenbedarf zueinander stehen, bedarf jedoch einer Entscheidung auf gesellschaftspolitischer Ebene. Daher sind die hier vorgestellten Ergebnisse auf der Ebene der individuellen Indikatoren ausgewiesen.

ÖKONOMISCHE EIGENSCHAFTEN

Hinsichtlich der ökonomischen Eigenschaften ergibt sich das einheitliche Bild höherer Gesteungskosten der PtX-Produkte im Vergleich zu den Preisen der jeweiligen fossilen Referenzen. Aufgrund angenommener stark sinkender Investitionskosten in der Zukunft sind gegenüber den heutigen Gesteungskosten große Einsparungen möglich, jedoch verbleiben sie weiterhin auf einem höheren Niveau, als die Produktbeschaffungskosten der fossilen Pendanten. Dabei sind die Gesteungskosten sehr sensitiv gegenüber der Auslastung der Anlagen und weisen auch gegenüber den Stromkosten eine hohe Abhängigkeit auf. Die Analysen haben gezeigt, dass die Preise der PtX-Kraftstoffe und chemischer Grundstoffe bei einem systemdienlichen Betrieb teilweise um ein Vielfaches höher sind, als bei einer kontinuierlichen Produktion. In Kombination mit den durchgeführten Sensitivitätsanalysen konnte gezeigt werden, dass die Investitionskosten und die Auslastung der Anlagen die wesentlichen Einflussgrößen der Gesteungskosten darstellen. Erst bei geringeren Investitionskosten und hohen Volllaststunden steigt die Relevanz des Strompreises. Ähnliches gilt für den CO₂-Bereitstellungspreis, jedoch ist die Spannweite in Abhängigkeit der Volllaststunden und Investitionskosten deutlich geringer.

Die techno-ökonomische Analyse hat weiterhin gezeigt, dass gerade im Kraftstoffbereich die Gesteungskosten der PtX-Kraftstoffe mit den Produktbeschaffungskosten der fossilen Referenzen in Bezug gesetzt werden sollten, um einen transparenten Vergleich zu ermöglichen. Dies liegt an der besonderen Preisstruktur von Kraftstoffen, denn lediglich 29–35 % des fossilen Kraftstoffpreises ist auf die Produktbeschaffungskosten zurückzuführen, während der überwiegende Anteil des Verbraucherpreises durch Steuern und Abgaben entsteht. Es ist zu erwarten, dass voraussichtlich auch auf PtX-Kraftstoffe Steuern und Abgaben erhoben werden. Da die Höhe dieser zusätzlichen Faktoren nicht absehbar ist, bleibt ein Vergleich auf Basis der

Gesteungskosten in Bezug auf die Produktbeschaffungskosten als beste Näherung. Ebenfalls sorgt ein Vergleich für eine erbrachte Fahrleistung (hier 100 km) für mehr Transparenz und Vergleichbarkeit. Da nicht alle Kraftstoffe die gleiche Energiedichte besitzen, wäre die durch den Verbraucher gewohnte Angabe pro Liter Kraftstoff irreführend.

Wasserstoff mit der LOHC-Transporttechnologie und FT-Diesel im Zieljahr 2050 unter den Bedingungen des KSZ 95 kommen in ihren Gesteungskosten den Preisen ihrer jeweiligen fossilen Referenz am nächsten. Jedoch müssen hier, wie bereits erwähnt, zusätzliche Kostenfaktoren hinsichtlich Steuern und Abgaben berücksichtigt werden. Wasserstoff ist im Verkehrssektor grundsätzlich noch keine etablierte Technologie, sodass der Vergleichswert hier ebenfalls relativ hoch angesetzt ist. Zudem muss berücksichtigt werden, dass Brennstoffzellenfahrzeuge gegenwärtig noch kaum am Markt erhältlich sind und vergleichsweise teurer ausfallen als Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor.

POTENZIALABSCHÄTZUNG

Die techno-ökonomische und ökologische Analyse der PtX-Produkte gewährt einen wichtigen Einblick in die ökonomischen und ökologischen Eigenschaften und Kenngrößen der PtX-Produkte. Diese Untersuchungen müssen um eine Betrachtung ergänzt werden, die sich mit der Frage der benötigten absoluten Mengen von PtX-Produkten und den damit einhergehenden Konsequenzen auseinandersetzt. Dies ist am Beispiel der norwegischen Wasserkraft besonders sichtbar. Die hier betrachteten ökologischen Indikatoren weisen darauf hin, dass norwegische Wasserkraft zum Beispiel hohe THG-Reduktionspotenziale ermöglicht. Die techno-ökonomische Analyse hat jedoch gezeigt, dass die Gesteungskosten der PtX-Produkte im Vergleich zu den anderen berechneten Betriebsweisen relativ hoch sind.

Legt man das noch verfügbare, aber noch nicht erschlossene Wasserkraftpotenzial in Norwegen zugrunde, so werden lediglich 7,5 % des heutigen jährlichen PKW-Kraftstoffbedarfs in Deutschland über PtX gedeckt werden können, würde das gesamte noch verfügbare Potenzial der PtX-Produktion zur Verfügung gestellt werden (vergleiche Kapitel 2.3.1 und 4.3.1). Darüber hinaus können derartige Szenarien suggerieren, dass sich zum Beispiel PtX-Kraftstoffe im Ausland unter günstigen Bedingungen herstellen ließen und Deutschland direkt zur Verfügung stünden. Bei derartigen Potenzialerhebungen darf daher nicht außer Acht gelassen werden, dass, sollte sich ein Land dazu entschließen, PtX-Produkte herzustellen, diese gemäß

den Interessen des Investors unterschiedlichen Märkten, unter anderem einem lokalen oder regionalen Markt zugänglich gemacht werden können. Diese Zusammenhänge zeigen die Notwendigkeit weiterer Analysen zur Abschätzung möglicher Potenziale und zur Einordnung der spezifischen Umwelteinflüsse und techno-ökonomischer Analysen.

Üblicherweise werden einer Potenzialanalyse Annahmen zugrunde gelegt, die eine statische Situation beschreiben, wie etwa eine gegebene Menge EE-Strom, Energiebedarf, verfügbare Technologien etc. Aus diesen Größen lässt sich selbstverständlich ein Potenzial, beispielsweise produzierbare Mengen PtX-Produkte ableiten, jedoch stellt dieses Potenzial lediglich eine Momentaufnahme dar: Zum Beispiel die PtX-Produktmenge im Jahr 2050. Es vermag nicht, die bis dahin nötige Transformation darzustellen. Die zentrale Fragestellung einer Potenzialanalyse sollte also lauten, wie sich eine mögliche Entwicklung der Bereitstellung von PtX-Produkten und eine mögliche Entwicklung der Nachfrage abbilden und zur Deckung bringen lassen.

Mit den in Kapitel 4 dargestellten Ansätzen konnten eine Reihe relevanter Einflussgrößen und ihre Wechselwirkungen beschrieben werden. Zwei der relevantesten Einflussgrößen, die sich durch viele Bereiche ziehen, von der Realisierung der Produktion bis zur Gestaltung der Nachfrage, berühren regulatorische und politische Rahmenbedingungen. So setzt beispielsweise Norwegens Regierung nicht mehr auf großskalige Wasserkraftanlagen, um Landschaft und Umwelt zu erhalten. Stattdessen sehen die Ausbaupläne vor, bereits bestehenden Großanlagen zu modernisieren und das noch freie Potenzial hauptsächlich über Kleinanlagen zu erschließen, für die kaum Eingriffe in die Flussläufe nötig sind (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy 2015). Diese Entscheidung hat direkten Einfluss auf potenzielle PtX-Anlagen, da mit kleineren, dezentralen Wasserkraftwerken Restriktionen hinsichtlich Stromverfügbarkeit und somit Produktion entstehen. Durch die Umwandlungsverluste der Prozessketten sind für die Bereitstellung von 1 t Kraftstoff ungefähr 20–30 MWh Strom nötig (vergleiche Kapitel 4.1.1). Ähnliche lokale Restriktionen gelten für den Wasserbedarf, da es sich hierbei ebenfalls um eine lokale Ressource handelt: Die Versorgung von 1 % der deutschen PKW-Flotte mit PtX-Kraftstoffen für den Zeitraum eines Jahres entspricht einer benötigten Wassermenge von 770.000 t.

Ein weiterer wichtiger Faktor bei der Potenzialerhebung ist die zeitliche Komponente, denn Potenziale werden nicht in einem Zeitpunkt erschlossen, sondern erstrecken sich über Jahre, bis die nötigen Anlagen soweit aufgebaut sind, dass ein relevanter

Beitrag geleistet werden kann. Der gegenwärtige jährliche Kraftstoffabsatz in Deutschland (Otto- und Dieselmotoren) liegt bei ca. 55 Mio. t, was dem 8,5-fachen der PEARL-Anlage von Shell entspricht, die als Gas-to-Liquid-Anlage als Beispiel einer relevanten Größenordnung herangezogen werden kann. Der Bau solcher Anlagen bewegt sich in einem Zeithorizont von mindestens fünf Jahren. Dabei kann nicht davon ausgegangen werden, dass viele Anlagen gleichzeitig errichtet werden. Folglich spielt die zeitliche Komponente in der Erschließung möglicher Potenziale und dem Beitrag zur Energiewende eine wesentliche Rolle.

13. Zu erwartende Entwicklungspfade und Systemkompatibilität der neuen Technologien

Autoren/-innen: Florian Ausfelder (DEC), Hanna Dura (DEC), Jan Hildebrand (IZES)

ENTWICKLUNG DER TECHNOLOGIEN

Die Entwicklung der Technologien geht einher mit der Frage der Entwicklung des Potenzials (vergleiche Kapitel 4.1.11 und 12). Die hier betrachteten Technologien sind zumindest teilweise noch auf einer frühen Stufe der technischen Entwicklung. Dabei gibt es durchaus einzelne Prozessschritte, die bereits sehr weit fortgeschritten sind, jedoch ist der technische Entwicklungsgrad der Gesamtverfahrenskette häufig noch bei TLR 2-4.

Hinsichtlich der Bereitstellung von Kraftstoffen werden Technologien der Wasserstoffbereitstellung (LOHC), der Bereitstellung von flüssigem synthetischem Erdgas (LNG) sowie synthetische Kraftstoffe wie STF-Ottokraftstoff, FT-Diesel und OME entwickelt. LOHC erleichtern den Ausbau der Infrastruktur für den Betrieb von Brennstoffzellenfahrzeugen; die vorhandene Tankstelleninfrastruktur könnte dann größtenteils beibehalten werden. Gegenwärtig liegen die Anschaffungskosten eines Brennstoffzellenfahrzeugs noch deutlich über denen eines Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor. Um am Markt konkurrenzfähig zu werden, sind an dieser Stelle folglich noch Kostensenkungen anzustreben. STF-Ottokraftstoff und FT-Diesel können als „drop-in-Fuels“ fossilen Kraftstoffen in jedem Mischungsverhältnis beigemischt werden bis hin zu ihrer reinen Verwendung, sowohl im PKW als auch Schwerlastverkehr. Es sind keine fundamentalen Anpassungen an Infrastruktur oder Fahrzeugen nötig, wobei

aber weiterhin lokale Emissionen entstehen. Dabei bleibt zu beachten, dass Beimischungen zu fossilen Kraftstoffen lediglich eine Übergangsmöglichkeit darstellen können, jedoch nicht im Einklang mit den THG-Minderungszielen 2050 stehen, da bei einem Mischkraftstoff weiterhin ein fossiler Anteil bestehen bliebe. OME-Kraftstoffe verbrennen sauberer und können die lokalen Emissionen senken. Die Verträglichkeit mit gängigen Dichtungsmaterialien ist nicht immer gewährleistet. OME hat ungefähr die halbe Energiedichte im Vergleich zu konventionellem Diesel. Daher sind auch Änderungen der Infrastruktur nötig.

Um einen nennenswerten Beitrag zur Einhaltung des 2030 Klimaschutzziels im Verkehrssektor leisten zu können, müssten die PtX-Kraftstoffe bereits jetzt am Markt hochlaufen. Nur so können sie ihre Wirkung in den darauf folgenden Jahren entfalten, da zur Einhaltung des Sektorziels die Stagnation der letzten knapp 30 Jahre in lediglich rund 10 Jahren kompensiert werden muss – dies bedeutet eine Emissionsreduktion von 44 % im Vergleich zum Stand 2017. Der Markteintritt von PtX-Technologien wird vermutlich nicht übergreifend in großem Maßstab ausgerollt, sondern zunächst über einzelne besonders vorteilhafte Anwendungen in den Markt treten und sich darauf aufbauend weiterentwickeln. Somit ist es wenig wahrscheinlich, dass PtX-Kraftstoffe in größerem Umfang zur Erreichung der 2030 Klimaschutzziele des Verkehrssektors beitragen können, da die benötigten THG-Reduktionen die Kraftstoff-Kapazitäten, die bis dahin aufgebaut werden können, übersteigen.

Für die Anwendung in der chemischen Grundstoffindustrie können grundsätzlich zwei Ansätze verfolgt werden: (1) die Nutzung von beispielsweise Synthesegas zu Beginn der Wertschöpfungskette, um einen möglichst großen Hebel für die Folgeprodukte bedienen zu können, oder (2) die direkte Herstellung von Spezialchemikalien. Für ersteres müssen zunächst die relevanten Größenskalen und niedrigen Preise erreicht werden, um mit der fossilen Bereitstellung konkurrieren und die benötigte Menge bereitstellen zu können. Der Markteintritt für Spezialchemikalien kann sich hingegen leichter gestalten, da es sich hier um ein höherpreisiges Segment mit geringeren Mengen handelt.

EIGNUNG ZUR STABILISIERUNG DES STROMNETZES

PtX-Technologien haben außerdem den Vorteil, Flexibilität für das Stromsystem anbieten zu können. Besonders hervorzuheben ist dabei die PEM-Elektrolyse, die außerdem über schnelle Reaktionszeiten verfügt, aber auch die NT-Elektrolyse und der LOHC-Prozess besitzen eine gute Teillastfähigkeit. Außerdem

können einige Prozessschritte mit Hilfe von Speichern entkoppelt werden, sodass beispielsweise die PEM-Elektrolyse flexibel gefahren werden kann, um zunächst einen Speicher zu befüllen, während die angeschlossene Synthese kontinuierlich betrieben werden kann.

Das Anbieten von Flexibilität kann somit eine mögliche Betriebsstrategie für PtX-Anlagen, insbesondere für den ersten Verfahrensschritt, die Elektrolyse, darstellen. Diese Strategie muss einen Kompromiss zwischen der Effizienz, der Wirtschaftlichkeit und dem Anbieten von Flexibilität finden, da die Auslastung der Anlage sich auf die Effizienz, Wirtschaftlichkeit und hinsichtlich einiger ökologischer Indikatoren auch auf den spezifischen ökologischen Einfluss niederschlägt (vergleiche Kapitel 5 und 6). Insbesondere die ökonomische Analyse hat gezeigt, dass die Gestehungskosten äußerst empfindlich auf die Auslastung der Anlagen reagieren. Wird die Anlage mit dem Ziel der Produktion des gewünschten PtX-Produktes betrieben, sind darüber hinaus gegebenenfalls Lieferverpflichtungen einzuhalten. So muss beispielsweise das Beliefern von Tankstellen mit einer gewissen Versorgungssicherheit einhergehen, indem der Kraftstoff zu vorhergesehenen Zeiten in entsprechender Menge und Qualität zur Verfügung steht.

Analysen zu Flexibilisierungsoptionen in der Grundstoffindustrie haben jedoch bereits gezeigt, dass ein Anlagenbetrieb mit dem Ziel des Vorhaltens von Flexibilität sich aktuell wirtschaftlich nicht darstellen lässt (Ausfelder; Seitz; Serafin 2018). Dies liegt hauptsächlich in den Wertschöpfungsketten selbst begründet, denn der Strom wird verwendet, um Produkte mit einer höheren Wertschöpfung bereitzustellen. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht müssen folglich die Erlöse aus dem Anbieten von Flexibilität, also dem Anbieten des kostengünstigeren Stroms, gegen die entgangenen Erlöse des höherwertigen Produktes gerechnet werden. Auch hier gilt es außerdem, das Einhalten von Lieferverträgen und von einer konstanten Produktqualität zu beachten.

In diesem Fall würde sich auch der Beitrag zur Energiewende anders darstellen, denn eine niedrige Auslastung hat auch geringe Produktionsmengen zur Folge. Dies konnte bereits für die Potenzialabschätzung der norwegischen Wasserkraft gezeigt werden (vergleiche Kapitel 4.3.1). Eine im systemdienlichen Betrieb gefahrene HT-Co-Elektrolyse mit 1000 Betriebsstunden im Jahr produziert lediglich 16,8t Synthesegas, während eine kontinuierlich betriebene Anlage in 6500 Betriebsstunden 109t Synthesegas bereitstellen kann. Der Beitrag zur Defossilisierung der Synthesegasproduktion ist aus der systemdienlich betriebenen

Anlage folglich wesentlich geringer als im kontinuierlichen Betrieb. Der Beitrag zur Energiewende verschiebt sich somit auf die Seite des Stromnetzes, wo wiederum andere Flexibilitätsoptionen und -technologien als Referenztechnologie hinzugezogen werden müssten.

Folglich muss das Anbieten von Flexibilität genau geprüft und von Fall zu Fall unterschieden werden und kann kaum pauschal erfolgen.

WAHRNEHMUNG UND AKZEPTANZ DER GESELLSCHAFT

Die ersten Einschätzungen hinsichtlich der Akzeptanzmatrix zeigen, dass diese ein notwendiges und sinnvolles Instrument ist, sich die konkreten Bewertungen zum jetzigen Zeitpunkt allerdings als komplex darstellen. Während auf der Systemebene die Potenziale beziehungsweise die Rolle von Power-to-X-Technologien im Energiesystem durchaus positiv gesehen werden, zum Beispiel durch die mögliche Verringerung des Netzausbaubedarfs und den Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems bei einer systemdienlichen Einbettung, gestaltet sich die detaillierte Bewertung einzelner Technologien aus Akzeptanzsicht aus heutiger Perspektive schwierig.

Auf methodischer Ebene lag in den bisherigen Arbeitsschritten der Fokus insbesondere auf der Entwicklung der Struktur und der relevanten Kategorien, in nächsten Schritten sollten diese empirisch sowohl mit qualitativen Einschätzungen, als auch mit quantitativen Daten von Befragungen gefüllt werden. Idealerweise geschieht das sowohl auf Ebene der Einzel-Technologie als auch der Wertschöpfungskette, wofür dann entsprechend ein standardisiertes Vorgehen bzgl. der Skalierung der jeweiligen qualitativen und quantitativen Bewertungen gegeben sein muss. Dies war in diesem Arbeitsschritt noch nicht für alle Forschungscluster möglich.

Für das weitere Vorgehen, mit dem Ziel einer ausgewogenen und übergreifenden Akzeptanzbewertung von Power-to-X-Technologien, erscheint zudem wichtig, die verschiedenen Akzeptanzebenen zu differenzieren, da hier unterschiedliche Akteure betroffen und verschiedene Faktoren relevant sind. In diesem Zusammenhang lassen sich folgende Schritte ableiten, auf welchen Ebenen weitere Forschungen notwendig sind beziehungsweise welche Aspekte beleuchtet werden sollten:

Akzeptanzebene lokal: Für die Technikakzeptanz vor Ort ist neben den technischen Eigenschaften und standortbezogenen

Fragen vor allem die Gestaltung von Beteiligungsverfahren und -möglichkeiten bei der Planung, Genehmigung und dem Betrieb konkreter Anlagen und korrespondierender Infrastrukturen relevant. Hier liegen bislang noch wenig Erfahrungen vor, dementsprechend herrscht noch Informationsbedarf insbesondere zu den folgenden zentralen Fragen: Welche akzeptanzrelevanten Charakteristika weisen die verschiedenen Power-to-X-Technologien auf der lokalen Ebene auf? Wo stehen zukünftige Power-to-X-Anlagen beziehungsweise verbundene Infrastrukturen und in welchem Ausmaß wird die Bevölkerung vor Ort davon betroffen sein? Neben konkreten empirischen Untersuchungen zu spezifischen Technologien vor Ort sollten aufbereitete Informationen zum Beispiel durch fact sheets sowie die wissenschaftliche Begleitung von Dialogformaten bei den Einführungsprozessen eine Aufgabe der Akzeptanzforschung sein.

Akzeptanzebene Markt: Auf der Marktebene scheinen vor allem zwei Aspekte zentral: Zum einen hängen viele Akzeptanzeinschätzungen ganz wesentlich ab von dem umgebenden regulatorischen Rahmen, beispielsweise dem Marktdesign oder dem Förderregime, was insbesondere für die Kosten-Nutzen-Bewertung der vorgelagerten Stromerzeugung sowie des umgewandelten Produktes relevant ist. In diesem Zusammenhang ist auch die Diskussion und Festlegung eines einheitlichen Referenz- beziehungsweise Bezugsrahmens von Belang.

Zum anderen rückt mit zunehmender Verbreitung beziehungsweise Anwendung auch die Verhaltensebene im Sinne einer Nutzungsakzeptanz und damit die Untersuchung der Anwenderperspektiven in den Fokus. Bezogen auf die Ebene des Anlagenbetriebs ist analog zur Bürgerenergie bei den erneuerbaren Energien eine Frage, wie sich zukünftige Akteursstrukturen entwickeln werden und ob ausschließlich Industrieunternehmen oder auch zum Beispiel die Bürger/-innen selbst solche Anlagen betreiben können beziehungsweise es „bürgerenergiefreundliche“ Optionen geben wird. Hinsichtlich der Produktnutzung, zum Beispiel in der chemischen Industrie aber auch der Endanwender auf Haushaltsebene, betrifft eine zentrale Frage, inwieweit die Wahrnehmung beziehungsweise das Wissen einen Unterschied in der Nutzungsentscheidung macht, dass es sich um Power-to-X-Produkte handelt.

Akzeptanzebene sozio-politisch: Auf dieser Ebene sollten frühzeitig die möglichen Rollen von Power-to-X-Technologien und zugrunde liegende Szenarien vermittelt werden, welche die Begründung und Vermittlung unterstützen. Hier kann die Akzeptanzforschung dazu beitragen, sowohl den wissenschaft-

lichen interdisziplinären Diskurs als auch die öffentliche Kommunikation empirisch zu fundieren. Die vorgestellte Akzeptanzmatrix stellt einen möglichen Ansatz für eine Bewertungsmethodik dar, die eine essentielle Grundlage einer transparenten und verständnisfördernden Kommunikation bilden kann. Die ersten Bewertungen veranschaulichen die immense Herausforderung, das einerseits bestehende Wissen über die jeweiligen Technologieeigenschaften in all seiner Komplexität angemessen zu berücksichtigen, andererseits die noch bestehenden Unsicherheiten bezüglich theoretischer Annahmen und Schätzungen transparent zu machen.

