4. Roadmap
des Kopernikus-Projektes P2X
Phase II

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

Transformation – Anwendungen – Potenziale

Herausgeber:
Florian Ausfelder
Dinh Du Tran

KOPERNIKUS P2X PROJEKTE
Die Zukunft unserer Energie

GEFÖRDERT VOM
Bundesministerium für Bildung und Forschung

Erstellt im Rahmen der Roadmapping-Aktivitäten im Kopernikus-Projekt
P2X: Erforschung, Validierung und Implementierung von „Power-to-X"-Konzepten
gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung.

FKZ: 03SFK2WO-2 (DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.)

4. Roadmap
des Kopernikus-Projektes P2X
Phase II

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

Transformation – Anwendungen – Potenziale

Herausgeber:
Florian Ausfelder
Dinh Du Tran

VORWORT

Liebe Leserin, lieber Leser,

die vier Kopernikus-Projekte, P2X, SynErgie, ENSURE und E-Navi, die 2016 starteten, waren konzeptionell und inhaltlich Neuland. In großen Konsortien mit umfangreichen Finanzmitteln ausgestattet und mit dem Versprechen, eine Laufzeit von bis zu zehn Jahren zu ermöglichen, sollten sie in die Lage versetzt werden, auf grundlegende Herausforderungen der Energiewende angemessene Lösungen zu erarbeiten. Jedes der Projekte hat dabei seinen eigenen Schwerpunkt und seine eigene Entwicklung durchlaufen.

Der Anspruch des P2X-Projektes ist es, Power-to-X Technologien von den Grundlagen bis hin zur industriellen Anwendung zu erforschen, zu entwickeln und zu demonstrieren. Dies gibt auch den zentralen Aspekt der ursprünglich geplanten Projektstruktur über die drei Förderphasen wieder. Bereits in der Konzeptionsphase wurde klar erkannt, dass ein solches Projekt nicht für 10 Jahre im Voraus vom Schreibtisch aus geplant werden konnte.

Es bedarf daher Mechanismen der dynamischen Projektsteuerung, die eine Anpassungsfähigkeit und Flexibilität des Projektes ermöglichen, um auf ungeplante Ergebnisse und Verzögerungen oder neue Erkenntnisse, innerhalb oder außerhalb des Projektes, reagieren zu können. Dynamische Projektsteuerung ist kein Konzept, das sich einfach mit den Förderbedingungen vereinbaren lässt, aber schon aufgrund der geplanten Förderdauer und der Vielfalt der Technologieentwicklungen innerhalb von P2X unabdingbar.

Das zentrale Instrument für die dynamische Projektsteuerung im Kopernikus-Projekt P2X ist die Roadmap, die nun als viertes Dokument in der Reihe erschienen ist. Neben der Unterstützung der dynamischen Projektsteuerung hat die Roadmap noch weitere Aufgaben: Darstellung des Projektfortschritts für eine interessierte Öffentlichkeit, umfassende und transparente Bewertung der untersuchten Technologien, Einordnung des Entwicklungsfortschritts von Power-to-X Technologien in den sich verändernden Kontext der Energiewende.

Der Begriff „Roadmap" ist insofern missverständlich, als dass das Dokument keinen Zeitplan aufstellt und identifiziert, dass Technologie A im Umfang X zum Zeitpunkt Y zum Einsatz kommt. Stattdessen beschreibt die Roadmap den aktuellen Stand der Arbeiten im Projekt, ordnet diese im Kontext des Energiesystems ein und scheut auch nicht davor zurück, Unsicherheiten aufzuzeigen, Hemmnisse zu benennen und jene Bereiche darzustellen, in denen zurzeit keine verlässlichen Aussagen möglich sind. Sie hat nicht den Anspruch einer abschließenden Darstellung, sondern ist immer „work in progress".

Innerhalb des Projektes ist die Roadmap, die nun vorliegt, nur das Ergebnis des Arbeitspakets „Roadmapping". In dem Begriff ist bereits verdeutlicht, dass der Prozess im Fokus steht. Es ist genau dieser Prozess, der die Grundlage für eine dynamische Projektsteuerung durch die Koordination legt.

Technologien existieren nicht im Vakuum. Dem Anspruch des P2X-Projektes nach sind die untersuchten Technologien im Bereich der Grundlagenforschung gestartet, mit allen Unsicherheiten, die diese Technologiereife mit sich bringt. Weder war es absehbar, welche Technologien sich wie erhofft entwickelten, noch war abzuschätzen, ob diesen nach Jahren der Projektlaufzeit die gleiche Rolle zugedacht werden kann, wie zu Beginn in der Konzeptionsphase des P2X-Projektes.

In einem Konsortium dieser Größe sind die Interessen der beteiligten Partner notwendigerweise nicht vollständig kohärent. Die Konzeption, die vielversprechendsten wirkenden Technologien, wenn auch unausgesprochen, zu Lasten der weniger vielversprechenden Technologien weiterzuführen, führt zu einem projektinternen Leistungsdruck und die Vertreter der jeweiligen Technologiepfade haben intrinsisch ein starkes Interesse an dem Erfolg der Arbeiten und einer möglichst positiven Darstellung.

Die Aufgabe des Roadmapping war es daher, eine gemeinsame Ebene zu entwickeln, die es erlaubt die verschiedenen Technologien, die auch verschiedene Anwendungsfelder adressieren, sowohl in ihrem Fortschritt als auch in ihrer Bedeutung zu bewerten. Dieses Vorgehen ist eher als ein Prozess über die Dauer des Projektes zu verstehen, anstelle einer abschließenden Bewertung. Dies ist schon deshalb notwendig, weil sich neben der Technologieentwicklung innerhalb des Projektes auch die Anforderungen der poten-

ziellen Anwendungsfelder einem beständigen Wandel unterworfen sind. Es ist die Aufgabe einer dynamischen Projektsteuerung, diesen beständigen Wandel zu erfassen und die Arbeiten im Projekt daraufhin auszurichten.

Neben den Anforderungen, die sich daraus für die Entwicklung der technischen Arbeiten ergeben, hat sich auch die Roadmap beständig weiterentwickelt und angepasst. So sind beispielsweise neben den bereits bekannten Nachhaltigkeitsbewertungen, ökologisch, ökonomisch sowie die gesellschaftliche Akzeptanz und den Szenarien für das deutsche Energiesystem nun stärker internationale Aspekte in Form einer Methodik für eine Potenzialanalyse berücksichtigt und explizite Länderanalysen für mögliche die Implementierung von Power-to-X Technologien enthalten, mit dem Ziel, die Annahmen und Struktur der Potenzialanalyse zu validieren.