Bei der Gestaltung von Kommunikationsmaßnahmen ist die Wirkung von Frames zu beachten. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Frames, die sozial (gesellschaftlich) geteilt werden, Frames, die nur bei Angehörigen eines bestimmten gesellschaftlichen Milieus oder Subsystems vorhanden sind, und schließlich solchen auf individueller Ebene; dies lässt sich durch Medien- und Diskursanalysen untersuchen (vergleiche Jahn & Lux, 2009). Begriffe, die Teil der Kommunikation über Power-to-X-Technologien sind, aktivieren beim Rezipienten Frames, sofern diese vorhanden sind. Wenn die Begriffe die „falschen“ Frames aktivieren oder gar kein Frame zur Rahmung dieses Themas vorhanden ist, kann dies Akzeptanzprobleme begünstigen. Für eine wirksame Kommunikation von Power-to-X-Technologien gilt es folglich, bestehende Ansätze zu verstärken und zugleich neue Frames zu entwickeln. Die Modifikation vorhandener Frames und die Etablierung neuer Frames können unter Nutzung von Narrativen erfolgen. Der Begriff des „Narrativs“ oder der Erzählung umfasst die Art und Weise, wie von einem bestimmten Ereignis oder einer Reihe von Ereignissen berichtet beziehungsweise wie sie dargestellt werden. Es geht also weniger um die jeweiligen Ereignisse an sich, sondern ihre Darstellung in geschriebener oder gesprochener Form. Relevante Fragen lassen sich über die verschiedenen disziplinären Ansätze und Anwendungsfelder der Narrativ-Forschung hinweg folgendermaßen zusammenfassen: „Wer erzählt, wie wird erzählt und wovon hängt der Erfolg einer Erzählung ab?“ (Gadinger et al. 2014: 29). Aus Sicht einer transdisziplinären und transformativen Forschung für Power-to-X-Technologien wäre es wünschenswert, diese Erzählung aktiv zu gestalten: Gerade weil es sich um Technologien handelt, die für weite Teile der Gesellschaft keinen direkten Bezug zum Alltag haben, unterstreicht es die Relevanz des transdisziplinären Ansatzes, in dem die Technologien zunächst der Zivilgesellschaft detaillierter erläutert werden und technische Beschreibungen beziehungsweise wissenschaftliche Berichte

aufgearbeitet und nachvollziehbar kommuniziert werden müssen, sodass eine partizipative, das heißt mitgestaltende Bewertung möglich wird.

REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

Regulatorische Rahmenbedingungen spiegeln jeweils das zugrundeliegende System wider – so sind sie gegenwärtig auf das fossile kontinuierliche System angepasst. Einer erneuerbaren Welt können gänzlich andere Rahmenbedingungen zugrunde liegen. Folglich muss sich der regulatorische Rahmen gemeinsam mit den Technologien entwickeln, um ihre schrittweise Integration und die Transformation zu einer THG-neutralen Wirtschaft zu ermöglichen. Dies bedeutet, dass der regulatorische Rahmen während der Transformationsphase beide „Welten“ berücksichtigen muss, mit klaren Weichenstellungen und Anreizen, die auf das Ziel der weitgehenden THG-Neutralität ausgerichtet sind.

Die für PtX relevanten Regularien umfassen unter anderem das EU ETS (hauptsächlich relevant für den Energieerzeugungs- und Industriesektor), das EU ESD (hauptsächlich relevant für den Verkehrssektor), sowie die RED II (ebenfalls verkehrssektor-relevant). Jedoch finden die PtX-Technologien zum gegenwärtigen Zeitpunkt weitestgehend keine Berücksichtigung. Lediglich die RED II greift die Technologie auf und versucht erste Rahmenbedingungen zu schaffen, die jedoch nur für den Kraftstoffsektor gelten. Der Sektorkopplungscharakter von PtX-Technologien und -Produkten führt dazu, dass sich unterschiedliche regulatorische Gebiete und Befugnisse ebenfalls annähern oder sogar überschneiden, wie beispielsweise das EU ETS, EU ESD und die RED II. Wenn PtX-Verfahren zum Beispiel im EU ETS angesiedelt werden, können durch das abgetrennte und später wieder emittierte CO₂ Verschiebungen zwischen den unterschiedlichen Regularien stattfinden. Wird beispielsweise eine industrielle Punktquelle als CO₂-Quelle verwendet, so verlässt das abgetrennte CO₂ den Industriesektor, welcher durch das EU ETS geregelt ist und geht in den Verkehrssektor über, welcher über das EU ESD geregelt ist. Darüber hinaus gilt für den Verkehrssektor die RED II und Flottengrenzwerte für Emissionen. Es ist noch nicht abschließend geklärt, welche Konsequenzen konkret aus den Überschreitungen der unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen entstehen können. Da diese jedoch Einfluss auf die Entwicklung der Emissionen haben, ist es im Sinne der Einhaltung der THG-Emissionsziele wichtig, diese Zusammenhänge zu verstehen, um gegebenenfalls auf Fehlentwicklungen reagieren und gegensteuern zu können.

Dies knüpft praktisch direkt an die sozio-politische Fragestellung an, welches CO₂ als Rohstoff für PtX-Prozesse eingesetzt werden darf. Das CO₂ kann direkt aus der Luft, aus Biogasanlagen oder industriellen Punktquellen abgeschieden werden. Im Zusammenhang mit den geltenden Regularien zur CO₂-Bilanzierung (EU ETS, EU ESD, RED II) stellt sich zusätzlich die Frage, welcher Prozess das abgetrennte CO₂ als Emissionsvermeidung gutgeschrieben bekommt, der Industrieprozess, der das CO₂ abtrennt und weitergegeben hat oder beispielsweise der Verkehrssektor, der das CO₂ am Fahrzeugauspuff wieder in die Atmosphäre entlässt. Hinsichtlich beider Fragestellungen herrschen unterschiedliche Positionen: Die, die in der Zulassung industrieller (also fossiler) CO₂-Quellen die Gefahr sieht, den bereits bestehenden „Lock-in“ (Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen) zu verstärken beziehungsweise weiter hinauszuzögern, und die andere, die in der Zulassung der CO₂-Abscheidung aus industriellen Quellen die Chance sieht, bereits jetzt CO₂-Emissionen zu reduzieren. Details zu diesen beiden Positionen und ihren möglichen Auswirkungen sind in Teil D dargelegt.

Hinsichtlich der Kosten von PtX-Kraftstoffen ist außerdem noch die Besteuerung zu regeln. Die Kostenstruktur fossiler Kraftstoffe ist geprägt durch Steuern und Abgaben, lediglich 29–35% des Preises entfallen auf die Produktbeschaffungskosten (vergleiche Kapitel 6.3). Durch die Anrechnung des als Rohstoff eingesetzten CO₂, welche durch die RED II geregelt wird, ist die Frage zu beantworten, wie die Energiesteuer erhoben wird. Die Energiesteuer unterscheidet sich nach Kraftstoffarten und richtet sich dabei nach den Emissionen des Energieträgers bei der Verbrennung. Je sauberer ein Brennstoff verbrennt, desto geringer fällt die Steuer aus. Die Wechselwirkung zwischen diesen Regularien ist noch nicht ausreichend untersucht.

Die Untersuchungen hinsichtlich der Flexibilität haben ergeben, dass die Gesteungskosten der PtX-Produkte bei niedrigen Auslastungen sehr hoch sind, was eine Wirtschaftlichkeit in Frage stellt (vergleiche ebenfalls Abschnitt „Eignung zur Stabilisierung des Stromnetzes“). Hinzu kommt der Umstand, dass der gegenwärtige Rechtsrahmen eine konstante Stromabnahme durch die Reduktion von Netzentgelten begünstigt. Wird die vorab vertraglich geregelte Strommenge vom Verbraucher nicht abgerufen, werden die Netzentgelte im vollen Umfang fällig. Diese Kosten liegen in der Regel höher als die Erlöse aus angebotener Flexibilität (Ausfelder; Seitz; Serafin 2018). Darüber hinaus wird für eine Umwandlung von Strom in andere Energieträger, die Abnahme von Strom als Endverbraucher bewertet und ist damit

voll abgabe- und umlagepflichtig, außer der produzierte Energieträger dient ausschließlich der Rückverstromung. Folglich wird für eine auf erneuerbaren Quellen basierte Energiewirtschaft das Anbieten von Flexibilität gefordert, jedoch wird dies durch den gegenwärtigen Rechtsrahmen erschwert, da er auf einer fossilen, konstanten Energiewirtschaft basiert.

Dies zeigt, dass es in gewisser Weise „dynamische“ regulatorische Rahmenbedingungen braucht, die die Transformation von einem fossilen, hin zu einem erneuerbaren, flexiblen Energiesystem ermöglichen. Nur mit einheitlichen Rahmenbedingungen, die der Komplexität von PtX gerecht werden, kann Klarheit und Sicherheit für die Implementierung dieser Technologien geschaffen werden. Das heißt, der regulatorische Rahmen muss berücksichtigen, dass die Technologien nicht in einem Moment am Markt voll etabliert sind, sondern sich über mehrere Jahre in einem Transformationsprozess langsam als konkurrenzfähig erweisen müssen – was nur mit entsprechenden Rahmenbedingungen erzielt werden kann. Da wir uns gegenwärtig mitten in der Transformation befinden, können an vielen Stellen Rahmenbedingungen, die entweder für die fossil dominierte Ausgangssituation oder für die erneuerbare dominierte Zielsituation sinnvoll sind, die Transformation behindern.

14. Ausblick

Autor: Florian Ausfelder (DEC)

Die zentrale Frage, die das P2X-Kopernikus-Projekt beantworten möchte, ist, welchen Beitrag PtX-Produkte für die Energiewende und die angestrebte Treibhausgasneutralität leisten können und wie dieser Beitrag von den rechtlichen, ökonomischen, ökologischen und sozialen Randbedingungen abhängt. Die experimentelle Forschung und Entwicklung innerhalb und außerhalb des Projektes hat die Technologiereife der Verfahren in den vergangenen drei Jahren wesentlich verbessert. Dieser Fortschritt ermöglicht nun eine fundierte Diskussion über Fragen der Funktion, die PtX-Anlagen im künftigen Energiesystem erfüllen sollen, wo mögliche Standorte für PtX-Anlagen liegen könnten und in welchem regulatorischen Kontext PtX-Produkte möglichst sinnvoll eingebunden sein sollten. Dies beeinflusst, wie sich eine mögliche Markteinführung und damit einhergehend ein Ausrollen der Anlagen ausgestalten könnte.

Die Diskussion um mögliche Funktionen von PtX-Technologien in einem zukünftigen Energiesystem eröffnet verschiedene Aspekte, je nach eingenommener Perspektive, ohne Anspruch auf Vollständigkeit:

- Für die energie- und emissionsintensive Grundstoffindustrie sind PtX-Verfahren eine Möglichkeit, die bisher etablierten, auf Energieeffizienz optimierten aber mit fossilen Brennstoffen betriebenen Verfahren weiterhin unter Einsatz von PtX-Produkten nutzen zu können. Darüber hinaus bilden PtX-Verfahren auch die Grundlage für die Konzeption neuer, möglichst treibhausgasneutraler Verfahren, wie zum Beispiel den Einsatz von Wasserstoff als kohlenstoffreies Reduktionsmittel in der Eisenerzeugung.
- Aus Sicht der stofflichen Rohstoffbasis der chemischen Industrie, für die Kohlenstoff einen unverzichtbaren Bestandteil darstellt, eröffnet sich die Möglichkeit, bisherige fossil-basierte Rohstoffe mithilfe von PtX-Verfahren als synthetische Grundstoffe bereitzustellen und damit langfristig eine neue treibhausgasneutrale Rohstoffbasis zu erschließen.
- Für den Maschinen- und Anlagenbau ergeben sich, je nach Umsetzungen, beachtliche Potenziale in der Entwicklung von Anlagen und der Implementierung derselben im In- und Ausland.
- Die Energiewirtschaft sieht die Möglichkeit, nachhaltigere, alternative Brennstoffe zu erzeugen, die einen Beitrag zu einer treibhausgasneutralen Strom- und Wärmeversorgung leisten können, insbesondere in Zeiten wie Dunkelflauten, in denen die verfügbare erneuerbare Stromerzeugung auch über einen längeren Zeitraum nicht ausreicht, um die Versorgung zu gewährleisten. Für die Gaswirtschaft bieten PtG-Verfahren die Möglichkeit, bestehende Infrastruktur weiterhin nutzen zu können.
- Stromnetzbetreiber interessieren sich besonders für die Möglichkeit, durch den Einsatz von Elektrolysen Flexibilität für das Stromnetz anzubieten und damit gegebenenfalls auch den notwendigen Ausbau des Stromnetzes zu reduzieren.
- Die Mineralölwirtschaft könnte durch PtX-Technologien ihr bisheriges, weitestgehend auf fossilen Rohstoffen basierendes Geschäftsmodell in Richtung erneuerbarer Energien weiterentwickeln.

- Die Automobilwirtschaft interessiert sich für synthetisch hergestellte, treibhausgasneutral bilanzierte Kraftstoffe, um für den konventionellen Verbrennungsmotor eine zukunfts-sichere Perspektive anbieten zu können. Darüber hinaus stellt auch die Brennstoffzellen-Technologie eine vielversprechende Perspektive dar, die auf Wasserstoff als PtX-Produkt zurückgreifen könnte.
- Andere Stakeholder, wie Luftfahrt und Schifffahrt, können ebenso wie die chemische Industrie nicht auf kohlenstoffhaltige Kraft- und Treibstoffe verzichten und benötigen nachhaltigere Alternativen zu den konventionellen Kraft- und Treibstoffen.
- Eine Dezentralisierung oder lokale Versorgung isolierter Standorte kann durch PtX-Containerlösungen neue Entwicklungsperspektiven für die Energieversorgung eröffnen.

Mit den Fortschritten in der technischen Entwicklung der PtX-Verfahren rücken die hinter den jeweiligen Anwendungsperspektiven stehenden Anforderungen deutlicher in den Fokus. PtX-Technologien und ihre Produkte haben eine internationale Dimension. In der aktuellen Ausgestaltung der Produktion und des Handels von Energieträgern gibt es keine nationalen Monopole. Nationale Alleingänge zur Einführung von PtX-Produkten sind voraussichtlich nur unter volkswirtschaftlich sehr hohen Kosten möglich. PtX-Technologien eröffnen die Möglichkeit für Länder und Regionen, die über große Potenziale an erneuerbaren Energien verfügen, diese in die Richtung von PtX-Energieträgern weiter zu entwickeln.

PtX-Produkte haben den Vorteil, sich mit Ausnahme von Wasserstoff relativ problemfrei in die existierende Versorgungsinfrastruktur einzupassen. Daher wird erwartet, dass dies im Vergleich zu anderen Optionen zu vergleichsweise geringeren Systemkosten für die Umstellung führt. Die Implementierung von PtX-Anlagen kann andererseits, je nach Funktion, die sie erfüllen soll, an bestimmte Rahmenbedingungen geknüpft sein. So sollte eine Elektrolyse, deren Funktion die Nutzung von sonst aufgrund fehlenden Netzausbaus abgeregeltem Strom ist, den anliegenden Anforderungen des Netzknotenpunktes genügen.

Es ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht absehbar, ob und in welchem Umfang und Zeitrahmen die verschiedenen Anwendungen umgesetzt werden. Sicher ist jedoch, dass es in den verschiedenen Anwendungen jeweils „low hanging fruits“ gibt. So kann zum Beispiel durch eine gute Integration in einen

bestehenden Prozess, der beispielsweise reines CO₂ zur Verfügung stellt, wie die Ethylenoxidsynthese, oder Abwärmemengen auf einem relevanten Temperaturniveau erzeugt, die eine Umsetzung eines PtX-Verfahrens in einem bestimmten Kontext besonders attraktiv erscheinen lassen.

Diese besonders günstigen Umsetzungen an sich werden, da es sich um Spezialfälle mit besonders günstigen Konfigurationen handelt, keinen wesentlichen Beitrag zur Energiewende leisten können. Sie bieten jedoch die Möglichkeit, diese Technologien früh in einem industriell relevanten Umfeld zu erproben und für eine breitere Anwendung zu entwickeln. Sie sind daher ein wesentlicher, früher Bestandteil für eine erfolgreiche großtechnische Umsetzung in der Zukunft.

Dies ermöglicht auch eine tiefere Analyse der Einbindung von PtX-Technologien und -Produkten in existierende Wertschöpfungsketten, was ein wesentlicher Fokus der geplanten Arbeiten der nächsten Projektphase sein wird.

Dabei sind PtX-Technologien nicht per se nachhaltiger als konventionelle, fossil-basierte Technologien. Inwieweit sie wirklich als nachhaltiger betrachtet werden können und welchen Beitrag sie für eine Treibhausgasneutralität leisten können, hängt von den (lokalen) Rahmenbedingungen ab, unter denen sie implementiert werden. Mit der Substitution von fossilen Energieträgern durch PtX-Produkte findet, ähnlich wie mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsystem, ein fundamentaler Wechsel eines Systems statt. Das bisherige System beruht auf der Verbrennung von fossilen Energieträgern und wird durch die Betriebskosten, also die Kosten für die fossilen Energieträger, dominiert. Demgegenüber beruht das neue System auf der Installation von technischen Anlagen, insbesondere auch für die erneuerbare Stromerzeugung, mit den damit einhergehenden Kostenstrukturen, die durch die Kapitalkosten geprägt werden aufgrund eines erhöhten Metall- und Rohstoffbedarfs.

Darüber hinaus spielen neben technischen Rahmenbedingungen, wie die spezifischen Emissionen des verwendeten Stroms, regulatorische Fragestellungen eine zentrale Rolle, wie die Verrechnung des verwendeten CO₂ oder die Anrechnung auf Flottengrenzwerte und auch Fragen der Akzeptanz, unter anderem wenn neue Infrastrukturen errichtet werden müssen.

Im Bereich der Regulierung werden die spezifischen notwendigen Randbedingungen für PtX-Verfahren derzeit nicht ausreichend berücksichtigt, da die bestehenden Regularien

nicht auf eine Sektorkopplung ausgerichtet sind. Hinzu kommt, dass der aktuelle Gesetzesrahmen statisch ausgelegt ist. Ein zunehmender Ausbau erneuerbarer Energien und die daraus erwachsenden Anforderungen zum Beispiel an einen perspektivisch wachsenden Flexibilitätsbedarf im Stromsystem, bedingen aber eine dynamische Anpassung dieses Gesetzes- und Ordnungsrahmens, wenn Ineffizienzen vermieden werden sollen.

Eines der Haupthemmnisse für die Implementierung von PtX-Technologien sind jedoch die relativ hohen Kosten, zu denen PtX-Produkte derzeit hergestellt werden. Auch zukünftig werden die Produktgestehungskosten deutlich höher liegen, als die der fossilen Referenzsubstanzen, so dass auf Basis der bisherigen Rahmenbedingungen PtX-Substanzen auch langfristig nicht flächendeckend konkurrenzfähig sein werden. Diese Rahmenbedingungen müssen angepasst werden, um einen Markthochlauf von PtX-Produkten zu ermöglichen. Sonst besteht die Gefahr, dass insbesondere in den alternativlosen Anwendungen, wie zum Beispiel im Bereich der Rohstoffversorgung der chemischen Industrie, keine Optionen rechtzeitig im notwendigen Umfang zur Verfügung stehen.

In diesem Kontext werden auch die kommenden Arbeiten des PtX-Kopernikus-Projektes darauf ausgerichtet sein, gute Anwendungsmöglichkeiten zu identifizieren, die für einen später geplanten Demonstrator in Frage kommen könnten.



D. KONTROVERSE: URSPRUNG DES VERWENDETEN CO₂

Autor: Florian Ausfelder (DEC)

Der menschengemachte Klimawandel wird durch einen im Zeitverlauf sehr schnellen Anstieg von Treibhausgasen in der Atmosphäre hervorgerufen. Eines der wichtigsten Treibhausgase ist CO₂. Die Menge an Treibhausgasen in der „natürlichen“ Atmosphäre wird über verschiedene biologische, geologische, hydrologische, meteorologische sowie auch photochemische Mechanismen beeinflusst, die auf den Eintrag und Austrag an Treibhausgasen, insbesondere auch CO₂ wirken. Neben saisonalen Variationen aufgrund unterschiedlicher Mengen an Landbiomasse auf der Nord- und Südhalbkugel der Erde sind diese Mechanismen so austariert, dass in der nicht beeinflussten „natürlichen“ Atmosphäre Änderungen der Konzentrationen nur über relativ lange Zeiträume (Dekaden/Jahrhunderte) zu beobachten sind.

Der Mensch greift in dieses Gleichgewicht in verschiedener Form ein. So führt zum Beispiel die Änderung der Landnutzung von Wäldern oder Sümpfen zu landwirtschaftlich genutzten Flächen zu Emissionen von Treibhausgasen, ebenso wie industrielle Prozesse, zum Beispiel die Zementherstellung. Den größten Einfluss hat aber seit der Industrialisierung die intensive Nutzung fossiler Energieträger, das heißt Kohle, Öl und Erdgas. Ihr Kohlenstoffanteil wird in der Regel zu CO₂ oxidiert und dieses als Treibhausgas in die Atmosphäre emittiert.

Wenn die Atmosphäre als Reservoir betrachtet wird, welches Einträge und Austräge aufweist, so kommt es zu einem Anstieg der Konzentration, wenn die Einträge die Austräge übersteigen. Dies ist genau der Effekt, der durch die Nutzung von fossilen Energieträgern und Rohstoffen hervorgerufen wird. Mit einer Zunahme von Treibhausgasen in der Atmosphäre nimmt die globale Temperatur zu. Dies äußert sich unter anderem im Abnehmen von Eisflächen, im Anstieg des Meeresspiegels und der Erhöhung der Wahrscheinlichkeiten für das Auftreten von Extremwetterereignissen; kurz es führt zum Klimawandel mit den entsprechenden Folgen.

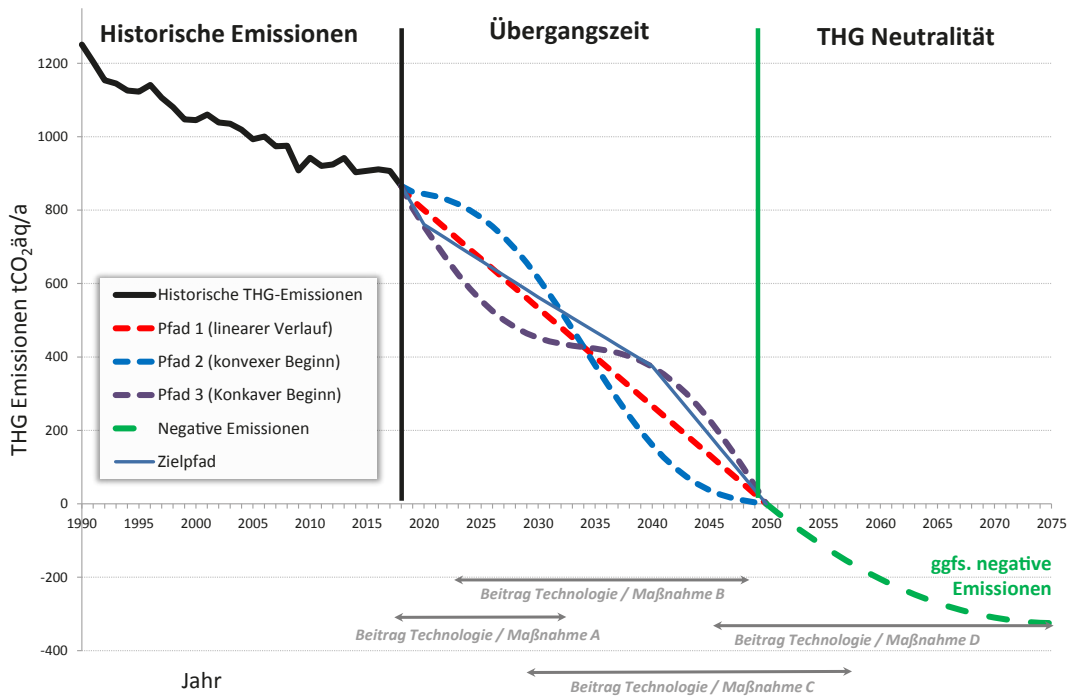


Abbildung D.1: Schematische Darstellung möglicher Entwicklungspfade der THG-Emissionen für Deutschland. Daten für die historische Entwicklung gemäß (UBA 2019b).