Der Prozess des Roadmapping bezieht alle Partner des P2X-Konsortiums mit ein. Dies geschieht auf verschiedenen Ebenen. Einzelne technische Erkenntnisse fließen in eine umfassende Nachhaltigkeitsbewertung ein, die wiederum kritische Aspekte der Technologien unter Nachhaltigkeitsaspekten herausarbeitet. Die Szenarioanalyse und die Potenzialbetrachtungen arbeiten heraus welchen Beitrag die jeweiligen Technologien leisten könnten und geben Hinweise auf mögliche weitere Einsatzfelder. Der daraus entstehende, intensive moderierte Dialog zwischen den verschiedenen Projektpartnern, ist zentral für die Entwicklung der Roadmap, für die gemeinsame Projektidentifikation aber auch für die Transparenz und Akzeptanz von Entscheidungen im Sinne der dynamischen Projektsteuerung und der weiteren Schwerpunktsetzung im Projekt.

Zu beachten ist auch, dass eine Bewertung und ein Vergleich der Technologien im Sinne von wenigen Kennzahlen wenig zielführend sind. So kann vielleicht Technologie A im Anwendungsfeld X zu einer signifikanteren CO_2-Einsparung beitragen als Technologie B im Anwendungsfeld Y, was aber nicht zu dem Schluss führen darf, dass die Arbeiten an Technologie B nicht sinnvoll sind, da es auch Lösungen für das Anwendungsfeld Y bedarf.

P2X widmet sich Technologien, die in drei Anwendungsfeldern zum Einsatz kommen: Energieträger, chemische Rohstoffe und Kraftstoffe. Jedes Anwendungsfeld hat unterschiedliche technische Herausforderungen, regulatorische Rahmenbedingungen und wirtschaftliche Strukturen entlang der Wertschöpfungskette. Daher wird eine „entweder-oder" Auswahl von Technologien der Komplexität der Herausforderung nicht gerecht. In diesem Sinne bildet die Roadmap nicht die alleinige Entscheidungsgrundlage für eine dynamische Projektsteuerung, sondern legt die Diskussionsgrundlage, die ihrerseits auf einem intensiven fachlichen Austausch innerhalb des Projektes beruht und als ein zentrales Element in die Entscheidungsfindung über den weiteren Verlauf des Projektes eingeht.

In diesem Sinne wünschen wir Ihnen eine anregende Lektüre

Florian Ausfelder

Dinh Du Tran

AUTORINNEN UND AUTOREN

FLORIAN AUSFELDER
DECHEMA e.V.

Leitung Roadmap

Florian Ausfelder hat in Karlsruhe Chemie studiert und in Edinburgh, UK promoviert. Nach Forschungsaufenthalten in Stanford, CA, USA und Madrid, Spanien trat er als wissenschaftlicher Mitarbeiter 2007 in die Forschungs- und Projektkoordination der DECHEMA ein. Aktuell verantwortet er den Fachbereich „Energie und Klima". Sein Arbeitsschwerpunkt liegt in der Transformation der Chemieindustrie im Kontext der Energiewende.

FRANZ BAUER
OTH-FENES

Franz Bauer ist wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) an der OTH Regensburg. Zudem ist er Promotionsstudent im BayWISS-Verbundkolleg Energie. Seine Forschungsschwerpunkte sind die Modellierung von Energiesystemen, Power-to-X sowie Nachhaltigkeit mit Fokus auf Suffizienzmaßnahmen.

ANDREA CADAVID ISAZA
TUM-ENS

Andrea Cadavid Isaza arbeitet als Wissenschaftlerin am Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme der TU München. Ihr Forschungsthema ist die Kopplung und Einbindung von Life Cycle Assessment (LCA) in Energiesystemmodellierung.

CRISTINA DE LA RUA LOPE
TUM-ENS

Cristina de la Rua Lope arbeitet als Wissenschaftlerin am Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme der TU München. Ihr Forschungsschwerpunkt liegt auf der Analyse der ökologischen und sozioökonomischen Auswirkungen von Energiesystemen durch Life Cycle Assessment und Input-Output-Analyse.

SARAH DEUTZ
RWTH-LTT

Leitung Task Life Cycle Assessment

Sarah Deutz ist Wissenschaftlerin am Lehrstuhl für Technische Thermodynamik der RWTH Aachen. Sie leitet die Arbeitsgruppe Energiesystemtechnik mit dem Fokus auf Life Cycle Assessment. Sie beschäftigt sich mit der ökologischen Bewertung von PtX-Technologien und deren Integration ins Energiesystem.

THOMAS FRÖHLICH
ifeu gGmbH

Thomas Fröhlich ist Leiter des Teams Basisindustrie am Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu) und befasst sich dort mit der ökologischen Bewertung der Bereitstellung von Rohstoffen, Energieträgern und Industrieprodukten über klassische fossile Routen, aus Biomasse und über PtX-Technologien.

JULIA GAWLICK
TUM-ENS

Julia Gawlick arbeitet als Wissenschaftlerin am Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme der TU München. Ihr Forschungsschwerpunkt liegt in der Bereitstellung und dem Wert von Flexibilität in Energiesystemen.

THOMAS HAMACHER
TUM-ENS

Thomas Hamacher ist Professor an der TU München und leitet den Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme. Seine Forschungsschwerpunkte liegen in der Energiesystemanalyse von Smart-Grids bis hin zu globalen Skalen. Dabei stehen sowohl die Anwendungen der Modelle als auch die Weiterentwicklung der Methodik im Vordergrund. Zusätzlich untersucht er die Erweiterung von Systemanalysen um Nachhaltigkeitsbetrachtungen.

HERAUSGEBER:

Florian Ausfelder (DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.)
Dinh Du Tran (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 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.

JAN HILDEBRAND
IZES gGmbH

Leitung Task Akzeptanz

Jan Hildebrand ist seit 2016 Leiter des Arbeitsfeldes Umweltpsychologie am Institut für Zukunftsenergie- und Stoffstromsysteme (IZES). Sein Arbeitsschwerpunkt liegt im Bereich der Akzeptanzforschung von erneuerbaren Energieinfrastrukturen, Beteiligungsprozessen und der öffentlichen Wahrnehmung von PtX-Verfahren.

ANDREAS JUPKE
RWTH-AVT

Prof. Dr.-Ing. Andreas Jupke ist Leiter des Lehrstuhls für Fluidverfahrenstechnik an der RWTH Aachen. Der Schwerpunkt seiner Forschung liegt auf den Niedrig-Energie-Trennverfahren Extraktion, Kristallisation und Chromatographie, mit Fokus auf dem Einsatz in biotechnologischen Prozessen. Darüber hinaus beschäftigt sich Prof. Jupke mit der Untersuchung von Mehrphasen- und Polymerisationsreaktionen. Weitere Forschungsthemen sind modellbasierte Prozessentwicklung und modellbasiertes Apparatedesign.

LEANDER KOTZUR
FZJ IEK-3

Leander Kotzur leitet die Abteilung Integrierte Modelle und Szenarien am Institut für Energie- und Klimaforschung – Technoökonomische Systemanalyse am FZJ. Schwerpunktmäßig beschäftigt er sich mit der automatisierten Auslegung von erneuerbaren Energiesystemen, sowie die Entwicklung von Komplexitätsreduktionsmethoden für Optimierungsmodelle.

LUISA FERNANDA LÓPEZ GONZÁLEZ
DECHEMA e.V.

Luisa López hat Chemieingenieurwesen studiert und arbeitet als wissenschaftliche Mitarbeiterin im Fachbereich Energie und Klima bei der DECHEMA e.V. Sie arbeitet in nationalen und internationalen Power-to-X Projekten mit Schwerpunkt auf Potenzialanalysen.

LARA MEULENEERS
RWTH-LTT

Leitung Task Life Cycle Assessment

Lara Meuleneers ist Wissenschaftlerin am Lehrstuhl für Technische Thermodynamik der RWTH Aachen. Sie beschäftigt sich mit der ökologische Prozessbewertung von PtX-Routen und CO_2-Abscheidungsprozessen (CC, DAC) mittels Life Cycle Assessment.

ANDREAS PATYK
KIT-ITAS

Andreas Patyk ist nach 14-jähriger Tätigkeit an einem privaten Umweltwissenschaftlichen Institut seit 2007 Senior Scientist am KIT-ITAS. Schwerpunkt seiner Arbeit ist die Nachhaltigkeitsbewertung von neuen Energietechnologien mit LifeCycle-Methoden.

NOAH PFLUGRADT
FZJ IEK-3

Noah Pflugradt leitet die Gruppe Regionale Energiesysteme am Institut für Energie- und Klimaforschung – Techno-ökonomische Systemanalyse am FZJ. Schwerpunktmäßig beschäftigt er sich mit der techno-ökonomischen Modellierung und Bewertung regionaler Energiesysteme mit dem Fokus auf künftige Bedarfe und Lastprofile.

MORITZ RAAB
DLR-TT

Als Wissenschaftler am DLR-Institut für Technische Thermodynamik befasst sich Moritz Raab mit der techno-ökonomischen Analyse (TÖA) von P2X-Technologien. Neben der Herstellung evaluiert Moritz Raab die gesamte Prozessketten von der Bereitstellung der erneuerbaren Energie, über die Synthese und den jeweiligen Transportmöglichkeiten bis hin zum Ort der Anwendung der P2X-Produkte.

IRINA RAU
IZES gGmbH

Irina Rau ist wissenschaftliche Mitarbeiterin im Arbeitsfeld Umweltpsychologie am IZES. Sie beschäftigt sich mit Beteiligungsprozessen bei der Transformation des Energiesystems und forscht zu Akzeptanz von PtX-Verfahren.

CARLA REIHLE
PtX Hub (GIZ – Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit GmbH)

Carla Reihle arbeitet als Beraterin für den PtX Hub (GIZ) mit Fokus auf Entwicklung und Analyse von landesspezifischen Power-to-X Narrativen. Durch einen Bottom-Up-Ansatz werden dabei Länder auf ihr PtX Potenzial untersucht. Die dafür notwendige Transdisziplinarität erlernte sie unter anderem durch ihre Studien in den Fachbereichen Umweltingenieurwesen und Umweltmanagement.

LYNN RÖVER
RWTH-AVT

Lynn Röver arbeitet als Wissenschaftlerin am Lehrstuhl für Fluidverfahrenstechnik der RWTH-Aachen. Ihr Forschungsschwerpunkt liegt in der Entwicklung von reaktionskinetischen Modellen für die Polyol-Synthese.

MARIAN ROSENTAL
ifeu gGmbH

Marian Rosental ist Nachwuchswissenschaftler am ifeu. Zu seinen Forschungsschwerpunkten zählen die CO_2-Abscheidung, die Herstellung von Chemikalien durch alternative Verfahren und PtX-Technologien sowie deren ökologische Bewertung mit Hilfe des Life Cycle Assessments (LCA).

THOMAS ELMAR SCHUPPE
PtX Hub (GIZ – Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit GmbH)

Thomas Elmar Schuppe arbeitet als Senior Berater „Klimaschutz für erneuerbare Kraftstoffe" für den PtX Hub (GIZ). Zuvor hat er für die GIZ das BMZ im Bereich erneuerbare Energien beraten und war als Senior Fellow in der Observer Research Foundation (ORF) in Neu-Delhi tätig. Als studierter Ökonom war er zunächst lange Zeit sowohl in der Forschung (Energiewirtschaftliches Institut Köln (EWI)) und in der Energiewirtschaft tätig.

JANA SPÄTHE
KIT-ITAS

Jana Späthe ist wissenschaftliche Mitarbeiterin am KIT-ITAS. Sie beschäftigt sich schwerpunktmäßig mit der ökologischen und ökonomischen Nachhaltigkeitsbewertung von Power-to-X-Kraftstoffen.

MICHAEL STERNER
OTH-FENES

Leitung Task Energiemodell

Michael Sterner ist Professor für Energiespeicher und Energiesysteme an der OTH Regensburg und leitet die Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES). Er ist Erfinder von Power-to-Gas sowie Namensgeber von Power-to-X. Zudem ist er Buchautor und Mitglied in verschiedenen Beiräten auf EU-, Bundes- und Landesebene.

DETLEF STOLTEN
FZJ IEK-3

Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten leitet das Institut für Technoökonomische Systemanalyse (IEK-3) im Forschungszentrum Jülich und hat den Lehrstuhl für Brennstoffzellen an der Fakultät für Maschinenwesen der RWTH Aachen University inne. Der Schwerpunkt seiner Forschungsaktivitäten liegt in der Elektrochemie, Verfahrenstechnik für Brennstoffzellen und Elektrolyse. Seit 2010 widmet er sich auch intensiv der technisch-ökonomischen Systemanalyse für die Transformation des Energiesystems.

FELIX THOMAS
PtX Hub (GIZ – Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit GmbH)

Felix Thomas studierte Wirtschaftsingenieurwesen am Karlsruher Institut für Technologie und absolviert nach einem Praktikum im PtX Hub der GIZ derzeit das EIT InnoEnergy Doppelmasterprogramm „Renewable Energy". Sein inhaltlicher Schwerpunkt liegt auf technoökonomischen Analysen von grünen Wasserstoffkonzeptenund globaler großindustrieller PtX-Systemintegration sowie auf respektiven Finanzierungsinstrumenten.

DINH DU TRAN
DECHEMA e.V.