Zwar ist die Größenordnung des energiebedingten fossilen CO_2 -Eintrags in die Atmosphäre mit aktuell ca. 33,1 Gt CO_2/a (iea, 2018) nicht größer als andere Kohlenstoffflüsse, aber dieser fossile Eintrag fällt zusätzlich an. Er wird nicht durch einen entsprechend erhöhten Austrag kompensiert. Daraus entsteht ein Netto-Anstieg der atmosphärischen CO_2 -Konzentration.

Jede Maßnahme, die den Anstieg der Treibhausgase, speziell auch CO_2 , reduziert oder vermeidet, kann einen Beitrag leisten, um diesen Temperaturanstieg zu reduzieren und die Effekte des Klimawandels abzumildern. Da mit zunehmender Konzentration der Treibhausgase in der Atmosphäre nicht nur die Temperatur ansteigt, sondern auch die Wahrscheinlichkeit, dass Extremwetterereignisse eintreten oder gar Kipppunkte im Klimasystem erreicht werden, die zu irreversiblen Änderungen und gegebenenfalls zu sich selbstverstärkenden Effekten führen können, muss die möglichst frühzeitige Minderung der THG-Emissionen im Mittelpunkt der Bemühungen stehen.

Das Ziel, gemäß dem Pariser Klimaschutzabkommen, ist ein Erreichen der globalen Treibhausgasneutralität spätestens bis 2050, wobei eine Erhöhung der globalen Durchschnittstemperatur von deutlich unter 2°C angestrebt wird. Die bisherige Entwicklung der Treibhausgase in Deutschland und mögliche zukünftige Entwicklungspfade sind schematisch in **Abbildung D.1** dargestellt.

Die historische Entwicklung hat seit 1990 bereits zu einer THG-Reduzierung geführt. Es wird aber auch deutlich, dass die bisherige Entwicklung im Sinne einer Extrapolation nicht ausreicht, um das Ziel einer Treibhausgasneutralität in 2050 zu erreichen. Sobald die Treibhausgasneutralität erreicht ist, kann es sinnvoll sein, über das Ziel der Treibhausgasneutralität hinaus, netto negative Emissionen anzustreben, um die sich entwickelnden Effekte des Klimawandels abzumildern.

Die Herausforderung liegt in der Ausgestaltung der Übergangszeit vom historisch gewachsenen fossilen System zum angestrebten THG-neutralen System. In **Abbildung D.1** sind schematisch verschiedene Pfade eingetragen, die alle über den Verlauf bis 2050 das gleiche THG Budget aufweisen. Die Frage, welche dieser Entwicklungen eher die Realität abbildet, ist die Frage danach, wann welche Maßnahmen eingesetzt werden und einen effektiven Beitrag zur Minderung des THG-Ausstoßes leisten können. Unter Maßnahmen sind dabei keinesfalls nur technische Lösungen zu verstehen. Auf regulatorischer Ebene kann zum Beispiel eine CO_2 -Bepreisung/Besteuerung eingeführt werden und Konsumenten können ihre Konsumgewohnheiten ändern. Konzeptionelle Ansätze können Circular Economy, Sektorkopplung oder auch Suffizienz sein. Technische Lösungen können ebenfalls einen Beitrag leisten, seien es durch den unverzichtbaren Ausbau erneuerbarer Energien, Aufforstungsprogramme oder durch die Bereitstellung von synthetischen Chemikalien und Kraftstoffen.

Es ist eine Vielzahl von verschiedenen Akteuren in unterschiedliche Maßnahmen involviert. Dabei agiert jeder Akteur in seiner jeweiligen Rolle unter seinen relevanten Randbedingungen. So wird die Politik zum Beispiel mögliche Maßnahmen im Kontext des Rechtsrahmens, der politischen Willensbildung und von Machtverhältnissen analysieren, ein Unternehmen wird eine Investition im Kontext der jeweiligen Renditeerwartung beurteilen und ein Autokäufer wird ein Auto unter anderem gemäß seinem Mobilitätsbedürfnis, seinen Wünschen und Möglichkeiten auswählen. Die Vielzahl der beteiligten Akteure und Interessen machen deutlich, dass ein Erreichen der Treibhausgasneutralität in 2050 nicht verordnet werden kann und die Wechselwirkungen zwischen einzelnen Maßnahmen beachtet werden müssen.

Für technische Maßnahmen gilt darüber hinaus, dass sie, selbst nach Erreichen der großtechnischen Reife, nicht sofort in vollem Umfang implementiert werden können. Ein Ausrollen und Hochfahren von Technologien braucht Zeit und damit ist auch ihr Beitrag, der gegebenenfalls zu einer Minderung von THG-Emissionen beitragen kann, zeitabhängig. Technische Lösungen sind selten universell sinnvoll, sondern auf bestimmte Anwendungsfälle ausgerichtet. So können Containeranlagen für die Versorgung isolierter Einrichtungen mit Kraftstoffen die richtige Lösung sein, für die Versorgung eines DRI-Stahlwerks auf Wasserstoffbasis werden sie kaum die beste Lösung darstellen. Technische Lösungen, auch jene, die im P2X-Projekt betrachtet werden, sind daher nicht als Konkurrenz zueinander, sondern als komplementär in verschiedenen Anwendungsfällen zu betrachten.

CCU-Prozesse und damit auch PtX-Prozesse können einen Beitrag zur THG-Emissionsminderung leisten, da sie den Einsatz einer entsprechenden fossilen Äquivalenzsubstanz, zum Beispiel einer Chemikalie oder eines Energieträgers, substituieren. Der Gesamteffekt hängt stark davon ab, mit welchen Verfahren und Energieaufwendungen die PtX-Substanz hergestellt wurde. Als notwendiges Kriterium muss gegeben sein, dass die Abtrennung von CO₂ und die Herstellung der PtX-Substanz nicht zu mehr Emissionen führen, als abgetrennt wurden. Unter der Annahme, dass hierfür ausschließlich erneuerbare Energien eingesetzt werden, bleibt die Frage, ob die Herkunft des abgetrennten und umgewandelten CO₂ eine Rolle spielt.

Das Ziel von CCU/PtX-Prozessen ist die Herstellung eines Energieträgers oder einer Chemikalie, für die es einen Nutzungsbedarf gibt. Dieser Nutzungsbedarf ist unabhängig davon, ob der gewünschte Energieträger oder die Chemikalie über CCU oder

konventionell über fossile Rohstoffe bereit gestellt wird. In diesem Sinne sind PtX-Technologien als Ergänzung zu den Strategien der Minderung des Ressourcenverbrauchs, wie Suffizienz und Circular Economy einzuordnen. Andere Optionen umfassen zum Beispiel die Kompensation dieser Emissionen durch Aufforstung.

Die entsprechende CCU/PtX-Substanz ist als äquivalentes Substitut einer entsprechenden fossilen Substanz zu betrachten, die ansonsten die gleichen Eigenschaften (Lebensdauer, Anwendungsprofil, etc.) aufweist.

Stoffliche PtX-Verfahren, die über die Herstellung von Wasserstoff hinausgehen, benötigen eine CO₂-Quelle. Als mögliche Quellen kommen industrielle Punktquellen, Quellen biogener Herkunft wie zum Beispiel Biogasanlagen oder auch die Abtrennung von CO₂ aus der Luft in Frage. Die Abtrennung, ebenso wie die Aufreinigung von CO₂ für die folgenden Prozesse ist dabei immer mit einem zusätzlichen Energieaufwand verbunden. Die Höhe dieses Energieaufwandes ist wesentlich abhängig von dem verwendeten Verfahren, dem Volumenstrom und der Konzentration von CO₂. Die Bereitstellung dieser zusätzlichen Energie, in Strom, Wärme oder in beiden Formen, kann mit zusätzlichen CO₂-Emissionen verbunden sein, wenn zum Beispiel die benötigte Desorptionswärme durch die Verbrennung von Erdgas erzeugt wird oder Strom aus dem deutschen Stromnetz verwendet wird. Andererseits kann durch geschickte Prozessintegration dieser zusätzliche Energieeintrag minimiert werden.

CO₂ aus (industriellen) Punktquellen kann aufgrund energetischer oder chemischer Umwandlung entstehen. Letztere Emissionen sind – für ein gewähltes Verfahren und verwendete Rohstoffe – nicht vermeidbar.

Für einen Vergleich der Klimawirkung eines CCU/PtX-Verfahrens muss die Systemgrenze daher auch das Verfahren der möglichen CO₂-Quelle erfassen. Vereinfachend wurde in den folgenden Darstellungen jeglicher Energieeintrag als erneuerbar angenommen, da es ausschließlich um die Frage des Unterschieds der Klimawirkung von CCU/PtX-Prozessen als Funktion der CO₂-Quelle geht. Diese Annahme wird insbesondere in der Übergangsphase nicht gültig sein und für eine reale Anwendung ist dies jeweils zu berücksichtigen und zu bilanzieren.

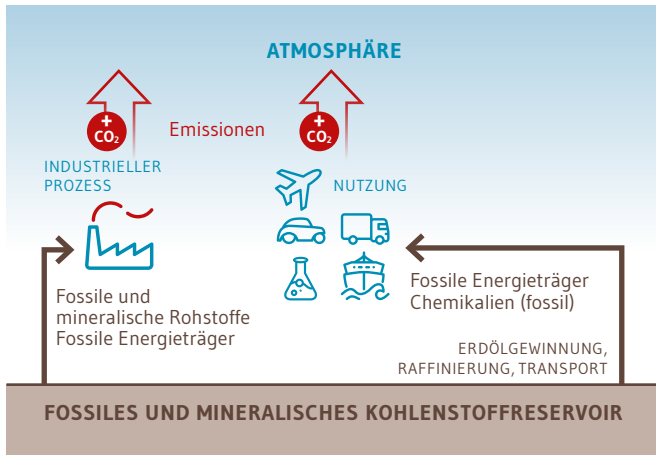


Abbildung D.2: Darstellung des Referenzsystems beider Prozesse. Hier in Form eines industriellen Prozesses (links), der Emissionen aufweist und der Nutzung eines Kraftstoffes oder einer Chemikalie (rechts), der die gleiche Menge Emissionen ausstößt. Die beiden Prozesse laufen unabhängig voneinander ab und emittieren zwei Einheiten (fossiles) CO₂ in die Atmosphäre. Dies entspricht dem aktuellen Status Quo. Eigene Darstellung.

Im Folgenden ist schematisch dargestellt, wie die CCU/PtX-Prozesse den Eintrag von CO₂ in die Atmosphäre beeinflussen. Dabei werden die beiden Prozesse, die Quelle und die Anwendung, durch das CCU/PtX-Verfahren miteinander gekoppelt und sind nicht mehr als unabhängig voneinander zu bilanzieren. Das Referenzsystem jedoch besteht aus den beiden unabhängigen Verfahren. Das potentielle Quellverfahren und die Anwendung emittieren unabhängig voneinander ihre CO₂-Emissionen in die Atmosphäre, vergleiche **Abbildung D.2** Diese Situation stellt den aktuellen Status-Quo dar und damit den Ausgangspunkt für die Übergangsphase. Im Sinne der zuvor beschriebenen Reservoirbetrachtung ist die atmosphärische CO₂-Konzentration abhängig von der Natur der Prozesse, die CO₂ in die Atmosphäre ein- oder austragen.

POSITION 1:
NUR DIE VERWENDUNG VON BIOGENEM ODER AUS DER LUFT ABGETRENNTEM CO₂ IST IM SINNE DER KLIMASCHUTZZIELE ZULÄSSIG

CO₂, welches aus der Luft abgetrennt wird, zum Beispiel über DAC oder über eine Umwandlung von nachhaltig angebaute Biomasse, bedingt keinen weiteren Eintrag von fossilem Kohlenstoff. CO₂ wird der Atmosphäre entzogen, umgewandelt (zum Beispiel in einen Kraftstoff) und in der Regel nach Ende der Lebensdauer wieder in die Atmosphäre als CO₂ entlassen. Insgesamt wird in die Atmosphäre also nur das CO₂ emittiert, welches ihr zuvor entzogen wurde. Es findet kein Nettozuwachs an CO₂ in der Atmosphäre statt. Damit werden die atmosphärischen Kohlenstoffkreisläufe geschlossen, vergleiche **Abbildung D.3**.

Damit ist diese Vorgehensweise langfristig nachhaltig und auch langfristig sinnvoll, das heißt wenn Treibhausgasneutralität erreicht wurde und keine fossilen Netto-CO₂-Emissionen in die Atmosphäre mehr vorgesehen sind, also spätestens ab 2050 gemäß dem Pariser Klimaabkommen. Einige, insbesondere industrielle Prozesse, wie zum Beispiel die Zementproduktion, werden auch 2050 noch zu CO₂-Emissionen führen, die dann gegebenenfalls abgetrennt und verpresst werden könnten (CCS), um die Treibhausgasneutralität zu gewährleisten.

Im Sinne des Klimaschutzes sollten daher nur noch Technologien implementiert werden, die auch langfristig mit den Klimaschutzvorgaben kompatibel sind. Diese Situation ist schematisch in **Abbildung D.3** dargestellt.

Im Falle der Verwendung von fossilem CO₂ für einen CCU/PtX-Prozess ist dieses Kriterium nicht gegeben und wird daher abgelehnt. Darüber hinaus besteht die Gefahr eines fossilen „Lock-ins“, das heißt, nicht-nachhaltige, fossil-basierte Prozesse werden langfristig weiter betrieben, um CO₂ für die CCU/PtX-Verfahren bereitzustellen, statt die entsprechenden langfristig nachhaltigeren Verfahren auf Basis von nachhaltig angebaute Biomasse und Luftabtrennung zu implementieren.

CCU/PtX-Prozesse auf Basis fossiler Emissionen, insbesondere jene die Kraftstoffe produzieren, führen nur zu einer versetzten Freisetzung des fossilen CO₂. In solchen Fällen entspricht die faktische Emissionsreduktion Einsparung maximal 50 %, wenn keine weiteren Emissionen durch zusätzlichen Energiebedarf auftreten, da sie einer einmaligen Wiederverwendung des fossilen

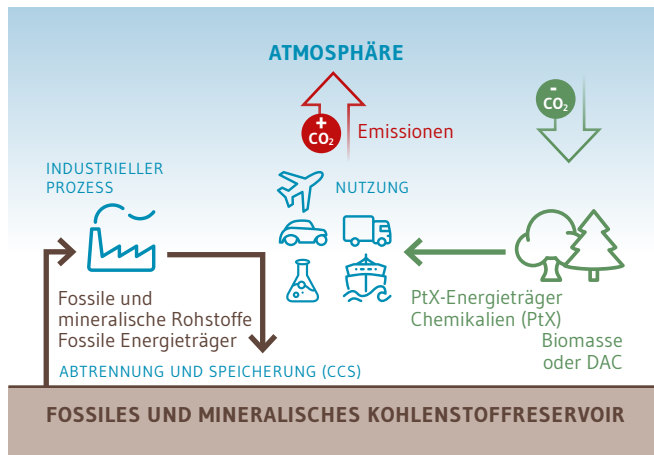


Abbildung D.3: Klimaneutrale, geschlossene Kohlenstoffkreisläufe. Es gibt keinen CO₂-Nettoeintrag mehr in die Atmosphäre. Eine Kompensation der industriellen Emissionen kann auch über andere Wege als CCS erreicht werden, zum Beispiel durch Aufforstungsmaßnahmen. Eigene Darstellung.

CO₂ entsprechen. Das ist also nicht ausreichend für eine vollständige Dekarbonisierung. Dies stellt sich gegebenenfalls anders in geschlossenen Materialströmen dar, wie sie für industrielle Prozesse erzielt werden können.

Daher wird ein fokussierter Einsatz von PtX dort angestrebt, wo Emissionen auftreten, die nicht einfach durch Alternativen vermieden werden können, also auch weiterhin auf kohlenstoffhaltige Energieträger und Rohstoffe angewiesen sein werden. So kann im PKW-Bereich gegebenenfalls ein weitestgehender Ersatz von Verbrennungsmotoren durch E-Antriebe sinnvoll sein, während beispielsweise im Flugverkehr aktuell zu PtX wenige Alternativen existieren. Industrieprozesse benötigen synthetische Brennstoffe für Hochtemperaturverfahren und die chemische Industrie wird auch weiterhin einen Kohlenstoff-basierten Feedstock benötigen.

Diese Betrachtung richtet sich nach dem Ziel der langfristigen Treibhausgasneutralität aus, die die Konditionen, die ab der Zielerreichung in 2050 als notwendig erachtet werden, auf die Entwicklung bis hin zum Zieljahr auch in der Übergangsphase zugrunde legen. Maßnahmen, die dem zuvor genannten (langfristigen) Nachhaltigkeitskriterium nicht genügen, werden daher nicht unterstützt.

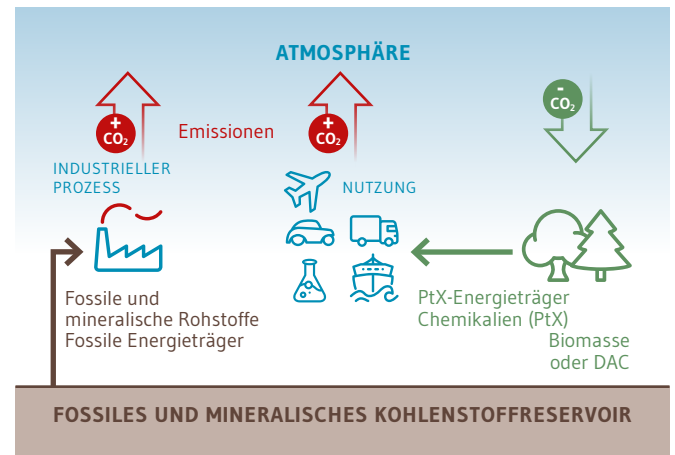


Abbildung D.4: Effekt der Abtrennung und Nutzung von CO₂ aus der Atmosphäre durch Abtrennung aus der Luft (DAC) oder durch Erzeugung von Biomasse. Der Nettoeintrag in die Atmosphäre beträgt 1 Einheit CO₂. Vermieden wird das Äquivalent eines fossilen Kraftstoffes. Eigene Darstellung.

POSITION 2:

DIE HERKUNFT DES CO₂ SPIELT KEINE ROLLE, SOLANGE ES WEITERE FOSSILE EMITTENTEN GIBT

Bis auf Weiteres wird es trotz der Zielsetzung, bis 2050 Treibhausgasneutralität zu erreichen, Emissionen aus fossilen CO₂-Quellen in die Atmosphäre geben. Die Herausforderung von CCU/PtX-Technologien besteht also nicht nur in der Beantwortung der Frage, welchen Beitrag sie in einer idealen, Treibhausgas-neutralen Zukunft leisten können, sondern welche Rolle sie in dem Übergang vom aktuellen, fossilen Status Quo zum Erreichen der Treibhausgasneutralität spielen können.

Im Falle der Abtrennung und Nutzung von CO₂ aus der Atmosphäre durch nachhaltig angebaute Biomasse oder Luftabtrennung wird der Atmosphäre eine Einheit CO₂ entzogen, die nach Umwandlung und Nutzung, zum Beispiel als Kraftstoff, wieder emittiert wird. Der industrielle Prozess emittiert davon unabhängig auch weiterhin seine CO₂-Emissionen. Der Nettoeffekt entspricht demjenigen einer Nettoemission einer Einheit CO₂ in die Atmosphäre, vergleiche **Abbildung D.4**.

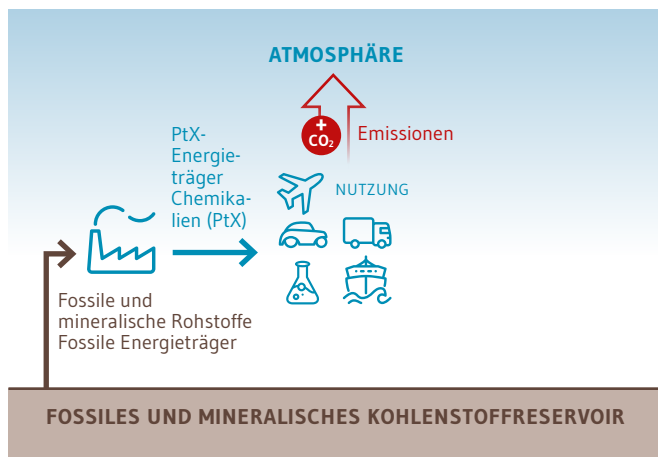


Abbildung D.5: Effekt der Abtrennung und Nutzung von CO₂ aus einer (industriellen) Punktquelle. Der Nettoeintrag in die Atmosphäre beträgt 1 Einheit CO₂. Eigene Darstellung.

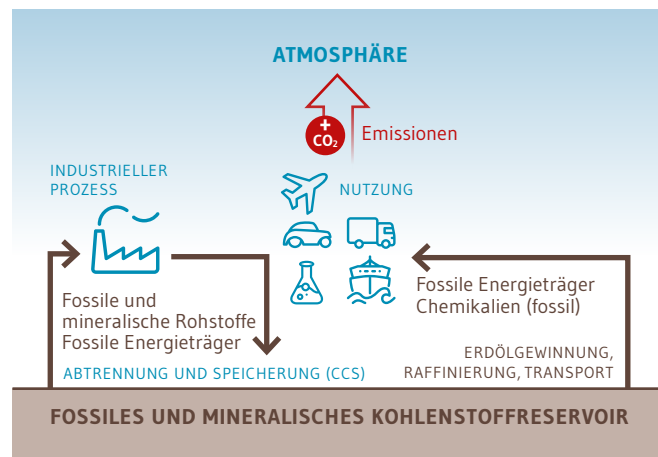


Abbildung D.6: Effekt der Abtrennung und Speicherung von CO₂ aus der industriellen Punktquelle. Der Nettoeintrag in die Atmosphäre beträgt 1 Einheit CO₂. Eigene Darstellung.

Wird eine industrielle Punktquelle für CCU/PtX-Prozesse verwendet, so entfällt die direkte Emission des industriellen Prozesses in die Atmosphäre, da das CO₂ abgetrennt und umgewandelt wird. Die Nutzung des Energieträgers / der Chemikalie führt final zur Emission des CO₂ und damit zu einer Nettoemission von einer Einheit in die Atmosphäre, vergleiche **Abbildung D.5**.

Eine weitere Möglichkeit zur CO₂-Einsparung besteht darin, die CO₂-Emissionen der (industriellen) Punktquelle abzutrennen und einer permanenten Speicherung zuzuführen (CCS). Der Effekt ist in **Abbildung D.6** dargestellt.