Leitung Task Potenzialanalyse

Dinh Du Tran hat in Frankfurt über Ultrakurzzeit-spektroskopischen Untersuchungen an lichtsensitiven Molekülen promoviert und ist seit 2020 wissenschaftlicher Mitarbeiter bei der DECHEMA im Fachbereich „Energie und Klima". Im Kopernikus-Projekt P2X ist er in der Geschäftsstelle tätig und im Rahmen des Roadmappings für die Analyse von PtX-Potenzialen verantwortlich. Darüber hinaus ist er als Projektmanager in den BMBF-geförderten Projekten H_2Mare und dem Ausstellungsprojekt WissKomm-Energiewende tätig.

NIKLAS VON DER ASSEN
RWTH-LTT

Niklas von der Aßen ist Professor für technische Thermodynamik der RWTH Aachen. Seine Forschungsschwerpunkte sind Methoden zur Bewertung und Gestaltung geschlossener (Kohlen-)Stoffkreisläufe in industriellen Prozessen mittels Technologieintegration, Sektorenkopplung und Power-to-X.

KERSTIN WIESNER-FLEISCHER
Siemens Energy

Leitung Task Techno-ökonomische Analyse

Kerstin Wiesner-Fleischer ist Project Manager im Bereich New Energy Business. Schwerpunktmäßig beschäftigt sie sich mit neuen PtX-Verfahren, deren techno-ökonomischer Bewertung und der Entwicklung von Elektrolyseuren.

CHRISTINA WULF
FZJ IEK-STE

Christina Wulf arbeitet als Wissenschaftlerin am Institut für Energie- und Klimaforschung – Systemanalyse und Technologische Entwicklung des FZJ. Schwerpunktmäßig beschäftigt sie sich mit der Nachhaltigkeitsbewertung von Power-to-X-Systemen, u.a. mit Hilfe des Life Cycle Assessments.

PETRA ZAPP
FZJ IEK-STE

Petra Zapp leitet die Gruppe Technikbewertung am Institut für Energie- und Klimaforschung – Systemanalyse und Technologische Entwicklung des FZJ. Ihre Forschungsschwerpunkte liegen in der Nachhaltigkeitsbewertung von Energietechniken mittels Life Cycle Sustainability Assessment.

MICHAEL ZIER
FZJ IEK-3

Michael Zier arbeitet als Wissenschaftler am Institut für Energie- und Klimaforschung – Techno-ökonomische Systemanalyse am FZJ. Schwerpunktmäßig beschäftigt er sich mit techno-ökonomischen Analysen von industriellen Anwendungen und Power-to-X Systemen.

EXECUTIVE SUMMARY

GENERAL

The publication of this Roadmap 4.0 concludes the assessments in the second project phase of the Kopernikus project P2X. As one of four Kopernikus projects, P2X kicked-off in 2016 with the aim of developing the technological basis for solutions that can be used to produce molecular energy storage, energy carriers and chemical products for applications in the lead markets of energy, transport and industry using renewable energy. Within this process, special consideration was always given to alignment with environmental, economic and societal needs. In the first project phase (2016 – 2019), the areas of activity and fields of application were interlocked with regard to their content in order to identify the most promising options. The second project phase is based on these results and identifies two energy vectors – hydrogen and synthesis gas – on which value chains from the co-/electrolysis to the final product or the application can be built in a targeted manner for the application fields of mobility, chemical feedstocks and industry. Within the corresponding eight technical work packages, 42 project partners from science, industry and civil society are collaborating in P2X II to further develop the technologies within the value chains, with the aim of reaching market readiness.

This process is – and was already in the first project phase – accompanied by the roadmapping process, which documents and analyzes the technical progress of the research and development work together with the partners and places it into the context of the transforming energy system. This Roadmap 4.0 continues the previous publications of the first phase (Roadmap 1.0, Roadmap 2.0) as well as Roadmap 3.0 and shows the final results of the second phase of the Kopernikus project P2X.

A special feature and major advantage of this roadmapping process in P2X is the consistent basis of the analyses. The energy system models that were developed in the project comprise an energy model for the power plant development and deployment planning (urbs) and a demand model (SPIKE), which was developed as a result of the satellite project during the first project phase of P2X. It includes detailed hydrogen as well as PtX products and pathways. This ensures a consistent basis across all analyses, so that the results of the different value chains can be made comparable with each other.

In a back-casting approach, the achievement of climate protection targets and further constraints are defined, such as compliance with the CO_2 budget, among others, and finally the overall system is optimized according to the most cost-effective pathways to achieve this target (e. g., climate neutrality in Germany by 2045). In the baseline scenario, the German government's target corresponds to reducing GHG emissions to 65 %, 88 %, and climate neutrality in the target years 2030, 2040, and 2045, respectively, compared to 1990. This scenario also includes hydrogen transport within Europe, as those have already been investigated in Roadmap 3.0. This scenario serves as the basis for the detailed ecological (LCA) and economic (TEA) as well as the potential analyses, which carried out and present their analyses for the same base years. In addition, other scenarios are considered to give the system more flexibility in the optimization process. The focus is placed on global hydrogen infrastructures (import scenario MENA) or alternatives to a strong expansion of power transmission capacities in Europe (storage scenario), in which the expansion of electricity transmission lines is limited to the current plans until 2030 and hydrogen transport and energy storage expansion, on the other hand, are not restricted. Furthermore, in this scenario, the expansion of salt caverns is carried out in accordance with the geological capacity constraints. Finally, the sufficiency scenario examines how changes in behavior affect the energy savings potential and, consequently, the use of PtX. Here, changes are assumed in the areas of transport, housing, consumption and food, among others.

However, the result of all scenarios of the energy model is unambiguous in that PtX technologies and products are indispensable in a defossilized energy system of the future. They are particularly necessary in those areas where there is no other efficient technology available or where carbon-based energy sources are needed. A corresponding classification into the application fields of transport, basic chemicals and industry is carried out analogously to the value chains investigated in the project. The specific demand for PtX products depends to a large extent on the climate targets and the associated degree of defossilization: Accordingly, a more ambitious target will mean that PtX technology will have to be deployed earlier. Essentially, the PtX ramp-up is primarily related to the German electricity mix and consequently its development in line with the expansion targets of the German government. An almost, if not complete, decarbonization of the electricity supply must precede the implementation of PtX technologies.

The various fields of application for the direct use of electricity and the PtX technologies lead to a high total demand for renewable energies, which cannot be covered by Germany's renewable energy production capability in either the short or long term alone. A self-sufficient supply of energy carriers and raw materials for Germany cannot be achieved, which is why imports will be indispensable, as they are already at this point in time. Instead of fossil fuels, however, more electricity and green downstream products such as hydrogen will be imported in the future.

PtX technologies already experience a broad approval from the population, which is shown by the surveys conducted within the project. A panel survey was conducted to explore social acceptance, with a sample size of 1,076 young adults aged 16 to 25 years and 1,676 aged 25 and older. Some of the respondents were the same persons who already attended the first panel survey in 2020. The questionnaire covers various content levels related to the assessment of the various PtX technologies in the application areas already described, together with the associated usage intentions and sustainability orientations, as well as the willingness to pay, level of knowledge, environmental awareness, etc.

In addition to these detailed analyses, a potential analysis is carried out within the roadmapping process. The methodology developed in the second project phase and presented in Roadmap 3.0 was published as a publicly available web tool. It was used to determine the potentials for Germany shown in this roadmap. For the P2X value chains, the supply and demand potentials were determined accordingly and the various volume potentials and electricity, water and, where applicable, CO_2 requirements were shown. Due to the holistic top-down approach of the tool, regional impact factors are not yet taken into account. Nevertheless, a technically correct assessment of the quantitative requirements is possible.

In addition, different PtX potentials of very different exemplary countries were investigated within the scope of the potential analysis. Using a bottom-up approach, local experts on-site (Chile, Costa Rica, Kazakhstan and Madagascar) were interviewed and, based on this, development paths were identified that potentially play a role in the further development of a country-specific hydrogen/PtX economy. In terms of data availability, there are major differences between the countries, although a methodological structure was used to ensure the greatest possible degree of comparability of the structural characteristics studied. A common feature of the results is that an effective and comprehensive defossilization strategy would accelerate economic development, while at the same time providing different spans of application options: For the "early adopter" Chile, the focus lies on the export of green hydrogen and PtX products in particular, as already shown by other projects currently underway. In contrast, the "newcomer" Costa Rica and the "transition country" Kazakhstan are still focusing their defossilization plans on the fossil-based transport sector and, in the latter case on large fossil-based domestic energy reserves. Finally, the current debates around energy colonialism can be illustrated by the "newcomer" Madagascar, which faces extreme challenges such as poverty, a low electrification rate and a lack of infrastructure before it can effectively leverage the H_2/PtX potentials in the future. It was clearly demonstrated during the case studies that each country faces its own very different challenges for entering the green hydrogen/PtX economy. In the case studies, a deliberate decision was made not to summarize the import potential for Germany.

In Germany, however, as already described, the ramp-up of PtX technologies is particularly related to the share of renewable energies in the German electricity mix. In the results of the LCA, the ecological break-even point is determined. This point indicates how far the power sector has to be decarbonized in order for the investigated PtX technology to achieve a GHG emission reduction compared to the (fossil) reference process. Specifically, it was shown that electricity-related GHG emissions must be reduced to below about 150 – 200 g CO_2 eq./kWh (see Section 4.2) for a net GHG savings potential to occur. This amount of electricity-related emissions would already be undercut before 2030. Depending on the value chain investigated, however, the break-even point can also be reached significantly earlier, or the chain can even make a direct contribution to achieving climate neutrality for Germany at the present time. Analogous to the electricity-related emissions, the results of the techno-economic analyses can also be attributed to the composition of the electricity price, which is essential for the comparison against the fossil reference and thus the entry into a PtX economy.

In addition to the source of electricity, the choice of the CO_2 source also has a major impact on the economic and environmental assessments. While in Roadmap 3.0 only CO_2 capture from air (DAC) was considered and evaluated as a CO_2 source, the influences of industrial point sources are now examined using a cement plant as an example,

since these process emissions can only be reduced by means of long-term storage of the CO_2. This is followed by a methodical explanation of the assignment of the CO_2 source to the system boundary. The effects on the respective P2X value chains and the comparison to the provision of CO_2 via DAC are described in the respective chapters.

The structure of the Roadmap 4.0 is based on the previous publication: After a classification of the future energy system from an interdisciplinary perspective, detailed descriptions follow in the application fields from the perspective of the acceptance and potential analysis. The technologies in the value chains that are specifically researched and further developed in the second phase of P2X are examined in depth by means of life cycle analysis (LCA) and techno-economic analysis (TEC) with regard to their ecological and economic advantages and disadvantages and compared with a fossil reference route.

FIELD OF APPLICATION TRANSPORT

The transport sector represents one of the greatest challenges for the energy transition and thus for Germany's GHG neutrality. Emissions have been high and almost constant since 1990. From a systemic point of view, technical, modular shift as well as traffic avoiding measures will be necessary to be able to reduce emissions.

From an energy system modeling perspective, the final energy demand in the transport sector will decrease significantly by 2050 (even more so in the sufficiency scenario than in the baseline scenario), but in addition to a directly electrified transport system, hydrogen and PtX fuels will be necessary to achieve a reduction in GHG emissions in line with the climate targets. While for passenger transport the entire passenger car fleet is directly electrified, synthetic fuels are primarily used in shipping and aviation or for freight transport. In total, about 236 TWh of H_2/PtX fuels will be required for all modes of transportation.

According to the results of the acceptance survey, there is a basically positive perception in society for the use of PtX fuels in the transport sector. However, cannot be seen independently of other strategies, such as modal shift. For a more informed opinion and presumably more positive perception, increased communication and education about interrelationships and interdependencies in the production and use of PtX fuels would make a valuable contribution.

This also includes the result that the production generation of synthetic fuels with solely German electricity potentials is not high enough, and to fully cover the demand, additional imports from abroad would be necessary, either in the form of electricity or energy carriers such as hydrogen. This does not change until 2050. Taking into account the results described above for the transport sector with regard to direct electrification, the demand for synthetically produced gasoline and diesel in particular will decrease, so that these can be covered with about 10 % (equivalent to about 17 TWh) of the PtX electricity available in Germany. The PtX electricity refers to the renewable electricity potential after deduction of the original electricity demand, i.e. including the electricity demand for the directly electrified means of transport.

However, the demand for non-electrifiable air traffic in particular of around 7 million t of kerosene will only be able to be provided partially with synthetically produced fuels in Germany (via Fischer-Tropsch production) even in 2050.

From the perspective of the life cycle analysis, the electricity and heat requirements have the largest influence on the environmental impact, so that consequently the share of renewable energies in the electricity input plays an essential role for the net GHG emissions of Fischer-Tropsch (FT) fuels. In the "environmental impact" category, this leads to a break-even point at about 122 g CO_2 eq/kWh compared to the fossil references. In this Roadmap 4.0, besides the use of CO_2 from air (DAC), CO_2 from emissions from an industrial point source (using a cement plant as an example) was also evaluated. The latter can be considered with different allocation methods. While in a present-day scenario, net GHG emissions from FT fuels using CO_2 from industrial point sources are still lower than production using CO_2 from DAC, this difference decreases by 2050, at which time emissions from both CO_2 sources are nearly identical. The advantage of the point source here is based on considering CO2 as "waste for disposal," so the results are only valid for the selected allocation method.