Um die Kohlenstoffkreisläufe zu schließen, beziehungsweise die Nettoemissionen in die Atmosphäre komplett zu vermeiden, wäre die Situation anzustreben, die in **Abbildung D.3** dargestellt ist. Sämtliche noch auftretenden CO₂-Emissionen sind zuvor der Atmosphäre entzogen worden, entweder in Form von Biomasse oder über DAC. Industrielle Prozesse, die CO₂-Emissionen prozess- und rohstoffbedingt auch absehbar nicht vermeiden können, zum Beispiel Prozesse der Zementindustrie, trennen diese ab und führen das CO₂ einer geologischen Speicherung zu (CCS) oder kompensieren ihre Emissionen anderweitig, zum Beispiel

durch Aufforstung. Diese Situation stellt das Zielsystem für eine langfristige Treibhausgasneutralität dar.

Solange dieses Zielsystem jedoch nicht erreicht ist, das heißt in der Übergangsphase, solange industrielle Emittenten fossile/mineralische CO₂-Emissionen in die Atmosphäre aufweisen, ist der Effekt auf die atmosphärische CO₂-Konzentration durch entweder:

- der Abtrennung von CO₂ aus der Atmosphäre, anschließender Umwandlung und Nutzung (**Abbildung D.4**)
- der Abtrennung aus industriellen Punktquellen mit anschließender Umwandlung und Nutzung (**Abbildung D.5**) oder
- der Implementierung von CCS für industrielle Punktquellen (**Abbildung D.6**) bezogen auf CO₂ als Rohstoff identisch.

Es gibt daher keinen im Klimaschutz liegenden Grund in der Übergangsphase für die Nutzung von CO₂ eine biogene Herkunft festzuschreiben.

Die Antwort auf die Fragestellung, welches CO₂ für CCU/PtX-Verfahren verwendet wird, hat weitreichende Konsequenzen für eine mögliche Implementierung dieser Verfahren. Biomasse wird auch in Zukunft nur begrenzt verfügbar sein. Die Abtrennung von CO₂ aus der Luft ist energieaufwendig und teuer. Im Vergleich dazu, bieten (industrielle) Punktquellen durch ihre hohen Volumenströme, höheren CO₂-Konzentrationen und etablierte Abtrennungsverfahren eine Möglichkeit, mit relativ geringem energetischem und Kosten-Aufwand, frühzeitig in der Übergangsphase ausreichende Mengen CO₂ für PtX-Verfahren bereitzustellen. Dabei ist zu beachten, dass die industriellen Punktquellen im Laufe der Übergangszeit auch wegfallen können, so dass aus Sicht des Investors ein entsprechend zukunftssicherer Standort oder eine mögliche CO₂-Infrastruktur mitberücksichtigt werden muss.

Betriebswirtschaftliche „Lock-in“-Effekte könnten sich ergeben, wenn die Erlöse aus Abtrennung und Verkauf von CO₂ eine nachhaltigere, aber dann teurere Anpassung des industriellen Prozesses, verhindern. Solange die Wertschöpfung des industriellen Prozesses in seinem Hauptprodukt begründet ist, besteht diese Gefahr nur eingeschränkt. Technisch gesehen ist ein „Lock-in“-Effekt nur eingeschränkt vorhanden, da zumindest die CO₂-Abtrennungstechnologie für die weiterhin CO₂-emittierenden Prozesse, zum Beispiel Zement, auch perspektivisch benötigt wird (CCS).

Die unterschiedlichen Pole dieser Kontroverse rühren im Wesentlichen von der Frage der Perspektive her. Aus Sicht eines (idealen) Zielsystems sollten die dann benötigten Komponenten implementiert werden, das heißt DAC / nachhaltig angebaute Biomasse und gegebenenfalls CCS für industrielle Quellen. Den vollen Effekt im Sinne der Klimaneutralität (bezogen auf CO₂ als Rohstoff) erzielt eine solche Transformation aber erst im Endstadium.

Ausgehend vom Status Quo stellt bis zu diesem Punkt jede der obigen Optionen (CCU, DAC / Biomasse, CCS) in der Übergangsphase eine im Klimaschutzsinn gleichwertige Option dar und unterstützt die Entwicklung hin zu einem klimaneutralen Zielsystem.

Während der Übergangsphase muss es das Ziel sein, möglichst schnell Technologien im nennenswerten Umfang zu implementieren, die einen realen Beitrag zur Minderung der Emissionen leisten können. Industrielle (fossile) Punktquellen können für PtX im Vergleich zur DAC frühzeitig kostengünstig, mit geringem Energieaufwand für die Abtrennung und in einer relevanten Größenordnung erschlossen werden. Damit können relativ kostengünstige Pfade zur realen Treibhausgasminde rung erschlossen werden, die eine hohe Systemkompatibilität aufweisen und frühzeitig Economy-of-Scale-Effekte generieren.

Im Verlauf der Übergangsphase können industrielle (fossile) Punktquellen daher die Basis für die Umstellung auf CCU/PtX-Verfahren bilden, die sich dann nach und nach in Richtung der Technologien entwickelt, die perspektivisch für die langfristige Treibhausgasneutralität notwendig sind, die aber aufgrund des mittelfristig höheren Energieaufwandes und hoher Kosten als technische Lösung erst sehr spät in der Übergangsphase implementiert werden würden.

Aktuell ist weder die nationale, europäische oder gar weltweite Entwicklung der Treibhausgase zufriedenstellend in Bezug auf die jeweils erklärten politischen Ziele. Es ist daher notwendig, jede Maßnahme zur Treibhausgasminde rung so früh wie möglich zu nutzen und nicht auf eine ideale Lösung zu warten und damit die potentiellen realen Beiträge zu ignorieren.



E. ZUSAMMENSTELLUNG UNTERSCHIEDLICHER PERSPEKTIVEN IM P2X-KONSORTIUM

15. Perspektiven innerhalb des Handlungsfeldes „Technologie“

15.1 Perspektive des FZJ – Institut für Energie- und Klimaforschung Elektrochemische Verfahrenstechnik

Die Umwandlung elektrischer Energie in andere Energieformen (Power-to-X, PtX) wie Wärme (Power-to-Heat, PtH), Gas (Power-to-Gas, PtG) oder synthetische Kraftstoffe (Power-to-Fuel, PtF) leistet einen essentiellen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende. Dies verdeutlichen Rechnungen, die mit Hilfe des Energiesystemmodells FINE-NESTOR (Forschungszentrum Jülich GmbH, IEK 3) durchgeführt wurden, welches die Energieversorgung Deutschlands über alle Sektoren in all seinen Wechselwirkungen abbildet und dabei neuartige Methoden zur Berücksichtigung von Kostenunsicherheiten sowie zur Erzielung robuster Ergebnisse anwendet. Mit diesem Modell wurden kostenoptimale Transformationspfade für das Jahr 2050 gerechnet, wobei als Randbedingung nur die Erreichung der Klimaziele der deutschen Bundesregierung von 80 beziehungsweise 95 % CO₂-Reduktion gegenüber 1990 gesetzt wurde. Die Ergebnisse zeigen, dass PtG-Anwendungen, Wärmepumpen als PtH Option sowie – insbesondere im 95 %-Szenario – PtF zu den kosteneffizienten Schlüsseltechnologien des zukünftigen Energiesystems gehören. Es wird weiterhin deutlich, dass bei Treibhausgas-(THG-)Reduktionszielen von $\geq 95\%$ der Einsatz dieser Maßnahmen nahezu unumgänglich ist. Die Basis für einen effizienten Ausbau von PtX-Maßnahmen zur Umsetzung des 80 %-Reduktionsziels ist ein Anteil erneuerbarer Energien am Strommix von etwa 89 % beziehungsweise von 99 % bezogen auf das 95 %-Reduktionsziel.

Im Bereich PtG muss zwischen Power-to-H₂ und Power-to-CH₄ unterschieden werden. Der jährliche Bedarf an Wasserstoff wird für das 80%-Szenario mit 153 TWhH₂ ermittelt. Im 95%-Szenario liegt dieser Bedarf bei 385 TWhH₂ pro Jahr. Der Anteil des über Elektrolyse in Deutschland gewonnenen Wasserstoffs beträgt dabei 41 % beziehungsweise 44 %. Im 80%-Szenario wird dieser Anteil über die Reformierung von Erdgas ergänzt und im 95%-Szenario über den Import von Wasserstoff basierend auf 100 % erneuerbaren Energien aus Ländern wie Chile, Marokko, Algerien oder Island. Außerdem werden im 95%-Szenario 144 TWhH₂ (37 %) zur nachgeschalteten Methanisierung genutzt. Im Industriesektor bietet vor allem die Stahlindustrie mit 35 beziehungsweise 43 TWhH₂ pro Jahr ein zusätzliches H₂ Abnahmepotenzial während auf den Verkehrssektor etwa 116 beziehungsweise 136 TWhH₂ pro Jahr entfallen. Hier wird Wasserstoff fast ausschließlich im Straßenpersonenverkehr und -güterverkehr eingesetzt. Darüber hinaus wird in beiden Szenarien auch ein Potenzial in Höhe von 7 TWhH₂ pro Jahr im Schienenverkehr gesehen. Im 95 % Szenario werden weiterhin etwa 58 TWhH₂ pro Jahr zur Rückverstromung in Brennstoffzellen oder Wasserstoffbetriebenen Gasturbinen eingesetzt. Die H₂-Speicherkapazität in Salzkavernen muss dabei auf 5 beziehungsweise 10 TWhH₂ ausgebaut werden.

Im PtH-Bereich wurde zur Einhaltung des 80%-Reduktionsziels ein Anteil der Wärmepumpen an den Heiztechnologien der Wohn- und Nichtwohngebäude von etwa 56 % ermittelt. Im 95%-Szenario steigt dieser Anteil auf etwa 82 % an. Der resultierende zusätzliche Strombedarf beträgt 118 beziehungsweise 140 TWh/a. Ergänzend kommen weitere 25 beziehungsweise 41 TWh/a über den Ausbau von Power-to-Heat-Anlagen zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie hinzu.

Die Produktion synthetischer Kraftstoffe stellt vor allem im 95%-Szenario eine wirtschaftlich rationale Option dar. Solche Kraftstoffe profitieren dabei besonders von ihrer guten Transportfähigkeit, sodass die Kraftstoffherstellung an Standorten mit großem Potenzial an erneuerbaren Energien und anschließendem Transport nach Deutschland kosteneffizienter als die inländische Produktion ist. Für alternative Dieselkraftstoffe wird dabei ein Importpotenzial von 33 TWh pro Jahr gesehen. Hinzu kommt der Import von alternativen Flugturbinenkraftstoffen, von denen ca. 13 TWh pro Jahr dem inländischen Luftverkehr zugeordnet werden. Aus energiepolitischer Sicht ist dementsprechend eine differenzierte Auswahl von Kraftstoffen nötig, um den unterschiedlichen Anwendungen und dem jeweiligen Nutzungsverhalten im Personen- und Güterverkehr gerecht zu werden. In der

Luftfahrt und im Schiffsverkehr ist dabei der Einsatz von PtF nahezu unerlässlich, sodass ein Ausbau dieser Technologien als sinnvoll erachtet wird. Besondere Herausforderungen bestehen im Erreichen der Kostenziele sowie in der Erlangung der notwendigen Bürger- und Nutzerakzeptanz. Auch energiepolitische Weichenstellungen und der damit zusammenhängende regulatorische Rahmen sind von besonderer Relevanz für den Erfolg der betrachteten PtX-Optionen.

15.2 Perspektive des Karlsruher Institut für Technologie

Wir halten das im 1,5°C Bericht des IPCC formulierte Ziel, die anthropogenen Treibhausgasemissionen bis Mitte dieses Jahrhunderts auf Netto-Null zu bringen, für sinnvoll und erstrebenswert. Vor diesem Hintergrund erscheint eine entschlossene und vollständige Umstellung aller Sektoren auf treibhausgasneutrale Energieträger geboten. Wir halten PtL-Kraftstoffe in dieser Hinsicht für notwendig und vielversprechend, da mit batterieelektrischer Mobilität und auch mit Wasserstofftechnologien nicht alle wichtigen Bereiche der Mobilität sinnvoll abgedeckt werden können. Darüber hinaus benötigen PtL-Kraftstoffe keine vollständig neue Infrastruktur für Lagerung, Verteilung und Handhabung, können also schrittweise eingeführt werden. Wir gehen davon aus, dass PtL-Kraftstoffe zukünftig in großen Mengen benötigt werden, die allerdings aufgrund der Einführung der Elektromobilität nicht das heutige Niveau der fossilen Kraftstoffe erreichen werden. Wir halten sowohl die Herstellung in vielen dezentralen Anlagen, die auch in Ländern wie Deutschland praktiziert werden kann, als auch in großen Anlagen an Standorten mit höherem Potenzial für die erneuerbare Stromerzeugung aus Windenergie und Solarstrahlung für relevant und sehen im internationalen Handel mit strombasierten Kraftstoffen in Europa und darüber hinaus großes Potenzial.

Dezentrale Lösungen sind zum Beispiel sinnvoll für Produktion und Nutzung mit minimaler Logistik für Edukte und Produkte, die zum Beispiel die Busflotte eines Verkehrsunternehmens oder die Nutzfahrzeuge von Gewerbebetrieben in einer Kommune versorgen. Solche Konzepte können zum Beispiel in die Planungen zur Regionalentwicklung integriert werden (entwickelte und Entwicklungsländer).

Auch die Herstellung von Chemikalien durch PtX-Technologien halten wir für sinnvoll. Hochpreisige Produkte mit kleiner Tonnage können als Marktöffner dienen. Grundchemikalien mit hoher Tonnage sind hinsichtlich der Treibhausgasemissionen systemrelevant.

Das Vermögen, große Energiemengen speichern zu können und die hohe volumetrische und gravimetrische Energiedichte macht strombasierte chemische Energieträger zu einer unverzichtbaren Komponente des zukünftigen Energiesystems. Der hierfür erforderliche weitere Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und die breite Einführung von Technologien zur Umwandlung von ubiquitären Stoffen wie CO₂, H₂O und N₂ in Energieträger und chemische Produkte bietet große Chancen für die Weltwirtschaft (Nachhaltigkeit, Teilhabe, Armutbekämpfung).

Bei ungeeigneten rechtlichen Rahmensetzungen kann es zu sozialen Unverträglichkeiten durch hohe Energiepreise kommen. Es ist zu beachten, dass die Versorgung mit Energie in ausreichendem Umfang ein Grundbedürfnis ist. Ohne bindende internationale Vereinbarungen kann es weiterhin zur Abwanderung der Produktion global agierender Unternehmen in andere Länder kommen, die industriepolitisch unerwünscht ist und auch am Ziel der Minderung der weltweiten Treibhausgasemissionen vorbei gehen würde.

Wie bei allen anthropogenen Aktivitäten muss auch beim Ausbau der erneuerbaren Energien verknüpft mit PtX-Technologien der Flächenverbrauch beziehungsweise das immer weitere Zurückdrängen der Natur beachtet und sinnvoll begrenzt werden.

Wir sehen für den von uns im Projekt P2X verfolgten Ansatz modularer Technologien für integrierte PtL-Prozessketten große Chancen. Dies betrifft sowohl die technische Weiterentwicklung gemeinsam mit den Partnern zu kompakten Anlagen im MW-Bereich im weiteren Verlauf des Vorhabens als auch für die weltweite Umsetzung im Anschluss. Dies schließt auch die am KIT entwickelten Power-to-Gas-Technologien ein, die aus Gründen der Fokussierung in der zweiten Förderphase außerhalb des P2X-Projektes weiter vorangetrieben werden sollen.

15.3 Perspektive des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Für ein Gelingen der Energiewende in Deutschland und weltweit sowie eine Begrenzung der globalen Erwärmung auf weniger als 1,5°C, ist eine sofortige und umfassende Abkehr von fossilen Energieträgern im Stromsektor (Defossilisierung) nötig. Zudem muss erneuerbar erzeugter Strom in alle übrigen Sektoren (Verkehrs-, Industrie- und Wärmesektor) transferiert werden, um deren Defossilisierung zu ermöglichen.

Überall dort, wo eine direkte Nutzung von erneuerbarem elektrischem Strom aus technischen Gründen nicht oder nur eingeschränkt möglich ist, werden PtX-Technologien künftig vermutlich den entscheidenden Beitrag zur Kopplung dieser Sektoren leisten. Die Anforderungen für den Einsatz von PtX ergeben sich dabei aus zwei Richtungen: zum einen wird sich in den kommenden Jahren durch den weiteren Anstieg an fluktuierender erneuerbarer Energie im Stromnetz ein Bedarf nach einer großen, beliebig skalierbaren, flexiblen und dynamisch regelbaren Last und damit ein „Push-Effekt“ herausbilden. PtX-Produkte werden dadurch nach und nach in unterschiedliche Märkte gedrängt werden. Auch wenn diese Produkte anfangs preislich nicht konkurrenzfähig sind, macht deren Erzeugung auch in naher Zukunft aus Energiesystemsicht Sinn. Kombiniert mit der wachsenden Nachfrage nach erneuerbaren Energieträgern in Sektoren wie Verkehr und Industrie und dem daraus resultierenden „Pull-Effekt“, den eine rein elektrische Kopplung nicht erfüllen kann, werden PtX-Technologien in den kommenden Jahren eine zentrale Rolle bei der Defossilisierung aller Sektoren einnehmen.

Den größten Effekt werden PtX-Technologien daher vor allem in denjenigen Anwendungsfeldern haben, die sich über die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom nicht wirtschaftlich defossilisieren lassen. Nicht nur aber insbesondere in der chemischen Industrie sowie in Teilen des Verkehrssektors werden je Sektor PtX-Anteile von bis zu 70% der eingesetzten Gesamtenergie im Jahr 2050 erwartet.

Mittels PtX-Technologien lassen sich in unterschiedlichen Verfahren sowohl gasförmige (zum Beispiel Wasserstoff, Methan, DME) als auch flüssige Produkte (zum Beispiel Methanol, Ammoniak, OME) erzeugen, womit eine große Bandbreite an Energieträgern und Rohstoffen für unterschiedlichste Anwendungsfelder abgedeckt werden kann. Vor allem für die Defossilisierung des Industriesektors und teilweise auch des Flug- und schweren Güterverkehrs (zum Beispiel mittels Schiffstransport), als auch der Landwirtschaft (beispielsweise Düngemittelherstellung) stellen PtX-Produkte die wichtigste Möglichkeit zur Bereitstellung erneuerbarer Kraftstoffe und Basischemikalien dar.

PtX-Technologien bieten zudem die Möglichkeit, große Energiemengen saisonal über einen langen Zeitraum zu speichern (zum Beispiel über Wasserstoff, gegebenenfalls gebunden in Form von LOHC) und über große Distanzen ohne hohe Energieverluste zu transportieren. Dies ist auch etwa für einen gegebenenfalls zukünftig relevanten, großskaligen Energie- oder Chemiegrund-

stoffimport relevant. Dafür eignen sich vor allem PtX-Produkte, da die erforderliche Transport- und Speicherinfrastruktur teilweise bereits vorhanden ist.

Dennoch ist zu beachten, dass auch PtX-Technologien nicht per se eine klimafreundliche Lösung darstellen. Nur wenn der eingesetzte Strom zum Großteil aus erneuerbaren Quellen stammt, ergibt sich durch den Einsatz von PtX-Produkten eine Reduktion der CO₂-Emissionen. Aufgrund des aktuell starken Fokus der öffentlichen Wahrnehmung auf eine CO₂-Reduktion – deren Bedeutung wir an dieser Stelle nicht schwächen wollen – besteht zudem die Gefahr, dass weitere Umweltwirkungskategorien, wie beispielweise Eutrophierung, der Bedarf kritischer Rohstoffe, Landnutzung aber auch soziale Kriterien keine Berücksichtigung bei der Technologiebewertung finden. Durch umfassende Bewertung aller PtX-Technologien, etwa in Form ganzheitlicher Nachhaltigkeitsbewertung, wird eine positive Entwicklung unterstützt.

Zusammengefasst stellen PtX-Technologien die einzige Möglichkeit zur vollständigen Defossilisierung aller Sektoren des künftigen Energiesystems dar und sind daher ein unverzichtbarer Bestandteil dessen. Zudem ermöglichen PtX-Technologien künftig die großskalige Speicherung und energiesystemdienliche Nutzung erneuerbarer Energien sowie deren Import aus Regionen mit hohem EE-Dargebot und geringen Erzeugungskosten. Für die Regionen, die zukünftig als Exporteur von erneuerbar erzeugten PtX-Produkten auftreten können, besteht die Chance, durch diese neue Rolle im weltweiten Energiehandel, Wohlstand im eigenen Land zu erzeugen – ohne sorgfältige Implementierung von Richtlinien vor Ort und behutsame geopolitische Partnerschaften besteht allerdings das Risiko einer Verstärkung weltweit existierender sozialer Ungleichgewichte.

Darüber hinaus sollten PtX-Produkte nicht als Allheilmittel der Energiewende missverstanden werden. Es sollte bei einer Implementierung von PtX auch immer Alternativen, wie beispielsweise eine Reduzierung des Energiebedarfs, die Effizienzsteigerung der eingesetzten Energie und, wo sinnvoll, die direkte Nutzung elektrischer Energie mitbetrachtet und die daraus resultierende, insgesamt beste Lösung umgesetzt werden.

16. Perspektiven innerhalb des Handlungsfeldes „Gesellschaft“

16.1 Perspektive der Naturschutzverbände BUND und WWF

POWER-TO-X ALS BAUSTEIN DER ENERGIEWENDE?!

Um die Erderhitzung auf 1,5 °C zu begrenzen, muss eine treibhausgasneutrale Wirtschaft bis spätestens 2050 erreicht werden. PtX-Anwendungen werden dafür in verschiedenen Sektoren eine Rolle spielen. Aus Umweltverbandsicht ist ein positiver ökologischer und gesellschaftlicher Nutzen von PtX nur in einigen wenigen Anwendungsfeldern gegeben. Zudem müssen bestimmte Voraussetzungen, wie zum Beispiel ein 100 % aus erneuerbaren Energien bezogener Strom gegeben sein.

Power-to-X-Ansätze können allen voran durch eine flexible Nutzung von Strom aus volatilen erneuerbaren Energien einen zentralen Beitrag zu einer sicheren, bezahlbaren und umweltverträglichen Energieversorgung leisten. So kann PtX durch die elektrochemische Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Quellen in stoffliche Ressourcen, die gut speicherbar sind, zur Stabilität der Energieversorgung beitragen. Einerseits durch die Bereitstellung von Flexibilität im Stromsystem selbst, andererseits im Sinne einer Sektorkopplung durch zum Beispiel Power-to-Gas, also die Einspeisung von synthetischem Methan oder Wasserstoff in die Gas-Infrastruktur. Dabei wird ein zu 100 % auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem erst durch eine systemdienliche Betriebsweise von PtX-Anlagen ermöglicht.

Darüber hinaus können PtX-Technologien einen wichtigen Beitrag zur Verringerung des Anteils fossiler Rohstoffe in der Industrie leisten. So wird es erst mit PtX möglich sein, die chemische Industrie von fossilen Rohstoffen, zum Beispiel Erdöl, unabhängig(er) zu machen (Defossilisierung); also eine alternative Rohstoffbasis für die beiden wichtigsten Ausgangsstoffe, Kohlenstoff und Wasserstoff, bereitzustellen. Kohlenstoffquellen aus der Luft (via Direct Air Capture) und nachweislich nachhaltiger Biomasse sind stets zu bevorzugen. Eine nachrangige Möglichkeit ist es, die Restemissionen aus nicht vermeidbaren Prozess-Emissionen sinnvoll zu verwenden, anstelle zu verpressen (CCS). Dabei muss das abgeschiedene CO₂ langfristig in langlebigen recycelbaren Produkten gebunden werden.