The CO_2 source also affects the techno-economic analyses, so that in this case, as well, the costs with CO_2 from point sources are significantly more favorable in a present-day scenario. However, under the assumptions made, these differences from DAC (from 65 % in 2020) can decrease to about 7 % by 2050. The biggest driver for the cost of FT fuels is the investment cost, which decreases over time through further development, coupling and scaling to the point where electricity costs become the decisive factor.

FIELD OF APPLICATION BASIC CHEMICALS

In the sector of basic chemicals, energy sources are primarily required due to their material use, which continues to be largely based on fossil, in particular mineral oil-based, raw materials that are largely covered by imports. The chemical industry is one of the most energy-intensive sectors in Germany and therefore requires special consideration of the technological options for achieving climate neutrality. In the context of the roadmapping process, the technological contributions to the industry are divided into the chemical and other energy-intensive industries.

Due to the complex diversity of products and feedstocks, in the context of the Roadmap this part of the overall analysis of the energy system is limited to a selection of energy-, feedstock-, and GHG-intensive commodities. Some of these High Value Chemicals (HVC) can be derived from naphtha, which in turn can be produced synthetically via the Fischer-Tropsch route. Final energy demand in the chemical industry changes little in the different scenarios and over time to 2050, with a shift in feedstocks toward hydrogen (121 TWh) and the PtX products methane (48 TWh) and naphtha (75 TWh). These are primarily relevant as carbon carriers and are accordingly necessary to achieve defossilization of the chemical sector. Another approx. 100 TWh are covered by other energy sources or raw materials.

From the point of view of acceptance, the complexity of the different production processes also contributes to the uncertainty of the assessments. Consumers see the risk primarily in concerns about the rising costs of these "premium products". However, a significant proportion of interviewees also see this uncertainty as an opportunity. It is expected that a scientific and communication-based dissemination of the PtX technology and its advantages will help to eliminate these uncertainties.

From the point of view of the potential analysis, many of the already existing plants can and should be used for the processing of the synthetic feedstocks. A simple potential analysis from the point of view of the electricity resources led to the conclusion that from 2040 onwards the demand for FT-naphtha can be covered, yet high shares of the PtX electricity would be necessary for this purpose (367 TWh). It would therefore make sense to utilize and/or link dedicated PtX plant with their own RE supply.

The electricity grid mix has a significant influence in terms of environmental and economic assessment on the P2X value chains. For the production of butanol, the P2X route is only favored over the fossil reference below a GHG intensity of 200 g CO_2 eq/kWh of the electricity mix, and in 2030, production can even be GHG-neutral if, for example, nearby cement plants are used as a carbon source. However, linked to the electricity supply here (and also for all other value chains considered) is the increased burden in the environmental impact category of ozone depletion, and in particular metal and land consumption.

If lower electricity costs could be applied, the P2X route for butanol production would also be economically viable, so that the question arises for adequate locations in order to limit the hydrogen and CO_2 costs in this course as well.

PME polyols are among other things suitable as a precursors for polyurethanes and would thus be used for the production of plastics. The electricity mix had very limited influence on the LCA of the reference route via fossil-based propylene oxide. For the energy systems modeling Scenario "today", the fossil-based para-formaldehyde (pFA) route is already advantageous compared to the reference in terms of GHG emissions. From 2030 onwards, the other PME manufacturing route studied, in which the feedstock para-formaldehyde (pFA) is synthesized via PtX, would then also be advantageous due to the decreasing GHG intensity of the electricity mix from "today" to 2050. The choice of the pFA production route highly influences the costs, although concrete cost predictions for the PtX route are very difficult to make due to the price fluctuations for CO_2 and H_2.

FIELD OF APPLICATION INDUSTRY

Considering the industrial sector as a whole, this sector accounts for about a quarter of Germany's total final energy demand. The basic material industries, such as metal production, chemicals and the mineral oil processing industry, which not only have energy-related, but also process-related GHG emissions, dominate here. It is therefore important to ensure that sustainable, alternative energy sources are not only used for heat generation, but can also substitute for the use as reducing agents in the steel industry, for example.

In the energy model, the non-energy consumption of raw materials was therefore included in the balance sheet in addition to the final energy demand. Most of today's energy sources are used to provide process heat and, in some cases, simultaneously to achieve the required chemical process conditions. The challenge is therefore to switch as far as possible to GHG-free or process-related low-GHG processes . The share of fossil sources such as coal, mineral oil and natural gas to cover the total demand of the industry is currently about 605 TWh (60 %), including both energy and material use. The total final energy demand by 2050 decreases to approximately this value, due to improved energy and raw material efficiency, conversion to alternative processes with lower energy demand and GHG emissions, and the use of secondary materials, among other factors. At this point, about 40 % of the supply will come from PtX products (hydrogen, naphtha, methane), making them a unavoidable option for defossilization of the industrial sector. The remaining demand will be met via direct use of electricity and biogas and biomass, among others.

If the supply for PtX downstream products is taken into account, the cumulative demand for hydrogen in the industrial sector increases to about 650 TWh by 2050. From the perspective of the potential analysis, this demand will not be covered exclusively by the German PtX electricity potentials, i.e. the RE electricity potentials that remain after deduction of the original electricity demand. It will therefore still be necessary to import electricity or hydrogen for the numerous industrial applications.

Already at this point in time, the versatile and complex application possibilities of PtX products in the industrial sector experience a somewhat higher approval in society, in contrast to the acceptance surveys on PtX technologies in the chemical sector Here, the high acceptance for "green" steel and glass production should be emphasized in particular.

As described above, the chemical sector is excluded in the description of the industries, as it was already described in the previous chapter. In the Roadmap, only the use of hydrogen is considered from an ecological and economic perspective, with its production via PEM electrolysis and use in specialty glass production being the two key areas of application considered. The production of hydrogen with electricity from the German electricity system has an ecological break-even point before the year 2030 compared to the production by means of steam reforming of methane, specifically when the GHG emissions of the electricity mix are below 200 g CO_2 eq/kWh. Beyond the environmental impact "climate change", however, the technology change results in a trade-off in other impact categories. Among others, the category "land use" worsens, which in turn is attributed to the electricity mix (specifically the PV expansion). Something that remains unconsidered in the impact categories, but is nevertheless important and therefore worth noting, is the effort to reduce the iridium content in the ongoing development of the PEM electrolyzer, which is motivated by the criticality and availability of the material. The comparison of hydrogen production by PEM electrolysis with the fossil reference in terms of economics only leads to cost parity as a result of the increasing prices of CO_2 emission certificates. However, TEA is a method for assessing microeconomic costs so that macroeconomic effects are not yet taken into account in an overall assessment.

The use of hydrogen in specialty glass production can also lead to an ecological and economic added value much earlier, provided that the oxygen which is also produced in PEM electrolysis is used, e.g. in oxy-fuel combustion.