Neben der chemischen Industrie kann PtX auch einen essentiellen Beitrag für die Dekarbonisierung der Stahlproduktion leisten. So ist Wasserstoff aus Elektrolyseprozessen als Reduktionsmittel

für das Eisenerz die Grundvoraussetzung für eine vollständig CO₂-freie Stahlproduktion. Darüber hinaus ergeben sich weitere bestimmte Anwendungsfälle hinsichtlich industrieller Prozesswärme, die es im Einzelnen unter ökologischen, gesellschaftlichen und ökonomischen Gesichtspunkten abzuwägen gilt.

Im Verkehrssektor sollten kohlenstoffhaltige synthetische Kraft- und Brennstoffe, anders als vielfach diskutiert, aus ökologischer Perspektive nur in sehr begrenztem Umfang Einsatz finden. Grundsätzlich ist bei Verkehrsanwendungen die deutlich effizientere, direkte Elektrifizierung zu bevorzugen. Nur etwa in Prozessen, bei denen noch keine direkt-elektrische Lösung zur Verfügung steht, könnten kohlenstoffhaltige PtX-Kraftstoffe – unter der Voraussetzung entsprechender Nachhaltigkeitskriterien bei der Produktion – zum Einsatz kommen, zum Beispiel im Flugverkehr. Eine umfangreiche Nutzung in Bereichen wie beispielsweise dem PKW-Bereich würde dem Klima dagegen schaden, anstatt es zu schützen. Das liegt zum einen an dem weiter nötigen Kohlenstoff, vor allem aber auch an den im Vergleich weitaus niedrigeren Wirkungsgraden der PtX-Kraftstoffe und dem so vielfach höheren Energiebedarf im Gegensatz zu einer direkt-elektrischen Lösung. Anders verhält es sich mit Wasserstoff als Energieträger im Verkehrssektor. Aufgrund der deutlich höheren Effizienz bei der Herstellung durch Elektrolyseverfahren und dem nicht benötigten Kohlenstoffdioxid ergeben sich aus Umweltschutz-Perspektive weitere Anwendungsfälle, zum Beispiel im Schwerlastverkehr.

Neben der Betrachtung der Anwendungsfelder, ist es ebenso wichtig, die Anwender/-innen und Produzent/-innen einzubeziehen. Um eine bestmögliche Akzeptanz für neue Energiewendetechnologien zu erzielen, ist unter anderem die Teilhabe ein essentieller Faktor. P2X-Anlagen sollten daher nicht nur großen Industrieunternehmen, sondern ebenso Akteuren wie Stadtwerken, Bürgerenergiegenossenschaften oder Mehrfamilienhausbesitzer/-innen zugänglich sein. Dazu bedarf es modularer Konzepte und politischer Rahmenbedingungen, die eine Gleichstellung aller Akteure zu lassen. Nur so kann eine dezentrale, bürgernahe Energiewende gelingen.

CHANCEN UND RISIKEN VON POWER-TO-X FÜR DAS GELINGEN EINER SOZIAL- UND NATUR-VERTRÄGLICHEN ENERGIEWENDE

In der Debatte rund um PtX-Technologien stehen derzeit vor allem die Kosten und die Markteinführung im Fokus. Eine vorteilhafte Nachhaltigkeitswirkung wird dabei als gesetzt angesehen. Wie die vorherigen Ausführungen und die Ergebnisse

der Ökobilanzierung zeigen, ist dies jedoch nicht immer der Fall. Die Gefahr, dass durch PtX-Technologien negative Umwelt- und Klimafolgen entstehen können, besteht und darf nicht weiter verkannt werden. PtX-Technologien haben nur dann einen positiven Klimanutzen, wenn der für die Technologien benötigte Strom vollständig aus zusätzlichen erneuerbaren Quellen gewonnen wird. Geschieht das nicht, kann die Herstellung von PtX-Stoffen sogar zu mehr Emissionen führen als die Nutzung der fossilen Äquivalente. Deshalb stellen PtX-Technologien hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien eine Chance und ein Risiko zugleich dar. Einerseits kann die steigende Nachfrage nach erneuerbaren Energien zur Produktion der PtX-Stoffe ein entsprechender Anreiz sein, um den dringend nötigen Erneuerbaren-Ausbau zu beschleunigen. Zugleich besteht das Risiko, dass Mehremissionen entstehen, wenn die PtX-Prozesse mit Strom aus fossilen Kraftwerken betrieben werden.

Zudem ergeben sich bei großmaßstäblicher Umsetzung von PtX-Technologien, beziehungsweise den dafür nötigen erneuerbaren Energien – unabhängig vom Anlagenstandort – die gleichen Konfliktpotenziale hinsichtlich Flächenverfügbarkeit, Naturverträglichkeit und Akzeptanz, wie bei der Energiewende in Deutschland. Ähnliches gilt für den Netz- beziehungsweise Infrastrukturausbau, der mit dem Erneuerbaren-Ausbau einhergehen muss. So kann der (systemdienliche) Einsatz von PtX an der einen oder anderen Stelle gegebenenfalls die Netzplanung vereinfachen. Andererseits können PtX-Infrastrukturen auch als Ersatz, beziehungsweise Alternative zum Netzausbau angesehen werden. Letzteres ist aus Umwelt- beziehungsweise Klimaschutzperspektive besonders zweifelhaft. Erstens benötigen PtX-Produkte durch die Umwandlungsverluste wesentlich mehr Strommengen als direkt-elektrische Lösungen, was mit zusätzlichen Erneuerbaren-Anlagen und weiteren Umweltauswirkungen verbunden ist. Und zweitens muss gegebenenfalls zusätzlich andere Infrastruktur, z. B. Gasleitungen, gebaut oder die PtX-Energieträger via LKW oder Schiff transportiert werden, was mit einem hohen Verkehrsaufkommen und dementsprechenden (Umwelt-) Wirkungen einhergeht.

Bei der Herstellung von Kohlenwasserstoffen aus Strom besteht die besondere Gefahr von „Lock-in“-Effekten im Industriesektor. Dabei verbleiben konventionelle, emissionsintensive Technologien im Markt, weil durch die Nutzung des CO₂ aus den Abgasen ein geringerer Anreiz besteht, die Prozesse durch klimafreundlichere Alternativen zu ersetzen. Ein „Lock-in“ von PtX-Technologien in Anwendungen, die effizientere und günstigere Alternativen (zum Beispiel batterieelektrische Mobilität, Wärmepumpen) hätten, muss daher unbedingt vermieden werden. Vielmehr

muss der Einsatz in Anwendungen mit wenig alternativen Klimaschutzoptionen priorisiert werden. Die Nutzung von CO₂ aus Industrieabgasen darf unter keinen Umständen zu einer Verlangsamung der THG-Reduktion im Industriesektor führen.

Mit der Debatte um PtX besteht zudem das Risiko, dass weitere aus klima- und umweltpolitischer, aber auch aus sozialer Sicht wichtige Themen, zu wenig Beachtung finden und unter den Tisch fallen. Bei der Diskussion um synthetische Treibstoffe wird völlig außer Acht gelassen, dass eine umfassende Verkehrswende, nicht nur aus Klimaschutz-Perspektive, nötig und erstrebenswert ist. Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass PtX-Brennstoffe als Substitution von Effizienzmaßnahmen gesehen werden (zum Beispiel synthetisches Methan statt Gebäudesanierung). Auch über Alternativen zu konventionellen chemischen Erzeugnissen wird in diesem Zusammenhang nicht diskutiert (zum Beispiel nachwachsende Dämmstoffe statt EPS). Schlussendlich können mit PtX-Technologien, wie bei allen technischen Weiterentwicklungen, Rebound-Effekte einhergehen, welche die Klimaschutzbemühungen konterkarieren. Aus geopolitischer Perspektive könnten PtX-Technologien auf den ersten Blick eine Chance sein, die Importabhängigkeit von Rohstoffen, zum Beispiel Erdöl, zu mindern. In Anbetracht der gigantischen nötigen Strommengen und vorteilhafterer Produktionsbedingungen werden die PtX-Stoffe aber aller Voraussicht nach aus sonnen- oder windreicheren Standorten importiert, wodurch die Unabhängigkeit der deutschen Wirtschaft nicht gesteigert, sondern die Importe lediglich verlagert werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass PtX-Anwendungen einen wichtigen Beitrag zu der möglichst raschen Dekarbonisierung Deutschlands – also einer Emissionsminderung um mindestens 95% – leisten können. Um den positiven gesellschaftlichen und ökologischen Kontext sicherzustellen, sind jedoch die Rahmenbedingungen entsprechend zu setzen und Leitplanken einzuziehen. Zudem sollte nicht darüber hinweggetäuscht werden, dass die Vermeidung sowie Reduktion von Ressourcen- und Endenergieverbräuchen Priorität bekommen müssen. Andernfalls sind die Energiebedarfe zu hoch, um auf nachhaltige erneuerbare Energien umgestellt zu werden.

16.2 Perspektive der Deutschen Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Wir schreiben das Jahr 2050 – die Welt benötigt keine fossilen Rohstoffe mehr, jeder Bürger hat direkten Zugriff auf alles Wissen der Welt, grenzenlose Mobilität und Erreichbarkeit ist für jeden Bürger eine Selbstverständlichkeit. Letzteres ist vermutlich gar nicht wünschenswert, ersteres aber kann und muss gelingen! Hierfür leisten wir alle im Kopernikus-Projekt P2X unseren Beitrag.

Unter der Annahme, dass ein Lebensstandard vergleichbar der heutigen industrialisierten Welt universell angestrebt wird, ist auch weiterhin perspektivisch von einem hohen Bedarf nach stofflichen Energieträgern und Chemikalien auszugehen. Auch in einer „All Electric World“ kann eben nicht jede Anwendung direkt mit Strom aus erneuerbaren Quellen effizient bedient werden: Fortgeschrittene Li-Ionenbatterien oder auch andere derzeit im Entwicklung befindliche Batteriekonzepte werden sicher den E-mobilen Individualverkehr bedienen. Aber der Schwerlastverkehr in einem Gelände, das Höhenprofile wie in Europa aufweist, die Überseeschifffahrt und vor allem die Luftfahrt werden ohne Energieträger mit hoher spezifischer Energiedichte nicht auskommen: Kohlenwasserstoffe sind also gefragt. Auch die Chemie wird weiterhin auf Molekülen mit Kohlenstoff als Rückgrat aufbauen.

Für beides – stoffliche Energieträger und Chemikalien – bleibt nur die Herstellung aus CO₂ und Wasser unter Einsatz von erneuerbar erzeugtem Strom übrig, wenn man davon ausgeht, dass Biomasse als Rohstoff nicht ausreicht, wenn diese nachhaltig erzeugt werden soll. Die verschiedenen PtX-Produktionsschritte sind ganz überwiegend bekannt, zum Teil bereits seit vielen Jahrzehnten. Dennoch ist der F&E-Bedarf erheblich. Er lässt sich ableiten aus den notwendigen Effizienzgewinnen für jeden der Einzelschritte aber auch für das Gesamtsystem, beispielsweise durch Maßnahmen der Wärmeintegration. Damit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass Strom und Wasser auch zukünftig nicht im Übermaß vorhanden sein werden. Hinzu kommt der Bedarf nach Schonung anderer Ressourcen wie Edelmetallen und seltenen Erden und die Notwendigkeit, ganze Wertschöpfungsketten zu etablieren.

Das Ziel ist definiert und die Begründung für die Notwendigkeit von PtX-Verfahren gegeben. Wir kennen die technischen Lösungsoptionen und arbeiten daran, alles deutlich effizienter zu

machen. Worin bestehen dann jetzt eigentlich die Herausforderungen? In der Einigung auf die Wege zum Ziel. Warum wird jetzt hier der Plural benutzt? Weil es eben nicht nur der eine Weg ist, weil wir noch nicht wissen, welche Option sich als die beste herausstellt und weil an manchen Stellen Zwischenschritte gegangen werden müssen. Dabei geht es im Kern auch um die Infrastrukturen, deren Aufbau beziehungsweise Konversion bekanntlich lange Zeiträume zur Realisierung erfordert.

Zwei Beispiele sollen das verdeutlichen:

- Chemieproduktion ist komplex und neue Prozesse werden im großen Maßstab nie von „Null auf Hundert“ etabliert, auch nicht wenn Chemie und Prozessführung schon länger bekannt sind. Der Scale-up, die Vergrößerung des Maßstabs vom Labor über Pilot- und Demonstrationsanlage zur ersten Großanlage dauert leicht mehr als 10 Jahre und auch erst danach wird man weitere World-scale-Anlagen errichten. Daher ist es extrem sinnvoll, PtX erst mal für kleiner-volumige Produkte zu nutzen und zu etablieren und nicht von vorneherein ausschließlich nur an Ammoniak und Ethylen zu denken.
- Insbesondere im Schwerlastverkehr auf der Straße und auf nicht-elektrifizierten Bahnstrecken haben Brennstoffzellenfahrzeuge ebenso wie klassische Verbrennungsmotoren ihre spezifischen Vorteile. Mit dem Einsatz von LOHC und synthetischen Kraftstoffen kann die vorhandene Infrastruktur genutzt und nachhaltig erzeugte Kraftstoffe und Wasserstoff bereitgestellt werden, ohne dass der potentielle Fahrzeugkäufer auf den Aufbau einer flächen-deckenden neuen Infrastruktur warten muss.

Abschließend ein Wort zur Bedeutung der Bewertung der Nachhaltigkeit, um die richtigen Wege zu finden. Diese Bewertungsarbeiten sind unerlässlich in der Projektbegleitung, weil damit Schwachstellen frühzeitig erkannt und angegangen werden können. LCAs sind bewährt für den Vergleich von einzelnen Produkten und Prozessen. Der Vergleich von Systemen (zum Beispiel Batterie- versus Brennstoffzellenbetriebener Mobilität inklusive der Herstellung der Komponenten) ist um einiges schwieriger und eigentlich müsste auch die jeweils zusätzlich benötigte Infrastruktur mit einbezogen werden. Für jeden dieser Fälle werden heute den LCAs Daten aus der Vergangenheit zugrunde gelegt und es ist schwierig technologische Weiterentwicklung zu antizipieren – zum Beispiel hinsichtlich des CO₂-Ausstoßes in der Produktion von Stahl, der für PtX-Anlagen benötigt wird. Auch hier besteht Forschungsbedarf.

16.3 Perspektive des Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH

Die Auswertung ambitionierter Klimaschutzszenarien bis 2050 für Deutschland hat gezeigt, dass der Einsatz von PtX-Kohlenwasserstoffen als Defossilisierungsoption zur Eliminierung verbleibender THG-Emissionen eine aus technischer und systemischer Sicht sinnvolle Option darstellt. Gleichwohl wird die Herstellung von PtX-Kohlenwasserstoffen in Deutschland kostenintensiver als die Herstellung an Standorten im Ausland sein, die über wesentlich höhere erneuerbare Energiepotenziale und gleichzeitig eine Anbindung an vorhandene, für PtX-Kohlenwasserstoffe nutzbare Transportinfrastrukturen verfügen.

Auf dem Weg der Dekarbonisierung besteht aus technisch-systemischen oder Kostengründen kein Bedarf für die groß-technische Herstellung von PtX-Kohlenwasserstoffen zur energetischen Nutzung in Deutschland. Ein solcher Bedarf kann gleichwohl unter anderem aus folgenden politischen oder strategischen Erwägungen geboten sein:

- Reduktion der Energieimportabhängigkeit Deutschlands
- Erprobung von in Deutschland entwickelten PtX-Technologien
- unzureichende Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien der im Ausland hergestellten PtX-Produkte
- begrenzte gesellschaftliche Akzeptanz für Energiebezug aus dem Ausland bei der deutschen Bevölkerung

Bedarf und Umfang einer PtX-Herstellung und -Nutzung in Deutschland hängen somit maßgeblich von den zuvor genannten Gründen ab, die durch politische, kommunikative und sozio-kulturelle Prozesse und durch strategische Entscheidungen beeinflussbar sind.

In ausgewerteten Szenarien einer THG-Reduktion um 95 % werden entsprechend niedrige inländische Produktionsmengen zwischen 140–230 PJHu, CH₄ ausgewiesen, in Szenarien einer 80 %-igen THG-Reduktion spielt die inländische Herstellung von PtX-Kohlenwasserstoffen keine Rolle. In Bezug auf mögliche CO₂-Quellen verbleiben einer von ifeu durchgeführten quantitativen Potenzialabschätzung zufolge auch in einem 95 %-Szenario Punktquellen, konzentriert in der ungekoppelten Fernwärmeerzeugung und der Wärmeerzeugung im Industriesektor, in

Deutschland in Höhe von rund 70 Mio. t/a, die zu 75 % auf der Verbrennung von biogenen Brennstoffen beruhen. Diese Quellen könnten den genannten inländischen Bedarf von umgerechnet 8–13 Mio. t CO₂ problemlos decken und sollten bei einer politisch-strategischen Entscheidung für eine inländische Produktion von PtX-Kohlenwasserstoffen hinsichtlich einer technischen CO₂-Abscheidung bedacht werden.

In diesem Kontext ist die Politik gefordert, den regulativen Rahmen in Form einer langfristigen „Kohlenstoffstrategie“ zu setzen, der neben dem Energiesektor auch den Bereich der Kreislaufwirtschaft beziehungsweise des in Produkten gebundenen fossilen Kohlenstoffs beinhaltet und langfristige Kohlenstoffsenken schafft beziehungsweise sichert. Der Einsatz von PtX-Kohlenwasserstoffen als Energieträger oder Grundstoffe ist auf Grund der hohen Umwandlungsverluste immer mit technischen Alternativen und insbesondere Vermeidungsstrategien abzuwägen.

Quellen

Fröhlich, T. / Blömer, S. / Münter, D. / Brischke, L.-A. (2018): CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland. Ökobilanzielle Betrachtung und Bewertung. ifeu, Heidelberg

Repenning, J. / Emele, L. / Blanck, R. / Böttcher, H. / Dehoust, G. / Förster, H. / Greiner, B. / Harthan, R. / Henneberg, K. / Hauke Hermann / Jörß, W. / Loreck, C. / Ludig, S. / Matthes, F. C. / Scheffler, M. / Schumacher, K. / Wiegmann, K. / Zell-Ziegler, C. / Braungardt, S. / Eichhammer, W. / Elsland, R. / Fleiter, T. / Hartwig, J. / Kockat, J. / Pfluger, B. / Schade, W. / Schlomann, B. / Sensfuß, F. / Ziesing, H.-J. (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Berlin, Karlsruhe. <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>.

Gerbert, P. / Herhold, P. / Burchardt, J. / Schönberger, S. / Rechenmacher, F. / Kirchner, A. / Kemmler, A. / Wünsch, M. (2018): Klimapfade für Deutschland. S. 286.

16.4 Perspektive des Öko-Institut e.V.

PtX: LANGFRISTOPTION FÜR DEN KLIMASCHUTZ IN BESTIMMTEN ANWENDUNGSFELDERN

Mit dem Pariser Klimaschutzabkommen hat sich Deutschland verpflichtet, die Erderwärmung auf unter 2 °C, möglichst auf 1,5 °C, zu beschränken. Dazu muss spätestens bis 2050 eine Treibhausgasneutralität erreicht werden. Dies erfordert den Einsatz von PtX-Produkten in bestimmten Bereichen. Aufgrund der erheblichen Effekte, die die PtX-Erzeugung auf das Stromsystem und weitere Sektoren von Wirtschaft und Gesellschaft haben kann, muss die Entwicklung der PtX-Technologie jedoch unter strikter Einhaltung von umfassenden Nachhaltigkeitskriterien erfolgen.

Die Bereitstellung von Wasserstoff und Kohlenwasserstoffen aus Strom ist mit hohem Energieeinsatz und Umwandlungsverlusten behaftet. Da EE-Strom in Deutschland und weltweit mittel- und langfristig ein knappes Gut sein wird, der EE- und PtX-Anlagenbau unter anderem den Einsatz von Spezialmetallen erfordert und PtX-Produkte vergleichsweise teuer sein werden, ist es entscheidend, dass diese nur dort zum Einsatz kommen, wo keine unter Lebenszyklusperspektive effizienteren klimaschonenden Alternativen zur Verfügung stehen. Diese Alternativen umfassen unter anderem Maßnahmen zur Verbrauchsreduktion (zum Beispiel Verkehrsvermeidung und -verlagerung sowie Wärmedämmung) und die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom (zum Beispiel batterieelektrische Fahrzeuge, Wärmepumpen). Daher sollte sich der Einsatz von PtX-Produkten insbesondere auf industrielle Produktionsprozesse, auf chemische Langfrist-Speicher für ein auf erneuerbaren Energien basierendes Stromsystem sowie auf Treibstoffe für den Luft- und Seeverkehr und gegebenenfalls Teile des Schwerlastverkehrs konzentrieren. Dabei sollte Wasserstoff i. A. vorrangig vor anderen PtX-Produkten eingesetzt werden, die höhere Umwandlungsverluste aufweisen.

Aufgrund der Umwandlungsverluste führt der Einsatz von PtX-Produkten erst bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien im Stromerzeugungsmix überhaupt zu niedrigeren Treibhausgasemissionen als die fossilen Referenzprodukte. Bei niedrigeren EE-Anteilen entstehen dagegen Mehremissionen.

Zur Herstellung kohlenstoffhaltiger PtX-Produkte dürfen nur nachhaltige CO₂-Quellen verwendet werden (v. a. aus Prozessen mit nachhaltiger Biomassenutzung sowie die unmittelbare Gewinnung aus der Luft).

Langfristig wird voraussichtlich ein großer Teil der in Deutschland eingesetzten PtX-Produkte aus dem Ausland importiert werden, davon in wesentlichen Teilen aus Ländern außerhalb Europas. Auch für diese Länder müssen strikte Nachhaltigkeitskriterien eingehalten werden. Hierzu gehört, dass für die Herstellung von PtX-Produkten zusätzlicher EE-Strom erzeugt werden muss. Weiter müssen Konkurrenzen um gegebenenfalls knappe Wasserressourcen und kostengünstige Standorte für erneuerbare Energien vermieden und sichergestellt werden, dass die Herstellung von PtX-Produkten im Einklang mit der gesellschaftlichen Entwicklung des Exportlandes verläuft und dessen Dekarbonisierung sich nicht verzögert.

Für die Übergangsphase (in Deutschland bis mindestens 2035), in der das Stromsystem noch signifikante Anteile von fossilen Energien enthält, zugleich aber die PtX-Technologien weiter entwickelt werden sollen, muss eine Reihe von weiteren Kriterien eingehalten werden.