TRANSPORT ALTERNATIVES FOR HYDROGEN

Due to the fact that hydrogen cannot always be produced where it is needed, the Roadmap considers transport alternative for hydrogen. Due to its physical properties, the transport of pure hydrogen is only possible in liquid or gaseous form and is complicated. In a chemically bound form, e.g. via a conversion to another molecule or by means of liquid organic hydrogen carriers (LOHC), the expected high volume demands and the associated transport requirements can then be met. In the context of this Roadmap, an evaluation of the further use of already existing infrastructure alternatives or distribution structures for hydrogen is not carried out.

Within the project, the supply of a hydrogen filling station by means of LOHC is considered as a specific example and compared with a transport of gaseous, compressed hydrogen (CGH_2) by means of pressure tank trucks (500 bar). Overall, transporting compressed hydrogen remains more beneficial than providing it using LOHC in all environmental impact categories, although this result also depends on the pressure of the compressed hydrogen. At low transport pressures (250 bar), the choice of waste heat utilization for dehydrogenation may result in an advantage for LOHC technology in some environmental categories.

From an economic perspective, transport via compressed hydrogen is also profitable, although this is reversed in the 2050 scenario. However, the slight advantage of LOHC technology over CGH_2 transport is within the range of accuracy of estimation. Finally, it should be noted that in all scenarios studied, direct supply to an H_2 refueling station via PEM electrolysers is the most economical.

SUMMARY AND OUTLOOK

The further development of promising technologies leads to an increasing focus and specification during the course of the project. Accompanied by the evaluation of these technologies, at the end of the second project phase and with the publication of this Roadmap 4.0, the project is facing the next major step of taking these developments to the demonstration stage. With the P2X technologies for Fischer-Tropsch fuels, the direct use and fermentation of CO to butanol, the PME polymers, the hydrogen production by means of PEM electrolysis as well as the transport with LOHC, which have been further developed in the project and presented in this roadmap, a continuation as a demo project is recommended for all value chains.

Due to different milestones such as the National Hydrogen Strategy, the resulting establishment of the hydrogen flagship projects, 'Reallabore' and also the IPCEI projects, there is a focus on a large number of projects and connection opportunities around hydrogen and power-to-X. In order to enable cross-linking with other initiatives, two projects (PEM electrolyser and LOHC transport) will be decoupled and continued using other BMBF funding instruments.

Within the framework of the Kopernikus project P2X, the three projects for the production of synthetic kerosene, CO_2 electrolysis for CO direct use and the production of PME polymers are expected to enter the third project phase in order to ultimately reach the next higher stage before industrial realization. The planned projects will continue to e accompanied by a continuation of roadmapping and flanked by a newly established sub-project for educational work, the latter including both acceptance education and profes-sional training.

KURZFASSUNG

ALLGEMEINES

Die Veröffentlichung dieser Roadmap 4.0 beschließt die Bewertungen in der zweiten Projektphase des Kopernikus-Projekts P2X. Als eines von vier Kopernikus Projekten ist P2X 2016 mit dem Ziel gestartet, die technologische Basis für Lösungen zu entwickeln, mit denen unter Einsatz erneuerbarer Energie stoffliche Energiespeicher, Energieträger und chemische Produkte für Anwendungen in den Leitmärkten Energie, Verkehr und Industrie produziert werden können. Dabei wurde stets auf eine Abstimmung mit den ökologischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Bedürfnissen geachtet. In der ersten Projektphase (2016 – 2019) wurden die Handlungs- und Anwendungsfelder inhaltlich verzahnt, um die vielversprechendsten Optionen herauszuarbeiten. Die zweite Projektphase baut auf diesen Ergebnissen auf und identifiziert zwei Energievektoren – Wasserstoff und Synthesegas – auf denen für die Anwendungsfelder Mobilität, chemische Grundstoffe und Industrie gezielt Wertschöpfungsketten von der Ko-/Elektrolyse bis zum Endprodukt bzw. der Endanwendung aufgebaut werden können. In den daraus resultierenden acht technischen Arbeitspaketen arbeiten in P2X II nunmehr 42 Projektpartner aus Wissenschaft, Industrie und Zivilgesellschaft gemeinsam an der Weiterentwicklung der Technologien innerhalb der Wertschöpfungsketten, mit dem Ziel, diese bis hin zur Marktreife zu entwickeln.

Dieser Prozess wird – und wurde auch schon in der ersten Projektphase – durch den Roadmapping-Prozess begleitet, der den technischen Fortschritt der Forschungs- und Entwicklungsarbeiten gemeinsam mit den Partnern dokumentiert, analysiert und in den Kontext des sich wandelnden Energiesystems einordnet. Die Roadmap 4.0 stellt die Fortsetzung der vorangegangenen Veröffentlichungen der ersten Phase (Roadmap 1.0, Roadmap 2.0) und der Roadmap 3.0 dar und zeigt die abschließenden Ergebnisse der zweiten Phase des Kopernikus-Projektes P2X auf.

Eine Besonderheit und großer Vorteil des Roadmapping-Prozesses in P2X ist die einheitliche Basis der Analysen. Die im Projekt entwickelte Energiesystemmodellierung kombiniert ein Energiemodell zur Kraftwerksausbau- und -einsatzplanung (urbs) mit einem Nachfragemodell (SPIKE), welches als Ergebnis eines Satellitenprojekts in der ersten Phase entwickelt wurde. Es enthält detaillierte Wasserstoff- und PtX-Produkte und -Pfade. Damit ist eine konsistente Grundlage über alle Analysen geschaffen, sodass die Ergebnisse der unterschiedlichen Wertschöpfungsketten miteinander vergleichbar sind.

In einem Back Casting-Ansatz werden die Erreichung der Klimaschutzziele und weitere Randbedingungen definiert, wie u. a. die Einhaltung des CO_2-Budgets, und schlussendlich wird das Gesamtsystem nach den kostengünstigsten Pfaden zur Erreichung dieses Ziels (z. B. Klimaneutralität in Deutschland im Jahr 2045) optimiert. Im Basisszenario entspricht die Zielsetzung der deutschen Bundesregierung, die THG-Emissionen in den Zieljahren 2030, 2040 und 2045 auf 65 %, 88 % bzw. Klimaneutralität gegenüber 1990 zu senken. In dem Szenario sind auch Wasserstofftransporte innerhalb Europas berücksichtigt, da diese bereits in der Roadmap 3.0 untersucht wurden. Dieses Szenario dient als Grundlage für die detaillierten ökologischen (LCA) und ökonomischen (TÖA) sowie die Potenzialanalysen, welche für dieselben Stützjahre ihre Analysen durchführten und die Ergebnisse anhand dieser Stützjahre darstellen. Durch weitere Szenarien wird dem System mehr Flexibilität in der Optimierung gegeben. In den Fokus rücken dabei globale Wasserstoffinfrastrukturen (Importszenario MENA) oder Alternativen zu einem starken Ausbau der Stromübertragungskapazitäten in Europa (Speicherszenario), bei dem der Ausbau der Stromleitungen auf die bereits beschlossenen Pläne bis 2030 begrenzt und Wasserstofftransport und der Stromspeicherausbau hingegen nicht beschränkt werden. Weiterhin erfolgt der Ausbau der Salzkavernen gemäß den geologischen Kapazitätsbeschränkungen. Zuletzt wird im Suffizienzszenario untersucht, wie sich Verhaltungsänderungen auf das Energieeinsparpotenzial und demzufolge auch auf die PtX-Nutzung auswirkt. Hierbei werden u. a. Änderungen in den Bereichen Verkehr, Wohnen, Konsum und Ernährung angenommen.