- Damit PtX-Produkte aus zusätzlichem erneuerbarem Strom erzeugt werden, reicht eine Beschaffung von Ökostrom nicht aus. Die Nutzung von EE-Überschussstrom ist nur sehr begrenzt möglich und müsste zweifelsfrei belegt werden. Empfohlen wird daher, dass für die Erzeugung von PtX-Produkten neue, durch die PtX-Anlagenbetreiber finanzierte EE-Anlagen gebaut werden, die nicht auf die bestehenden Ausbauziele der EU für erneuerbare Energien angerechnet werden. Die Stromnachfrage für PtX darf zudem nicht zu einer zusätzlichen Belastung an Netzengpässen führen.
- Der Einsatz von PtX-Produkten muss vorrangig dort erfolgen, wo auch langfristig keine effizienteren klimaschonenden Alternativen zur Verfügung stehen. Der größte Klimavorteil wird derzeit beim Einsatz von Wasserstoff in der Industrie erreicht.
- Nach Szenarioanalysen ist ein Einsatz von PtX-Produkten erst ab dem Jahr 2030 erforderlich, zuerst in geringen Mengen. Zwischen 2040 und 2050 steigen die benötigten Mengen stark an. Bis 2030 sollten daher vorrangig kleinere Anlagen gebaut werden, die entscheidende technische Entwicklungen vorantreiben und zu einer Kostendegression einzelner Prozessschritte beitragen.

16.5 Perspektive der am Projekt beteiligten Wissenschaftler des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung e.V.

Im Folgenden wird die Perspektive der am P2X-Projekt beteiligten DIW-Mitarbeiter Wolf-Peter Schill, Fabian Stöckl und Alexander Zerrahn dargestellt. Diese kurze Einschätzung zu synthetischen, mit erneuerbarem Strom erzeugten chemischen Energieträgern legt einen Fokus auf ihre mögliche Rolle im künftigen Energiesystem. Die Einschätzungen gelten für PtX im Allgemeinen; ein detaillierter Blick auf einzelne PtX-Optionen (Wasserstoff, SNG, PtL) kann hier nicht vorgenommen werden.

Grundsätzlich bietet PtX die Option, erneuerbare Energie in chemischer Form langfristig zu speichern. Diese vorteilhafte Eigenschaft wird in künftigen Energiesystemen mit sehr hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien stark an

Bedeutung gewinnen nicht nur, aber auch in Hinblick auf Langfrist-Stromspeicher zur Überbrückung von Perioden mit geringer Verfügbarkeit erneuerbarer Energien.

Trotzdem sollte bei der Nutzung von PtX die Devise gelten „so wenig wie nötig“, und nicht „so viel wie möglich“. Grund hierfür sind die hohen Wandlungsverluste der meisten PtX-Optionen in Verbindung mit einer vermutlich dauerhaften Knappheit an erneuerbarem Strom weltweit. Die Erzeugung energiewirtschaftlich relevanter PtX-Mengen in Deutschland dürfte in Anbetracht der hierfür erforderlichen Stromerzeugungsleistung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen kaum möglich sein. Deswegen wird die Option, PtX-Produkte aus anderen Weltregionen zu importieren, derzeit verstärkt diskutiert. Allerdings sind auch anderswo die kostengünstigen und tatsächlich realisierbaren Potenziale für erneuerbare Energien begrenzt. Dies gilt insbesondere, wenn man bedenkt, dass in einer mit dem Pariser Klimaziel kompatiblen Welt künftig praktisch alle Länder in sehr großem Umfang erneuerbare Energien nutzen müssen – selbst ohne zusätzliche Stromerzeugung für PtX.

Aus Energieeffizienzgründen scheint es daher geboten, wo immer möglich, eine direkte Elektrifizierung der Wärme-, Verkehrs- und Industriesektoren anzustreben. Wo dies nicht möglich ist, können PtX-Produkte ins Spiel kommen – aus heutiger Sicht sind das neben der Langfrist-Stromspeicherung insbesondere der Flug- und Schiffsverkehr sowie manche Hochtemperaturprozesse in der Industrie.

PtX-Entwicklungspfade sollten somit immer vom künftigen Energiesystem her gedacht werden, und nicht mit Blick auf einen Ersatz des heutigen Verbrauchs fossiler Energieträger durch PtX-Produkte. Dabei besteht noch ein großer Forschungsbedarf mit einer besonderen Rolle für die Stromsektormodellierung, insbesondere mit Blick auf die Flexibilitäts- und Speichereigenschaften der verschiedenen PtX-Pfade und ihrer Interaktionen mit anderen Sektorkopplungsoptionen.

16.6 Perspektive des Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Power-to-X (PtX) auf Basis von erneuerbarem Strom bietet grundsätzlich eine Vielzahl an Lösungsoptionen für eine Defossilierung der gesamten Energieversorgung im Sinne der Ziele der Pariser Vereinbarung an. Aufgrund der zusätzlichen Energieverluste, die mit jedem Umwandlungsschritt einhergehen und dem Bedarf an Kohlendioxid (CO₂), welches für Synthesen zu höherwertigen Kohlenwasserstoffen benötigt wird, ist für

eine nachhaltige Nutzung von PtX eine sorgfältige Abwägung zwischen den jeweiligen Vor- und Nachteilen sowie Chancen und Risiken geboten. Insbesondere ist auf trade-offs zwischen Kosten-, Ressourcen-, Energie- und Systemeffizienz zu achten und darauf, dass die PtX-Pfade zeitlich zu den Energiewendepfaden (erneuerbare Energien- und Netzausbauten sowie Sektorenkopplungen) passen.

VIELVERSPRECHENDE ANWENDUNGSFELDER VON PtX

Die wesentlichen Anwendungen von PtG in einem auf erneuerbaren Energien (EE) basierenden Energiesystem sind: flexibler Lasteinsatz zur Stabilisierung des Stromnetzes, Entlastung des Stromnetzes durch partielle Verlagerung des Energietransports auf das Gasnetz, Langzeitspeicher für erneuerbaren Strom insbesondere aus fluktuierend anfallenden Photovoltaik-/Windkraft-Überschüssen, Einsatz als Rohstoff in der chemischen Industrie sowie Erzeugung von erneuerbaren Kraftstoffen für den Verkehrssektor, die nicht anderweitig substituiert werden können (kurzfristig realisierbarer Eintrittsmarkt „CH₄-Mobilität“, mittelfristig „H₂-Mobilität“).

BESONDERS WICHTIGE ALLEINSTELLUNGSMERKMALE VON PtX-TECHNOLOGIEN FÜR DIE ENERGIEWENDE

Das herausragende Alleinstellungsmerkmal von PtX (beziehungsweise Power-to-Gas) liegt in der Kopplung der beiden zentralen „Rohstoffe“ der Zukunft: EE-Strom und Wasserstoff (H₂). Dies bedingt zum einen eine Kopplung von Strom- und Gasnetzen und eröffnet zum anderen neue Chancen zur Konvergenz der bestehenden Systeme zu einer nachhaltigen Energieversorgung mit Strom, Wärme und Kraftstoff unter Nutzung der vorhandenen Infrastrukturen zur Energieverteilung und -speicherung.

REBOUND- UND BOOMERANG-EFFEKTE BEI PtX BEZOGEN AUF KLIMASCHUTZ

Die direkte Nutzung von EE-Strom ist unter Beachtung von System-Effizienzen die bestmögliche Option zur Reduktion der Emissionen von Treibhausgasen (THG) und von Primärenergie. Ein im Vergleich zum EE-Ausbau zu früher Ausbau von PtX führt zu höheren Emissionen und Energieverbräuchen. Dies gilt insbesondere bei allen Synthesen von H₂ und CO₂ zu Kohlenwasserstoffen solange auf fossile beziehungsweise nicht nachhaltige CO₂-Quellen (zum Beispiel Direct Air Capture) gesetzt wird. Die „rein“ technikorientierten Lösungsoptionen wie PtX können zudem von den ebenso entscheidenden nicht-technischen Lösungen wie Suffizienz (zum Beispiel share und circular economy

oder Änderung des modal split im Verkehr) ablenken, die zur Erreichung der Pariser Klimaschutzziele unabdingbar sein werden.

CHANCEN UND RISIKEN FÜR DIE WEITERENTWICKLUNG UND IMPLEMENTIERUNG VON PtX-TECHNOLOGIEPFADEN

Die vielfältigen Chancen von PtX-Technologien (siehe oben) liegen vor allem in den Potenzialen zur Langzeitspeicherung von EE-Strom und der Defossilierung der Sektoren Industrie und Verkehr. Zugleich gibt es keine Pfade ohne nennenswerte Risiken. Diese bestehen vor allem in der Entwicklung von „Lock-in“-Situationen, Pfadabhängigkeiten, Disruptionen, stranded investments, fehlender Akzeptanz und neuen geopolitischen Abhängigkeiten. Importe von PtX-Produkten, wie zum Beispiel synthetischen Kraftstoffen aus Regionen mit sehr hohen und kostengünstigen EE-Potenzialen sind grundsätzlich günstiger als eine inländische Produktion und damit volkswirtschaftlich positiv zu bewerten. Allerdings riskiert Deutschland damit sein industrie- und systemtechnisches Know-How und seine Steuerungsmöglichkeiten bei Energiewende und Klimaschutzziele aus der Hand zu geben. Der richtige Umgang mit PtX-Pfaden besteht daher in der eingangs genannten Ausbalancierung von den jeweiligen Stärken und Schwächen sowie Chancen und Risiken, im Zweifel im Sinne von Erfahrungen sammeln.

16.7 Perspektive des Wissenschaftszentrums Berlin für Sozialforschung gGmbH

ANHALTPUNKTE FÜR EINEN ÄHNLICHEN AUFBAU DER EINZELNEN BEITRÄGE „SICHTWEISEN UNTERSCHIEDLICHER STAKEHOLDER AUF PtX“ – WZB: P2X AUS SOZIALWISSENSCHAFTLICHER PERSPEKTIVE

Im Fokus der sozialwissenschaftlichen Betrachtungen durch das Wissenschaftszentrum Berlin für Sozialforschung (WZB) stehen die Untersuchungen der gesellschaftlichen Auswirkungen der Einführung der Power-to-X-Technologien. Im Fokus steht insbesondere die Ermittlung akzeptanzfördernder sowie -hemmender Determinanten für Power-to-X-Anwendungen mit Schwerpunkt auf den Mobilitätssektor und der LOHC-Technologie im Speziellen. Denn grundsätzlich sind Technologien keine Selbstläufer, sondern immer in den gesellschaftlichen Rahmen einzubetten. Die Untersuchungen zur Rolle von PtX in der Energie- und Verkehrswende zeigen folgende Chancen und Potenziale auf:

Die bisherigen Ergebnisse zeigen, dass zu Wasserstofftechnologien und FCEV geringes Wissen in der Bevölkerung besteht, da es nur eine geringe Sichtbarkeit der Technologie und kaum Berührungs-

punkte im Alltag der Energiewende gibt (Market Acceptance) (siehe Kapitel 3.4 Akzeptanzmatrix). Im Rahmen eines am WZB durchgeführten Werkstattgesprächs mit Experten aus der Verkehrs- und Energiebranche wurde betont, dass das Ziel einer postfossilen Mobilität nur durch ein abgestimmtes Zusammenspiel von batterieelektrischer und wasserstoffbasierter Elektromobilität möglich ist. Auch die durchgeführten Fokusgruppen an zwei Berliner H₂-Tankstellen mit Anwohnenden haben gezeigt, dass zwar positive Assoziationen wie „Umweltfreundlichkeit“ und „Innovation“ mit der Brennstoffzellenmobilität dominieren, jedoch werden die Tankstellen oder die BZ-Fahrzeuge kaum wahrgenommen. Zudem bestehen kaum Sicherheitsbedenken: Gefahrenpotenziale werden im Vergleich zu anderen Kraftstoffen wie Benzin oder Brennstoffen wie Gas ähnlich gering beziehungsweise hoch eingeschätzt (Community Acceptance). Zusätzlich wurden leitfadengestützte Experteninterviews mit Umwelt- und Interessenverbänden zu Positionen und Einschätzungen hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff in der Energie- und Verkehrswende durchgeführt (Socio-political Acceptance). Eine offizielle Position zum Thema Wasserstoff haben die meisten Verbände jedoch nicht. Die Umwelt- und Naturschutzverbände sehen im Einsatz von Wasserstoff im Verkehrsbereich keine Alternative zur Optimierung der Fahrzeuge sowie zur Verlagerung und Reduzierung des Verkehrs. Wasserstoff wird weniger im Pkw-Segment gesehen, weil damit ein Beibehalten vorherrschender Mobilitätsroutinen unterstützt wird. Der Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen wird aufgrund der höheren Reichweiten insbesondere im Überland-, Schwerlast- und Fernverkehr sowie im Schiff- und Luftverkehr gesehen.

Das Gesamtbild einer postfossilen Mobilität muss weiterentwickelt werden und dabei die Relevanz des Bausteins „grüner Wasserstoff“ darstellen. Dazu gehört neben entsprechenden Antriebs- beziehungsweise Kraftstoffkonzepten für die verschiedenen Fahrzeugsegmente auch ein Plan für den benötigten Infrastrukturausbau sowie eine Förderung von Wasserstoff durch einen entsprechenden gesetzlichen Rahmen. Auch die Berechtigung von LOHC muss Eingang in dieses Bild finden. Dazu müssen in klar verständlicher Sprache die Vorteile der Technologie im Abgleich mit bestehenden Technologien dargestellt und die bislang offenen Fragen zu Energieeinsatz, Umweltaspekten bei Produktion, Entsorgung und Wiederverwertung der Trägerstoffe sowie Kosten und Versorgungssicherheit beantwortet werden.

17. Perspektiven innerhalb der Anwendungsfelder

17.1 Perspektive der ArevaH₂Gen

Der Einsatz von PtX-Technologien in einem Energieszenario mit hohem Anteil EE am Energieverbrauch ist hinsichtlich der Umweltwirkungen und gesamtwirtschaftlich sinnvoll. Da wir den Systemwandel jedoch erstens nicht national allein gestalten können und zweitens nicht von heute auf morgen ein ideales Energiesystem umsetzen werden, ist es wenig zielführend, sich heutzutage in Effizienz-Diskussionen oder der Frage nach der CO₂-Quelle zu verrennen. Sowohl auf Erzeuger- als auch auf Verbraucherseite ist der Systemwechsel fortdauernd geprägt von Anpassungen und Verbesserungen. Energiewende bedeutet, mutig den nächsten (Fort-)Schritt zu gehen und regelmäßiges „pivoting“ zu betreiben. Es reicht aktuell nicht aus, nur das bestmögliche Energiesystem als Vergleich für eine Technologiebewertung heranzuziehen, als globaler Vorreiter der Energiewende (diese Rolle wollen wir schließlich erfüllen) können wir Deutschen uns nicht selbst „Leapfroggen“.

WAS KANN DER NÄCHSTE SCHRITT SEIN?

Für diejenigen deutschen Regionen, die einem tiefgreifenden strukturellen Wandel entgegensehen, ist der Einsatz von PtX-Anwendungen eine echte Alternative für den Erhalt und Aufbau lokaler Wertschöpfung und Arbeitsplätze. Der Ausbau EE muss damit synchron einhergehen, da ansonsten keine positive Umweltwirkung erzielt wird. So dient es der allgemeinen Emissionsminderung und dem nächsten Schritt zur Etablierung von PtX-Produkten im deutschen Energiemix, es ist also auch von gesamtgesellschaftlichem Interesse. Eine Ausrichtung der regulatorischen Rahmenbedingungen für diese nächste Stufe der Energiewende ist unausweichlich, dazu gehören auch Formen der Bürgerbeteiligung an der Wertschöpfung. Wir sehen aktuell schon vielversprechende Nutzungen für die Produkte und Anwendungsfelder für Elektrolyseverfahren und PtX-Technologien in Raffinerieprozessen durch up-stream-emission-reduction, blending konventioneller Kraftstoffe durch e-fuels, der Emissionsreduzierung im Luftverkehr und besonders den Einsatz von H₂-BZ Fahrzeugen im Bus- und Schwerlastverkehr.

WIE KANN EIN ZUKÜNFTIGES ENERGIESYSTEM MIT PtX AUSSEHEN?

Die Diskussion bezüglich PtX dreht sich in der Regel besonders um CO₂. Eine Möglichkeit, das zukünftige Energiesystem

bestmöglich CO₂-frei zu gestalten ist ein Zusammenspiel der drei zentralen Infrastrukturen Stromnetz, SNG-Netz und (unter Umständen vielen lokalen) H₂-Netz/en. Die direkte Nutzung erneuerbarer Energien ist aus Effizienz- und Kostengesichtspunkten zu priorisieren oder gar unumgänglich. Unvermeidbare CO₂-Quellen in Industrie, Stahlproduktion, Zementindustrie, usw. werden für Methanisierung mit grünem Wasserstoff und weitere PtX-Prozesse herangezogen (CCU/PtX, PtC, ...). Die wesentliche Verteil- und Speicherfunktion übernimmt das bestehende Erdgasnetz, die Einspeisung von Biogas ist ebenso möglich. Methangas steht auch weiterhin für thermische Prozesse zur Verfügung. Daneben sorgen regionale bis überregionale Wasserstoffnetze für die CO₂-freie Versorgung von dezentralen Brennstoffzellen, der Anbindung von H₂-Tankstellen und als H₂-Quelle für zuvor genannte PtX-Prozesse. Die H₂-Produktion erfolgt auf Basis von Elektrolyse durch überschüssige EE und lokalen Wasserquellen. Die H₂-Speicherung und Versorgung nicht-angebundener Gebiete wird durch den Einsatz von LOHC gewährleistet, weiter kommen auch CGH₂ und LH₂ zur Verteilung in Betracht. Diese Infrastrukturen sind untereinander gekoppelt, dennoch sind in allen drei Netzen saisonale Speicher und kurzzeitige Puffer beispielsweise in Form von 2nd-Use BESS, RFB, Kavernen und LOHC vorhanden. Die Wärmebereitstellung kann über WP, dezentrale BZ und Wärmenetze erfolgen. Der Aufbau von Produktionskapazitäten für Elektrolyse- und PtX-Technologien kann zum Erhalt deutscher Industriewertschöpfung beitragen.

Ein solches Energieversorgungssystem ist auch auf den Energieimport aus Offshore-Wind oder kostengünstigen Solarenergiequellen angewiesen. Mittel- und langfristig kann es hierfür auch sinnvoll sein, CO₂-freie oder -neutrale Energieträger (beispielsweise strombasierte LNG, Synfuels, etc. aus Südspanien, Nordafrika, Saudi-Arabien, etc.) zu importieren, was hinsichtlich der Erreichung der deutschen Emissionsminderungsziele vermutlich effizient wäre. Jedoch wäre ein solches Szenario hinsichtlich der Kosten, der Versorgungssicherheit und schließlich auch im Hinblick auf weitere umweltbelastende Faktoren wie beispielsweise den lokalen Trinkwasseraustrag in wasserarmen Gebieten zu diskutieren.

17.2 Perspektive der Covestro AG

VIELVERSPRECHENDE ANWENDUNGSFELDER

PtX-Technologien bieten die Möglichkeit, erneuerbare Energien (EE) für alternative Produktionsrouten zu nutzen. Besonders attraktiv ist hier die Verwendung von EE in Verbindung mit CO₂

und H₂O als Rohstoff. Durch Elektrolyse beider Ausgangsstoffe können hier Synthesegasmischungen, aber auch weitere C1 Bausteine erzeugt werden. Vermutlich sind die Erfolgsaussichten größer, wenn kleinere beziehungsweise weniger komplexe Moleküle avisiert werden.

Eine Kopplung von dynamisch bereitgestellter regenerativer elektrischer Energie und stofflicher Nutzung kann beispielsweise über die folgende Prozesskette gelingen: Nachhaltig erzeugter Strom wird für die Elektrolyse von Wasser genutzt. Der entstehende Wasserstoff wird mit CO₂ zu Methanol umgesetzt, welches im Anschluss zur Herstellung von Formaldehyd eingesetzt werden kann. Polymeres Paraformaldehyd kann schließlich durch Aufkonzentrieren der wässrigen Formaldehydlösungen erhalten und als Baustein in der Synthese von Polyethern verwendet werden.

Eine weitere Option von PtX-Technologien ist die Speicherung von EE in Chemikalien. Solche Speichermoleküle können in der Rückverstromung genutzt werden.

Beide Varianten sind ökologisch attraktiv und können aus klima- oder energiepolitischer Sicht positive Beiträge leisten. Für eine ökonomisch sinnvolle Nutzung von PtX-Technologien ist es essenziell, dass EE nicht nur dauerhaft, sondern auch zu angemessenen Preisen verfügbar sind.

WICHTIGE ALLEINSTELLUNGSMERKMALE DER PtX-TECHNOLOGIEN IM ZUGE DER ENERGIEWENDE

PtX-Technologien können nachhaltig erzeugten Strom direkt verwenden und neben der Produktion von Chemikalien auch chemische Energiespeicherung ermöglichen. Damit sind PtX-Technologien netzdienlich. Sie bieten darüber hinaus eine Möglichkeit Stoffkreisläufe komplett zu schließen. Ein Vorteil im Vergleich zu Biomasse als Rohstoff ist der geringere Interessenskonflikt in der farm-to-fork-Diskussion.

UNVORHERGESEHENE ODER UNBEABSICHTIGTE FOLGEN HINSICHTLICH DER NACHHALTIGKEIT

Vermeintlich nachhaltige Prozesse könnten sich bei genauerer Betrachtung als weniger nachhaltig oder effizient herausstellen als zunächst angenommen. Voraussetzung für eine sinnvolle Bewertung verschiedener Ansätze untereinander ist eine einheitliche LCA-Methode. Ein weiterer Punkt betrifft den wirtschaftlichen Betrieb von PtX-Anlagen. Wenn dieser nicht durch das

Auffangen von Lastspitzen gewährleistet werden kann, muss auf konventionell erzeugten Strom zurückgegriffen werden, um die Anlage auszulasten. Dies würde dem Nachhaltigkeitsziel somit wenig dienlich sein.

CHANCEN UND RISIKEN FÜR DIE WEITERENTWICKLUNG UND IMPLEMENTIERUNG DER TECHNOLOGIEPFADE

Um die Klimaziele zu erreichen, bedarf es eines Systemwechsels, zu dem die Chemische Industrie einen wichtigen Beitrag leisten kann. Hierfür ist es notwendig, dass die herausfordernde Transformation von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern sowie der Wechsel in der Rohstoffbasis hin zu alternativen Kohlenstoffquellen (CO₂, Biomasse, Kreislaufwirtschaft) gelingen. Die damit verbundene Entwicklung neuer Verfahren und Prozesse eröffnet für Unternehmen die Chance eine Vorreiterrolle in den jeweiligen Technologien einzunehmen.

Um eine flächendeckende Nutzung von PtX-Technologien zu ermöglichen, müssen diese Verfahren wirtschaftlich rentabel sein. Verfügbarkeit und angemessener Preis der EE sind dabei essentiell. Ist dies nicht gewährleistet, besteht die Gefahr, dass nicht nachhaltige Verfahren durch niedrigere Produktionskosten den Wechsel zu nachhaltigen PtX-Produkten erschweren oder sogar verhindern.

Um den Energiebedarf zu decken, müssen in Deutschland nach derzeitigem Stand Primärenergieträger importiert werden. Die PtX-Technologien bieten Lösungen EE lager- und transportfähig zu machen und ermöglichen somit eine Diversifizierung von Lieferländern und Transportstrukturen und verringern damit die Abhängigkeit von fossilen Importen.

17.3 Perspektive von INERATEC GmbH

INERATEC glaubt an die Umsetzung der modularen, dezentralen P2X-Technologie in drei Hauptanwendungsbereichen.

Synthetische, flüssige Kraftstoffe eignen sich unter anderem zum Einsatz für einen flüssigen Übergang in der Mobilitätswende. Es wird keine kurzfristige Möglichkeit geben, die gesamte Mobilitätsindustrie zu elektrifizieren, speziell nicht den Langstrecken- und Schwerlastverkehr (Straßenverkehr, Schiffs- oder Luftverkehr). Dort ist eine hohe Energiedichte der Antriebsstoffe unabdingbar. Die Kraftstoffe bieten einen enormen Vorteil durch die Kompatibilität mit der vorhandenen Infrastruktur. Sie bringen zudem die einfache Handhabbarkeit mit sich, die auch handelsübliche, flüssige Kraftstoffe auszeichnen.

Die produzierten Wachse decken aufgrund ihrer Beschaffenheit eine große Bandbreite an weicheren und härteren Wachsen ab. Diese bieten sich zum vielseitigen Einsatz in der Industrie an. Denn in der kosmetischen Industrie findet Weißöl, welches aus Rohöl destilliert wird, weitreichende Einsatzmöglichkeiten. Härtere Wachse können in der Kleidungsindustrie eingesetzt werden, ebenso in der Autoindustrie. Man könnte auf diesem Weg eine Vielzahl an Produkten klimafreundlich produzieren, statt sich weiter auf Rohöl als Basis zu verlassen. Auch in der chemischen Industrie können fossile Einsatzstoffe durch Produkte aus der Fischer-Tropsch-Synthese ersetzt werden. Basischemikalien und weitere Produktketten können erneuerbar hergestellt werden.

Die Wärmeindustrie bietet als drittes Feld eine Anwendungsmöglichkeit für PtX. Statt mit fossilem Erdgas kann als Endprodukt von Power-to-Gas auch synthetisches, klimafreundliches Erdgas genutzt werden.

Zudem ist der Einsatz von synthetischem Erdgas aus CO₂ und erneuerbarer Energie eine weitere Möglichkeit, wie die PtX-Technologie aus klima- und energiepolitischer Sicht einen großen Beitrag leisten kann beziehungsweise bereits leistet. Letzteres wird bewiesen durch die INERATEC Power-to-Gas-Anlage in Sabadell, Spanien. Dort wird aus Klärgas und Wasserstoff Methan synthetisiert, welches im Anschluss in das Erdgasnetz eingespeist wird. Bei der Verheizung des Gases wird somit CO₂ ausgestoßen, welches in der Produktion verwendet wurde. So lässt sich ein geschlossener CO₂ Kreislauf aufbauen – Greenhouse Gas Recycling[®] wird von INERATEC bereits seit 2017 erfolgreich umgesetzt.

Der Markt, der hier erschlossen werden kann, ist riesig und bietet ein gigantisches Potenzial für die P2X-Technologie. Mit der Implementierung wären auf synthetischen Kohlenwasserstoffen basierende Produkte im Alltag der Menschen verankert, was zu größerer Akzeptanz und Offenheit für den Einsatz in anderen Bereichen führen könnte.

17.4 Perspektive von innogy SE

PtX – EIN INEFFIZIENTER GAME-CHANGER?

Sind PtX (das heißt PtG/PtF) Technologien effizient? Ihre öffentliche Diskussion stellt häufig die entstehenden Verluste in den Vordergrund. Und in der Tat betragen diese teils über 50% der eingesetzten Energie. Allerdings ist die Effizienz einer Technologie nicht mit einer Prozent-Angabe beschrieben: So erzeugt zum

Beispiel ein PV-Panel in Deutschland auch nur 50% der Energie, die sie in einer sonnenreichen Region erzeugen könnte. Ist PV in Deutschland „effizient“?

Man sieht, dass der Effizienzbegriff weiter zu fassen ist, denn neben der rein energetischen Betrachtung ist er unter anderem auf Ressourcen, Landflächen, Umweltwirkung, Kosten und Akzeptanz auszuweiten. Es ist zudem wichtig, die Effizienz einer Technologie in Bezug auf die Rolle zu beurteilen, die sie im Energiesystem spielt.

Für PtX-Technologien hängen diese Rollen mit den erzeugten Produkten (Synfuels) zusammen, die gespeichert, transportiert und vielseitig angewendet werden können. Die diskutierten Rollen ergänzen entsprechend die laufenden Energiewendebemühungen: „Überschüsse“ einspeichern, Übertragungsnetzausbau ergänzen und schwer elektrifizierbare Anwendungen dekarbonisieren.

Auch der Import von Synfuels aus Regionen mit günstigeren Bedingungen für grüne Energien kommt in vielen Studien heute bereits vor. Es zeigt sich, dass dieser Import auch sinnvoll ist: Synfuels können an solchen Standorten günstig erzeugt werden, zum Beispiel laut Agora: 2050 ca. 10 ct/kWh (beliebig skalierbar). Innogy-Projekte haben gezeigt, dass diese Kosten bereits heute erreichbar sind, wenn besonders attraktive Standorte genutzt werden (begrenzt skalierbar).

Potenziale für erneuerbare Energien sind laut Studien in Deutschland auf ein Maß begrenzt, das zur Deckung aller Energiebedarfe in Deutschland einen Import erfordert.

Synfuels zeichnen sich besonders durch zwei Punkte aus: Ihr Potenzial ist weltweit praktisch unbegrenzt und sie können beinahe alle energetisch bedingten Emissionen in Deutschland vermeiden. Ein Szenario, in dem die deutschen CO₂-Ziele alleine durch Import der richtigen Brennstoffe erreicht werden, wäre damit möglicherweise teuer, aber theoretisch möglich!

Die wesentlichen Maßnahmen für die Energiewende (Effizienz, Erneuerbare, Netze, etc.), die als zwingend nötig gelten, sind wegen ihrer Kosten und anderer Einschränkungen, die sie mit sich bringen, heute schlecht akzeptiert. Die Maßnahmen werden dabei jedoch immer an der heutigen Energiewelt gemessen. Wenn die deutsche Gesellschaft ihren Beitrag zur Vermeidung des Klimawandels leisten will, dann kann es die Energiewelt von heute jedoch in Zukunft nicht mehr geben. Für eine ehrliche

Bewertung der Energiewende-Maßnahmen fehlt somit heute ein sinnvoller, gültiger Benchmark. Eine rein auf Synfuel-Import basierende Energiewelt stellt den ersten solchen Benchmark dar: PtX wird zum Game-Changer im Diskurs über die Energiewende, als Handlungsalternative für fast jede Fragestellung!

Die Gesellschaft kann und sollte in allen Bereichen die für sie insgesamt „effizienteste“ Lösung wählen: Maßnahmen können im Vergleich zum Synfuel-Import Kosten einsparen, oder sie bieten andere Vorteile, zum Beispiel verbessertes Komforterlebnis beim Fahren und Wohnen oder (lokale) Reduktion von Emissionen (zum Beispiel Partikel, NO_x, Lärm). Welche Lösungen die Gesellschaft letztlich wählt und welche Balance zwischen Synfuel-Import und anderen Maßnahmen sich dabei ergibt, ist heute noch völlig offen.

17.5 Perspektive von Siemens AG

VIELVERSPRECHENDE ANWENDUNGSFELDER VON PtX

Um die CO₂ Emissionen bis zum Jahr 2050 im Rahmen der Klimaziele der Bundesregierung um 80 oder gar 95% gegenüber 1990 zu reduzieren, sind erhebliche Anstrengungen und ein entschlossenes Vorschreiten aller Akteure erforderlich. Zunächst muss die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen schrittweise weiter erhöht werden mit dem Ziel im Jahr 2050 nahezu vollständig auf regenerativen Energiequellen zu beruhen. Auf diesem Weg, und insbesondere auch danach, spielen PtX-Technologien eine wichtige Rolle um Sektoren, wo es aufgrund systemischer Notwendigkeit bisher wenig CO₂ Reduktion gab, zum Beispiel Mobilität, Flugverkehr oder der Wärmesektor, mit Energieträgern aus erneuerbaren Quellen zu versorgen. Auch Sektoren, die heute viel CO₂ emittieren, wie zum Beispiel Gas- oder Kohlekraftwerke könnten in Übergangsszenarien von PtX-Technologien profitieren und die CO₂-Emissionen stark reduzieren. Dies gilt natürlich auch für Sektoren, die systemisch immer CO₂ emittieren werden (Zementwerke, Brauereien, Stahlwerke über die Hochofenroute, Biogasanlagen mit Gaseinspeisung). Regionen, in denen es schon heute einen überproportional hohen Anteil an erneuerbarem Strom gibt, wären als Erzeugungsregionen (Nord-, Ostsee, Südeuropa, Übersee zum Beispiel Australien) besonders vorteilhaft.

BESONDERS WICHTIGE ALLEINSTELLUNGSMERKMALE VON PtX-TECHNOLOGIEN FÜR DIE ENERGIEWENDE

Um die mit dem starken Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen einhergehenden Probleme zu bewältigen, sind PtX-Technologien besonders wichtig. Sie liefern einen wesentlichen Beitrag, um Netzengpässe zu vermeiden, Netzausbau- und Logistikkosten zu reduzieren und die längerfristige Speicherung von Energie zu ermöglichen. Insbesondere die saisonale Verschiebung größerer Energiemengen ist nur durch PtX-Technologien möglich. Dieses Alleinstellungsmerkmal kommt vor allem dann zum Tragen, wenn es sich bei dem Produkt X um eine gut speicherbare und langzeitstabile Verbindung handelt. Hierbei sind Alkohole und Fischer-Tropsch-Kraftstoffe bevorzugte Stoffklassen. Dabei bieten PtX-Technologien eine große Variabilität bei der Erzeugung verschiedener Produkte, wie beispielsweise Spezial- oder Basischemikalien und Kraftstoffe, um sowohl den Industrie- als auch den Transportsektor zu bedienen. Power-to-Fuel ermöglicht weiterhin den Import von grünen Energieträgern aus Regionen, die für die Erzeugung von erneuerbaren Energien besonders begünstigt sind. Hierbei zeigt sich zunehmend in den Auktionen, in denen Bieter sich für den Bau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bewerben, dass in den kommenden Jahren in Nordafrika, Südamerika, Australien und dem Nahen und Mittleren Osten, also an Standorten an denen besonders günstige Wetterbedingungen für Windkraft und PV herrschen, sehr große Anlagen im 100–1000MW Bereich entstehen werden. Die dabei garantierten Stromgestehungskosten sind so niedrig, dass eine wirtschaftliche Herstellung von PtX-Kraftstoffen möglich sein wird. Eine weitere Fortsetzung der Kostenreduktion scheint wahrscheinlich.

UNVORHERGESEHENE ODER UNBEABSICHTIGTE FOLGEN DER TECHNOLOGIEPFAD E HINSICHTLICH DER NACHHALTIGKEIT (INSBESONDERE KLIMASCHUTZGESICHTSPUNKTEN)

Grundlegende Voraussetzung für die Entwicklung der PtX-Technologien ist die Verfügbarkeit von ausreichend großen Mengen an billigem erneuerbarem Strom. Um dieses Ziel zu erreichen, ist weiterhin ein sehr starker Ausbau der erneuerbaren Energiequellen nötig, wie dies aktuell in den o.g. Regionen begonnen hat. Auch die Nachhaltigkeit dieses Ausbaus, sowie des Ausbaus der PtX-Technologien hinsichtlich natürlicher Ressourcen und aufzuwendenden Energiebedarfs, ist zu beachten. Langfristig ist auch die Verfügbarkeit von CO₂ aus großen Punktquellen wie Kohle- und Gaskraftwerken rückläufig, und die

Bereitstellung von CO₂ durch Direct Air Capture (CO₂-Abtrennung aus Luft) muss hinsichtlich großtechnischer Machbarkeit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit hinterfragt werden. Die dafür benötigte elektrische und thermische Energie muss berücksichtigt werden.

CHANCEN UND RISIKEN FÜR DIE WEITERENTWICKLUNG UND IMPLEMENTIERUNG VON PtX-TECHNOLOGIEPFADEN

Den oben genannten Chancen für PtX-Technologien stehen auch Risiken gegenüber. Diese können wirtschaftlicher Natur sein, wenn zum Beispiel die erwarteten niedrigen Produktionskosten für PtX-Technologien nicht realisiert werden können. Mindestens genauso wichtig sind aber auch die gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für die erfolgreiche Weiterentwicklung und Implementierung von PtX-Technologien. Fehlende Anreize könnten beispielsweise zu einem zu späten Einstieg in große Anlagen führen. Wenn die EEG-Umlage auch für Strom fällig wird, der beispielsweise direkt am Windpark in PtX-Anlagen umgesetzt wird, ohne ins Stromnetz eingespeist zu werden, stellt das eine große Hürde für die Entwicklung von PtX-Technologien dar. Auch Fragen zur Zertifizierung als „grün“ und die Anrechenbarkeit in Vorschriften und Regularien (zum Beispiel im Rahmen der Erneuerbare-Energien Richtlinie RED II) müssen geklärt sein. Zuletzt ist auch der politische Support für Konkurrenztechnologien wie zum Beispiel die Elektromobilität für die Entwicklung von PtX nachteilig. Bei Letzterem muss durch die Politik darauf geachtet werden, dass die Förderung der Energiewende technologieoffen erfolgt, das heißt Chancengleichheit für alle Technologieansätze und faire Wettbewerbsbedingungen herrschen.

LITERATURVERZEICHNIS

- Albrecht, Friedemann G. u.a. (2017).** A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study. In: *Fuel*, 194 (2017), S. 511–526.
- Allacker, Karen u.a. (2017).** The search for an appropriate end-of-life formula for the purpose of the European Commission Environmental Footprint Initiative. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 22 (2017), 9, S. 1441–1458.
- Anderson, J.E. u.a. (2016).** Laden 2020 Schlussbericht: Konzept zum Aufbau einer bedarfsgerechten Ladeinfrastruktur in Deutschland von heute bis 2020. Berlin: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt.
- Ausfelder, Florian u.a. (2017).** Sektorkopplung – Untersuchung und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. München: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften.
- Ausfelder, Florian; Dura, Hanna (Hrsg.). (2018).** 1. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X) – Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X-Technologien. Herausforderungen – Potenziale – Methoden – Auswirkungen o. J.
- Ausfelder, Florian; Seitz, Antje; Serafin, von Roon (2018).** Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie Methodik, Potenziale, Hemmnisse. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. Online im Internet: <https://edocs.tib.eu/files/e01fn18/1018510079.pdf> (Zugriff am: 28.06.2018).
- Backes, C.W. (2018).** Erneuerbare Energien und Artenschutz – Konflikt oder Koexistenz?. In: *Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR)*, (2018), 29(11), S. 587–593.
- BAFA, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2018).** Amtliche Mineralölstatistiken für die Bundesrepublik Deutschland. Zeitraum Januar–Dezember 2018 o. J.
- Balser, Markus (2015).** Warum Deutschlands Energieriesen taumeln. In: *Süddeutsche Zeitung*, 11. März 2015. Online im Internet: <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/eon-und-rwe-in-der-krise-warum-deutschlands-energieriesen-taumeln-1.2386558>.
- Bareiß, Kay u.a. (2019).** Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems. In: *Applied Energy*, 237 (2019), S. 862–872.
- Bareiß, Kay; Schönleber, Konrad; Hamacher, Thomas (2018).** Szenarien für den Strom-Mix zukünftiger, flexibler Verbraucher am Beispiel von P2X-Technologien. Online im Internet: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1436016/530236.pdf> (Zugriff am: 22.05.2018).
- Bauer, Christian u.a. (2015).** The environmental performance of current and future passenger vehicles: Life cycle assessment based on a novel scenario analysis framework. In: *Applied Energy*, 157 (2015), S. 871–883.
- Bazzanella, Alexis; Krämer, Dennis (2017).** Technologien für Nachhaltigkeit und Klimaschutz – chemische Prozesse und stoffliche Nutzung Ergebnisse der BMBF-Fördermaßnahme. .
- bdew (2017).** 10 Thesen zur Sektorkopplung. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2019a).** Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland – Basisdaten und Einflussfaktoren. Berlin. Online im Internet: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190529_Waermeverbrauchsanalyse_jwZ6BGZ.pdf
- BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2019b).** Zahl der Woche / 127 Liter Leitungswasser. Online im Internet: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zahl-der-woche-127-liter-leitungswasser/> (Zugriff am: 10.07.2019).
- Bernt, Maximilian; Siebel, Armin; Gasteiger, Hubert A. (2018).** Analysis of Voltage Losses in PEM Water Electrolyzers with Low Platinum Group Metal Loadings. In: *Journal of The Electrochemical Society*, 165 (2018), 5, S. F305–F314.
- Bertuccioli, Luca u.a. (2014).** Study on development of water electrolysis in the EU. E4tech, Element Energy.
- BMF, Bundesministerium der Finanzen (2019).** Grundlagenwissen zum Benzinpreis und seiner Entwicklung. Online im Internet: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Service/Einfach_erklaert/2018-01-11-grundlagen-benzinpreis.html (Zugriff am: 10.07.2019).
- BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2018).** Klimaschutz in Zahlen – Fakten Trends und Impulse deutscher Klimapolitik. Ausgabe 2018. Online im Internet: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutz_in_zahlen_2018_bf.pdf
- BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2016).** Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Online im Internet: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf

- BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017).** Die Energie der Zukunft – Zweiter Fortschrittsbericht zur Energiewende.
- BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018a).** Energiedaten: Gesamtausgabe.
Online im Internet: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>.
- BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018b).** Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende „Die Energie der Zukunft“ Berichtsjahr 2016. Berlin. Online im Internet: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.html>.
- Bongartz, Dominik u. a. (2018).** Comparison of light-duty transportation fuels produced from renewable hydrogen and green carbon dioxide. In: *Applied Energy*, 231 (2018), S. 757–767.
- Bosch, Stephan; Peyke, Gerd (2011).** Gegenwind für die Erneuerbaren – Räumliche Neuorientierung der Wind-, Solar- und Bioenergie vor dem Hintergrund einer verringerten Akzeptanz sowie zunehmender Flächennutzungskonflikte im ländlichen Raum. In: *Raumforschung und Raumordnung*, 69 (2011), 2, S. 105–118.
- Burre, Jannik; Bongartz, Dominik; Mitsos, Alexander (2019).** Production of Oxymethylene Dimethyl Ethers from Hydrogen and Carbon Dioxide – Part II: Modeling and Analysis for OME₃₋₅. In: *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 58 (2019), 14, S. 5567–5578.
- Busack, Volker u. a. (2014).** Power to Gas: Neues Gas in alten Leitungen – Werkstofffragen. In: (2014), 09/2014.
Online im Internet: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/gas/infrastruktur/ptg_werkstofffragen_1409.pdf.
- Canzler, Weert u. a. (2016).** Auf dem Weg zum (de-)zentralen Energiesystem? Ein interdisziplinärer Beitrag zu wesentlichen Debatten. In: *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung*, 85 (2016), 4, S. 127–159.
- Chapman, Adrian u. a. (2013).** Study on Critical Raw Materials at EU Level. Oakdene Hollands Research & Consulting, Fraunhofer ISI.
- Cohen, Jed J.; Reichl, Johannes; Schmidthaler, Michael (2014).** Re-focussing research efforts on the public acceptance of energy infrastructure: A critical review. In: *Energy*, 76 (2014), S. 4–9.
- Cotton, Matthew; Devine-Wright, Patrick (2013).** Putting pylons into place: a UK case study of public perspectives on the impacts of high voltage overhead transmission lines. In: *Journal of Environmental Planning and Management*, 56 (2013), 8, S. 1225–1245.
- Cox, Brian; Bauer, Christian (2018).** The environmental burdens of passenger cars: today and tomorrow. Villigen: PSI – Paul Scherrer Institut.
Online im Internet: https://www.sccer-mobility.ch/export/sites/sccer-mobility/p_supporting_measures/Annual-Conferences/AC2018/dwn_AC18/50_B2_Cox_The-environmental-burdens-of-passenger-cars-today-and-tomorrow.pdf
- dena, Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.) (2017).**
„E-Fuels“ Study – The potential of electricity-based fuels for low-emissions transport in the EU o. J.
- Destatis (2018).** Vorausberechneter Bevölkerungsstand: Deutschland, Stichtag, Varianten der Bevölkerungsvorausberechnung. Wiesbaden. Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/link/tabelleErgebnis/12421-0001>, zuletzt geprüft am 13.12.2018.
- Dietzsch, Frank u. a. (2016).** Eckpunkte zur Begriffsdefinition Sektorkopplung. Deutscher Verein des Gasund Wasserfaches e.V. (DVGW).
- Dittmeyer, Roland u. a. (2019).** Crowd oil not crude oil. In: *Nature Communications*, 10 (2019), 1, S. 1818.
- Dorfner, Johannes u. a. (2017).** tum-ens/urbs: v0.7.1 (Version v0.7.1). Zenodo. <http://doi.org/10.5281/zenodo.886952>.
Online im Internet: <http://dx.doi.org/10.5281/zenodo.886952>.
- Dörr, Holger u. a. (2016).** Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz. In: 11/2016 (2016).
Online im Internet: https://www.dvgw-ebi.de/download/ewp_1116_50-59_Kroeger.pdf
- Dowling, M.; Hüsig, S. (2007).** Technologische Innovation als Wettbewerbsfaktor: Von Schumpeters „Schöpferischer Zerstörung“ bis zur „Disruptive Technology“ von Christensen. In: *Vierteljahrschrift für Sozial- und Wirtschaftsgeschichte*, Beiheft 188 (2007), S. 25–33.
- Eberle, Ulrich; Felderhoff, Michael; Schüth, Ferdi (2009).** Chemische und physikalische Lösungen für die Speicherung von Wasserstoff. In: *Angewandte Chemie*, 121 (2009), 36, S. 6732–6757.
- EEG 2017 (2014).** Erneuerbare Energien Gesetz. BGBl. I S. 2074 .
- Emcke, Carolin; Uchatius, Wolfgang (2010).** Der Schatz im Salzsee. In: *Zeit Online*, 20. Mai 2010.
Online im Internet: <https://www.zeit.de/2010/21/DOS-Lithium/komplettansicht> (Zugriff am: 09.07.2019).
- Europäische Kommission (2017).** Mitteilung der Kommission an das euroäische Parlament, den Rat den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen über die Liste kritischer Rohstoffe für die EU 2017 o. J.
- Europäisches Parlament; Europäischer Rat (o. J.).** Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council. 2018/2001 .
Online im Internet: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>.

- European Commission (o. J.).** Reducing CO₂ emissions from passenger cars.
Online im Internet: https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/cars_en (Zugriff am: 01.08.2019).
- FFE, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2019).** FREM – Regionalisiertes Energiesystemmodell.
Online im Internet: <https://www.ffe.de/themen-und-methoden/modelle-und-tools/716> (Zugriff am: 09.07.2019).
- Fleiter, Tobias; Schlomann, Barbara; Eichhammer, Wolfgang (2013).** Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung. Stuttgart (ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale").
- Gailing, Ludger; Röhring, Andreas (2015).** Was ist dezentral an der Energiewende? Infrastrukturen erneuerbarer Energien als Herausforderungen und Chancen für ländliche Räume. In: Raumforschung und Raumordnung, 73 (2015), 1, S. 31–43.
- Grube, T. u. a. (2009).** Perspektiven für den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur am Beispiel NRW.
In: Chemie Ingenieur Technik, 81 (2009), 5, S. 591–598.
- Grünwald, R. (2015).** Moderne Stromnetze als Schlüsselement einer nachhaltigen Energieversorgung.
Arbeitsbericht des Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB).
- Haas, Thomas u. a. (2018).** Technical photosynthesis involving CO₂ electrolysis and fermentation. In: Nature Catalysis, 1 (2018), 1, S. 32–39.
- Hauser, E. u. a. (2015).** Nutzeneffekte von Bürgerenergie. Eine wissenschaftliche Qualifizierung und Quantifizierung der Nutzeneffekte der Bürgerenergie und ihrer Möglichen Bedeutung für die Energiewende. Saarbrücken: IZES gGmbH.
- Heiskanen, E. u. a. (2008).** Factors influencing the societal acceptance of new energy technologies: meta-analysis of recent European projects. .
- Held, Maximilian u. a. (2019).** On the energetic efficiency of producing polyoxymethylene dimethyl ethers from CO₂ using electrical energy.
In: Energy & Environmental Science, 12 (2019), 3, S. 1019–1034.
- Hellbrück, Jürgen; Kals, Elisabeth (2012).** Umweltrisiken und Umweltkatastrophen. In: Umweltpsychologie. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 61–72. Online im Internet: http://link.springer.com/10.1007/978-3-531-93246-0_6 (Zugriff am: 17.07.2019).
- Henning, H.M. u. a. (2015).** Phasen der Transformation des Energiesystems. .
Online im Internet: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/5903/file/5903_Henning.pdf.
- Hildebrand, Jan; Rau, Irina; Schweizer-Ries, P. (2012).** Die Bedeutung dezentraler Beteiligungsprozesse für die Akzeptanz des Ausbaus erneuerbarer Energien. In: Informationen zur Raumentwicklung, (2012), S. 491–501.
- Hirschi, B. u. a. (2018).** Vulnerabilität und Resilienz des digitalen Stromsystems. Schlussbericht. Berlin.
- Huijbregts, Mark A. J. u. a. (2017).** ReCiPe2016: a harmonised life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level.
In: The International Journal of Life Cycle Assessment, 22 (2017), 2, S. 138–147.
- IATA, International Air Transport Association (2019).** Carbon offsetting for international aviation o. J.
- IEA, International Energy Agency; ICCA, International Council of Chemical Associations; DECHEMA, Gesellschaft für chemische Technik und Biotechnologie e.V. (2013).** Technology Roadmap – Energy and GHG Reductions in the Chemical Industry via Catalytic Processes.
- infoRoad GmbH (o. J.).** clever tanken. Online im Internet: <https://www.clever-tanken.de/> (Zugriff am: 10.07.2019).
- IPCC Working Group II, Intergovernmental Panel on Climate Change (2018).** Special Report: Global Warming of 1.5 oC.
Online im Internet: <https://www.ipcc.ch/sr15/>.
- IRENA, International Renewable Energy Agency (o. J.).** Hydropower Data.
Online im Internet: <https://www.irena.org/hydropower> (Zugriff am: 01.08.2019).
- Kasten, Peter u. a. (2019).** Kein Selbstläufer: Klimaschutz und Nachhaltigkeit durch PtX – Diskussion der Anforderungen und erste Ansätze für Nachweiskriterien für eine klimafreundliche und nachhaltige Produktion von PtX-Stoffen. Berlin.
- KBA, Kraftfahrtbundesamt (o. J.).** Jahresbilanz des Fahrzeugbestandes am 1. Januar 2019. Bestand.
Online im Internet: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/bestand_node.html (Zugriff am: 10.07.2019a).
- KBA, Kraftfahrtbundesamt (o. J.).** Neuzulassungen nach Segmenten. Online im Internet: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/Segmente/segmente_node.html (Zugriff am: 09.07.2019).
- Kim, Younghwan; Kim, Minki; Kim, Wonjoon (2013).** Effect of the Fukushima nuclear disaster on global public acceptance of nuclear energy.
In: Energy Policy, 61 (2013), S. 822–828.
- Kirchner, Almut u. a. (2016).** Metaanalyse: Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr. Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (AEE).

- Klemisch, Herbert; Boddenberg, Moritz (2016).** Genossenschaftliche Prosumermodelle. In: Beiträge zur Verbraucherforschung, (2016).
Online im Internet: http://www.verbraucherforschung.nrw/bzv4_7 (Zugriff am: 19.07.2019).
- Kley, F. (2011).** Neue Geschäftsmodelle zur Ladeinfrastruktur.
- Kopp, M. u. a. (2017).** Energiepark Mainz: Technical and economic analysis of the worldwide largest Power-to-Gas plant with PEM electrolysis.
In: International Journal of Hydrogen Energy, 42 (2017), 19, S. 13311–13320.
- Köppel, Wolfgang; Bajohr, Sigfried; Sauer, Jörg (2018).** Vergleichende bewertung von PtX-Prozessen zur Bereitstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen. Bonn: DVGW, KIT.
- Kress, M.; Landwehr, I. (2012).** Akzeptanz Erneuerbarer Energien in EE-Regionen. Ergebnisse einer telefonischen Bevölkerungsbefragung in ausgewählten Landkreisen und Gemeinden. Diskussionspapier des IÖWo. J.
- Küffner, Georg (2018).** Die Welt hat Durst. In: Frankfurter Allgemeine, Frankfurt am Main, 7. Juli 2018. Online im Internet:
<https://www.faz.net/aktuell/technik-motor/technik/salzwasser-trinkbar-machen-durch-entsalzungsanlagen-15669505.html>.
- Kwasniewski, Nicolai (2015).** Kommentar zur Energiewende: Lasst die Stromkonzerne sterben. In: Spiegel Online, 11. März 2015. Online im Internet:
<https://www.spiegel.de/forum/wirtschaft/kommentar-zur-energiewende-lasst-die-stromkonzerne-sterben-thread-253632-1.html>
(Zugriff am: 07.09.2019).
- Lauerer, Matthias (2016).** Der Fluch des grünen Goldes. In: Spiegel Online, 8. Mai 2016.
Online im Internet: <https://www.spiegel.de/wirtschaft/bolivien-reportage-ueber-den-lithiumboom-am-salar-de-uyuni-a-1090856.html>
(Zugriff am: 09.07.2019).
- Leopoldina Nationale Akademie der Wissenschaften; acatech Deutsch Akademie der Technikwissenschaften; UNION der deutschen Akademien der Wissenschaften (2017).** „Sektorkopplung“ – Optionen für die nächste Phase der Energiewende o. J.
- Lia, L. u. a. (2015).** The current status of hydropowerdevelopment and dam construction in Norway. In: Hydropower & Dams, (2015), 03 / 2015. Online im Internet: https://www.ntnu.no/documents/381182060/641036380/Leif-Lia_FINAL.PDF/32bac8f3-b443-493b-a1eb-e22ce572acd9.
- Luckow, Patrick; Stanton, Elizabeth; Fields, Spencer; Ong, Wendy; Biewald, Bruce; Jackson, Sarah; Fisher, Jeremy (2016).** Spring 2016 National Carbon Dioxide Price Forecast. Hg. v. Synypse. Cambridge.
- Malte, Jansen; Sager-Klauß, Christina (2018).** DAS GEKOPPELTE ENERGIESYSTEM Vorschläge für eine optimale Transformation zu einer erneuerbaren und effizienten Energieversorgung. In: (2018), S. 108.
- Mancini, Lucia u. a. (2015).** Potential of life cycle assessment for supporting the management of critical raw materials.
In: The International Journal of Life Cycle Assessment, 20 (2015), 1, S. 100–116.
- Nanz, P.; Kamlage, J.-H.; Fleischer, B. (Hrsg.) (2014).** Bürgerbeteiligung und Energiewende: dialogorientierte Bürgerbeteiligung im Netzausbau. Marburg: Metropolis (Jahrbuch nachhaltige Ökonomie).
- Noack, Christoph u. a. (2015).** Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Stuttgart. Online im Internet: <https://elib.dlr.de/94979/>.
- Norm DIN EN ISO 14040:2009-11 (2009).** Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006) o. J.
- Norm DIN EN ISO 14044:2018-05 (2018).** Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen (DIN EN ISO 14044:2018-05) o. J.
- Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2015).** Facts 2015 – Energy and water resources in Norway. Online im Internet:
https://www.regjeringen.no/contentassets/fd89d9e2c39a4ac2b9c9a95bf156089a/facts_2015_energy_and_water_web.pdf.
- Omari, A. u. a. (2019).** Tailoring a regenerative, EN590 conform diesel fuel with low sooting propensity utilizing the synergy of Oxymethylene ether and paraffin Diesel. In: Fuel, 209 (2017), S. 232–237.
- Omari, A.; Heuser, B.; Pischinger, S. (2017).** Potential of oxymethylenether-diesel blends for ultra-low emission engines.
In: Fuel, 209 (2017), S. 232–237.
- Peters, A. u. a. (2012).** Konzepte der Elektromobilität und deren Bedeutung für Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt. Innovationsreport für das Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag, Arbeitsbericht. Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB).
- Peters, Max Stone; Timmerhaus, Klaus Dieter; West, Ronald Emmett (2003).** Plant design and economics for chemical engineers. 5. ed., internat. ed. Boston: McGraw-Hill (McGraw-Hill international editions).
- ProcessNet-Fachgruppe „Produktionsintegrierte Wasser- und Abwassertechnik“ (Hrsg.) (2015).** Einordnung von Zero Liquid Discharge (ZLD) im industriellen Wassermanagement – Diskussionspapier der ProcessNet-FachgruppeProduktionsintegrierte Wasser- und Abwassertechnik o. J.

- Prognos AG; DLR, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Verkehrsforschung; FhG ISI (2018).** Wirkung der Maßnahmen der Bundesregierung innerhalb der Zielarchitektur zum Umbau der Energieversorgung. Basel / Karlsruhe / Stuttgart.
- Prognos AG; ifeu, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH; IWU, Institut für Wohnen und Umwelt (2015).** Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude – Erstellt im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitforschung zur Erarbeitung einer Energieeffizienzstrategie Gebäude. Berlin, Heidelberg, Darmstadt.
- Quasching, Volker (2016).** Sektorkopplung durch die Energiewende. In: (2016), S. 38.
- Renn, O. (2013).** Wahrnehmung und Bewertung von technischen Risiken in der Bevölkerung. Saarbrücken (Klimaschutz und Energienachhaltigkeit: Die Energiewende als sozialwissenschaftliche Herausforderung).
- Repenning, Julia u. a. (2015).** Klimaschutzszenario 2050. Berlin: Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI.
- Richter, Ina u. a. (2016).** Bürgerbeteiligung in der Energiewende. Zehn Thesen zur gegenwärtigen Etablierung, zu Herausforderungen und geeigneten Gestaltungsansätzen. In: IASS Working Paper, (2016). Online im Internet: <http://publications.iass-potsdam.de/pubman/item/escidoc:1443976> (Zugriff am: 17.07.2019).
- Rogelj, Joeri; Shindell, Drew; Jiang, Kejun; Fifita, Solomone; Ginzburg, Veronika; Handa, Collins et al. (2018).** Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development. In: Valérie Masson-Delmotte (Hg.): Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above preindustrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. Genf: World Meteorological Organization, S. 93–174.
- Rösch, Christine (2016).** Agrophotovoltaik – die Energiewende in der Landwirtschaft. In: GAIA – Ecological Perspectives for Science and Society, 25 (2016), 4, S. 242–246.
- Sandau, Fabian u. a. (2015).** Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. FhG IWES, FhG IBP, IFEU, Stiftung Umweltenergierecht.
- Schill, Wolf-Peter; Zerrahn, Alexander (2018).** Long-run power storage requirements for high shares of renewables: Results and sensitivities. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, 83 (2018), S. 156–171.
- Schneider, A.; Grösser, S.N. (2013).** Elektromobilität: Ist das Elektrofahrzeug eine disruptive Innovation?. In: Zeitschrift für die gesamte Wertschöpfungskette Automobilwirtschaft, (2013), (1), S. 1–14.
- Setton, D.; Matuschke, I.; Renn, O. (2017).** Das Soziale Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2017 Beiträge für das „Symposium: Soziale Nachhaltigkeit“ o. J.
- Shell Deutschland Oil GmbH (o. J.).** Wasserstoff. Online im Internet: <https://www.shell.de/energie-und-innovation/mobilitaet/wasserstoff.html> (Zugriff am: 10.07.2019).
- Spath, P L; Mann, M K (2000).** Life Cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming. Online im Internet: <http://www.osti.gov/servlets/purl/764485/> (Zugriff am: 10.07.2019).
- statista (2019).** Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden in Deutschland in den Jahren 2008 bis 2018 (in Euro-Cent pro Kilowattstunde). Online im Internet: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/168528/umfrage/gaspreise-fuer-gewerbe-und-industriekunden-seit-2006/> (Zugriff am: 10.07.2019).
- Süddeutsche Zeitung (2019).** Warum Wasserstoffautos kaum gefragt sind. Online im Internet: <https://www.sueddeutsche.de/news/wirtschaft/auto-wasserstoffautos-kaum-gefragt-sind-dpa.urn-newsml-dpa-com-20090101-190618-99-692709>.
- The Linde Group (2018) Hydrogen.** Online im Internet: https://www.linde-engineering.com/en/images/H2_1_1_e_12_150dpi_NB_tcm19-4258.pdf (Zugriff am: 13.09.2019).
- Töpler, Johannes; Lehmann, Jochen (Hrsg.). (2014).** Wasserstoff und Brennstoffzelle. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. Online im Internet: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-642-37415-9> (Zugriff am: 18.06.2018).
- UBA, Umweltbundesamt (2019a).** Beitrag der Landwirtschaft zu den Treibhausgas-Emissionen. Online im Internet: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/land-forstwirtschaft/beitrag-der-landwirtschaft-zu-den-treibhausgas#textpart-1> (Zugriff am: 09.07.2019).
- UBA, Umweltbundesamt (2019b).** Daten zur Umwelt: Daten der deutschen Berichterstattung atmosphärischer Emissionen – Treibhausgase 1990-2017. Dessau.
- UBA, Umweltbundesamt (2019c).** Emissionen des Verkehrs. Online im Internet: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/emissionen-des-verkehrs#textpart-1> (Zugriff am: 09.07.2019).

- UBA, Umweltbundesamt (2014).** Energie aus Wasserkraft. Online im Internet: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/energie-aus-wasserkraft#textpart-1> (Zugriff am: 29.07.2019).
- UBA, Umweltbundesamt (2019d).** Energieverbrauch nach Energieträgern, Sektoren und Anwendungen. Online im Internet: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren> (Zugriff am: 09.07.2019).
- UBA, Umweltbundesamt (2019e).** Fahrleistungen, Verkehrsaufwand und „Modal Split“.
- UBA, Umweltbundesamt (2018).** Wie umweltfreundlich sind Elektroautos? Eine ganzheitliche Bilanz.
- U.S. Energy Information Administration (Hrsg.). (2016).** International Energy Outlook 2016 o. J.
- VCI, Verband der chemischen Industrie e.V. (2018).** Chemiewirtschaft in Zahlen online. Online im Internet: <https://www.vci.de/die-branche/zahlen-berichte/chemiewirtschaft-in-zahlen-online.jsp> (Zugriff am: 17.08.2018).
- Viebahn, Peter; Horst, Juri; u. a. (2018).** Technologiebericht 4.4 Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. Online im Internet: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7062/file/7062_CO2-Abtrennung.pdf.
- Viebahn, Peter; Kobiela, Georg; u. a. (2018).** Teilbericht 1 – Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF Energiewende.
- Visschers, Vivianne H. M.; Siegrist, Michael (2013).** How a Nuclear Power Plant Accident Influences Acceptance of Nuclear Power: Results of a Longitudinal Study Before and After the Fukushima Disaster: How a Nuclear Power Plant Accident Influences Acceptance of Nuclear Power. In: *Risk Analysis*, 33 (2013), 2, S. 333–347.
- WBGU (2009).** Welt im Wandel: zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Berlin.
- WBGU (2016).** Entwicklung und Gerechtigkeit durch Transformation: Die vier großen I. Sondergutachten. Berlin.
- Weidert, J.-O. u. a. (2017).** Development of an Integrated Reaction–Distillation Process for the Production of Methylal. In: *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 56 (2017), 2, S. 575–582.
- Weltenergieerat Deutschland (2018).** International Aspects of a Power-to-X Roadmap – A report for the World Energy Council Germany. Online im Internet: https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2018/10/20181018_WEC_Germany_PtXroadmap_Full-study-englisch.pdf
- Wiegand, J. (2017).** Dezentrale Stromerzeugung als Chance zur Stärkung der Energie-Resilienz: Eine qualitative Analyse kommunaler Strategien im Raum Unna. .
- Wietschel, M. u. a. (2018).** Sektorkopplung – Definitionen, Chancen und Herausforderungen. Karlsruhe.
- WWF, World Wildlife Fund; The Nature Conservancy (2019).** Connected and Flowing – A renewable future for rivers climate and people. Online im Internet: <https://mobil.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Connected-and-Flowing.pdf>.
- Zapf, Martin (2017).** Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem: Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Zerrahn, Alexander; Schill, Wolf-Peter (2017).** Long-run power storage requirements for high shares of renewables: review and a new model. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79 (2017), S. 1518–1534.
- Zerrahn, Alexander; Schill, Wolf-Peter; Kemfert, Claudia (2018).** On the economics of electrical storage for variable renewable energy sources. In: *European Economic Review*, 108 (2018), S. 259–279.
- Zimmerman, Arno u. a. (2018).** Techno-Economic Assessment & Life-Cycle Assessment Guidelines for CO₂ Utilization. Global CO₂ Initiative, University of Michigan. Online im Internet: <http://hdl.handle.net/2027.42/145436> (Zugriff am: 01.08.2019).

KONSORTIUM

Areva H₂Gen GmbH

Arge-Netz GmbH & Co. KG

AUDI AG

BASF New Business GmbH

Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V.

Chemieanlagenbau Chemnitz GmbH

Clariant Produkte (Deutschland) GmbH

Climeworks Deutschland GmbH

Covestro Deutschland AG

DECHEMA-Forschungsinstitut

DECHEMA Gesellschaft für
Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V.

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.

ERC Additiv GmbH

Evonik Creavis GmbH

Ford-Werke GmbH

Forschungszentrum Jülich GmbH

Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg

GETEC heat & power AG

Greenerity GmbH

Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH

Heraeus Deutschland GmbH & Co. KG

HYDROGENIOUS TECHNOLOGIES GmbH

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung GmbH

INERATEC GmbH

innogy SE

Karlsruher Institut für Technologie

Leibniz-Institut für Katalyse e.V.

Linde AG

Ludwig-Maximilians-Universität München

Öko-Institut e.V.

OMV Refining & Marketing GmbH

RWTH Aachen University

Shell Global Solutions (Deutschland) GmbH

Siemens AG

sunfre GmbH

Technische Universität Bergakademie Freiberg

Technische Universität München

thyssenkrupp Industrial Solutions AG

Volkswagen AG

Wacker Chemie AG

Wissenschaftszentrum Berlin für Sozialforschung gGmbH

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

WWF Deutschland

ZAE Bayern

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg

PROJEKTKOORDINATOREN

Kurt Wagemann (DECHEMA e.V.), Walter Leitner (RWTH Aachen), Rüdiger Eichel (Forschungszentrum Jülich)

IMPRESSUM

Herausgeber

Dr. Florian Ausfelder
Hanna Ewa Dura

DECHEMA Gesellschaft für Chemische
Technik und Biotechnologie e.V.
Theodor-Heuss-Allee 25
60486 Frankfurt am Main

Verantwortlicher im Sinne des Presserechts

Dr. Florian Ausfelder
DECHEMA Gesellschaft für Chemische
Technik und Biotechnologie e.V.
Theodor-Heuss-Allee 25
60486 Frankfurt am Main

Gestaltung/Satz

Lindner & Steffen GmbH,
Nastätten

Gefördert vom
Bundesministerium für Bildung und Forschung

Betreut vom
Projektträger Jülich

Erschienen am 31. August 2019 in Frankfurt am Main
1. Auflage

ISBN: 978-3-89746-218-2

Bildnachweis:

Titel: ipopba – stock.adobe.com;
S.16: wladimir1804 – stock.adobe.com;
S.26: mimadeo – stock.adobe.com;
S.50: Andrei Merkulov – stock.adobe.com;
S.154: goodmanphoto – stock.adobe.com;
S.168: daliu – stock.adobe.com;
S.176: sdecoret – stock.adobe.com

Welchen Beitrag können stoffliche Power-to-X-Technologien für die Energiewende leisten?

Der Klimawandel schreitet weiter voran. Seine Folgen erstrecken sich über alle Ökosphären und praktisch jeden Lebensbereich. Um diese Folgen abzuschwächen, bedarf es eines fundamentalen Umbaus des Energiesystems. Das bedeutet eine Umstellung weg von fossilen Rohstoffen und hin zu erneuerbaren Energieträgern. Der Stromsektor wird bereits heute in weiten Teilen durch Strom aus erneuerbarer Windkraft und Sonnenenergie bereitgestellt und soll bis 2050 vollständig umgestellt sein. Andere Bereiche der Energiewirtschaft, wie die Industrie und Teile des Verkehrs, werden jedoch voraussichtlich weiterhin auf stoffliche Energieträger und Rohstoffe angewiesen sein.

Die stofflichen Power-to-X-Technologien eröffnen die Möglichkeit, mit erneuerbar erzeugtem Strom stoffliche Energieträger zu substituieren und damit einen unverzichtbaren Beitrag zur Defossilisierung des Energiesystems zu leisten.

Das Ihnen vorliegende Buch markiert das Ende der ersten Förderphase des Kopernikus-Projektes P2X und gibt eine Übersicht über die im Projekt entwickelten PtX-Technologien und -Produkte. Dazu gehört im Sinne des Roadmapping-Prozesses ihre Einordnung in den Kontext des Energiesystems sowie der Energiewende und Klimaschutzziele. Die Technologien werden dahingehend hinsichtlich ihrer ökonomischen, ökologischen und sozialen Aspekte sowie ihrer Potenziale und Entwicklungsmöglichkeiten analysiert und sowohl mit der jeweiligen fossilen Referenz, als auch untereinander verglichen.



Dr. Florian Ausfelder

ist seit 2017 Teamleiter und Themensprecher für den Bereich „Energie und Klima“ in der DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. Er hat Chemie in Karlsruhe studiert und in Edinburgh in Physikalischer Chemie promoviert. Nach Post-Doc Aufenthalt in den USA und Spanien trat Dr. Ausfelder 2007 als Wissenschaftlicher Mitarbeiter in die DECHEMA ein, wo er verschiedene Gremien und Forschungsprojekte im Bereich „Energie und Klima“ betreut.



Hanna Ewa Dura

ist seit 2016 Mitarbeiterin der DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. Sie absolvierte ihr Masterstudium im Fachbereich der Umweltwissenschaften an der Universität zu Köln. Ihre Abschlussarbeit schrieb sie im Bereich des Life Cycle Assessments für Elektromobilität. 2012 trat Frau Dura dem ITAS als wissenschaftliche Mitarbeiterin bei und übernahm die inhaltliche Verantwortung für die Technologiebewertung hinsichtlich ökologischer und ökonomischer Kriterien innerhalb des EU-Projektes AutoSuperCap.