Das Ergebnis aller Szenarien des Energiemodells ist jedoch dahingehend eindeutig, dass in einem defossilisierten Energiesystem der Zukunft PtX-Technologien und -Produkte unverzichtbar sind. Diese sind vor allem in den Bereichen alternativlos, in denen keine effizienteren Technologien verfügbar sind, oder in denen stoffliche Energieträger auf Kohlenstoffbasis benötigt werden. Eine entsprechende Einordnung in die Anwendungsfelder Verkehr, chemische Grundstoffe und Industrie erfolgt analog zu den im Projekt untersuchten Wertschöpfungsketten. Der konkrete Bedarf an PtX-Produkten hängt maßgeblich von den Klimazielen und dem damit einhergehenden Grad der Defossilisierung ab: Ein ambitionierteres Ziel hat dementsprechend zur Folge, dass PtX-Technologie früher zum Einsatz kommen müssen. Im Wesentlichen hängt der PtX-Hochlauf vor allem mit dem deutschen Strommix und folglich dessen Entwicklung entsprechend den Ausbauzielen der Bundesregierung zusammen. Eine weitgehende, wenn auch nicht vollständige Defossilisierung der Strombereitstellung muss der Implementierung der PtX-Technologien vorausgehen.

Die verschiedenen Anwendungsfelder zum Direktstromeinsatz und den PtX-Technologien führen zu einem hohen Gesamtbedarf an erneuerbaren Energien, der durch das EE-Produktionspotenzial Deutschlands sowohl kurz- als auch langfristig nicht gedeckt werden kann. Eine autarke Versorgung Deutschlands mit Energieträgern und Rohstoffen ist nicht zu leisten, weshalb – wie zum jetzigen Zeitpunkt bereits auch – Importe unverzichtbar sein werden. Anstelle von fossilen Energieträgern werden jedoch zukünftig mehr Strom und grüne Folgeprodukte wie Wasserstoff importiert werden.

PtX-Technologien erfahren bereits heute eine breite Zustimmung aus der Bevölkerung, was die im Rahmen des Projekts durchgeführten Befragungen zeigen. Zur Erforschung der sozialen Akzeptanz wurde eine Panelbefragung mit einem Stichprobenumfang von 1.076 jungen Erwachsenen im Alter von 16 bis 25 Jahren und 1.676 über 25-jährigen durchgeführt. Dabei wurden zum Teil auch Personen befragt, die bereits an der ersten Panelbefragung teilgenommen hatten. Der Fragebogen umfasst verschiedene inhaltliche Ebenen bezogen auf die Einschätzung der verschiedenen PtX-Technologien in den bereits beschriebenen Anwendungsbereichen mit den damit verbundenen Nutzungsintentionen und Nachhaltigkeitsorientierungen sowie Zahlungsbereitschaft, Wissenstand, Umweltbewusstsein usw.

Ergänzend zu diesen detaillierten Analysen wird innerhalb des Roadmapping-Prozesses eine Potenzialanalyse durchgeführt. Die in der zweiten Projektphase erarbeitete und in der Roadmap 3.0 vorgestellte Methodik wurde als eigens entwickeltes Webtool veröffentlicht. Damit wurden die in dieser Roadmap für Deutschland gezeigten Potenziale ermittelt. Für die P2X-Wertschöpfungsketten wurden hierfür die Angebots- und Nachfragepotenziale bestimmt und die verschiedenen Mengenpotenziale und Strom-, Wasser- und ggf. CO_2-Bedarfe ausgewiesen. Durch den holistischen Top Down-Ansatz des Tools sind regionale Einflusskriterien noch unberücksichtigt. Dennoch ist eine technisch korrekte Abschätzung der Mengenbedarfe möglich.

Zudem wurden im Rahmen der Potenzialanalyse verschiedene PtX-Potenziale von sehr unterschiedlichen Beispielländern untersucht. Über einen Bottom-Up Ansatz wurden lokale Expert*innen vor Ort (Chile, Costa Rica, Kasachstan und Madagaskar) befragt und darauf basierend Entwicklungspfade identifiziert, die für die Weiterentwicklung einer landesspezifischen Wasserstoff-/PtX-Wirtschaft eine Rolle spielen könnten. Hinsichtlich der Datenverfügbarkeit herrschen große Unterschiede zwischen den Ländern, wobei anhand einer methodischen Struktur ein größtmögliches Maß an Vergleichbarkeit der untersuchten Strukturmerkmale sichergestellt wurde. Eine Gemeinsamkeit der Ergebnisse liegt darin, dass eine effektive und umfassende Defossilisierungsstrategie die wirtschaftliche Entwicklung beschleunigen würde, und gleichzeitig die Anwendungsoptionen unterschiedlich aufspannen: Für den „Early Adopter" Chile liegt der Fokus insbesondere auf den Export von grünem Wasserstoff und PtX-Produkten, wie bereits aktuell laufende Projekte zeigen. Hingegen stehen beim „Newcomer" Costa Rica und „Transition Country" Kasachstan noch der fossil geprägte Transportsektor bzw. große fossile heimische Energievorkommen im Zentrum der Defossilisierungspläne. Schlussendlich lassen sich die aktuell laufenden Debatten rund um das Thema Energiekolonialismus gut am „Newcomer" Madagaskar illustrieren, welches vor extremen Herausforderungen wie Armut, einer niedrigen Elektrifizierungsrate sowie mangelnden Infrastrukturen steht, bevor es zu einer effektiven Hebung der H_2-/PtX-Potenziale in Zukunft kommen kann. Bei den Fallstudien wurde klar aufgezeigt, dass jedes Land vor eigenen, sehr unterschiedlichen Herausforderungen für den Eintritt in die grüne Wasserstoff-/PtX-Wirtschaft steht. In den Untersuchungen wurde bewusst auf ein Resümee bzgl. des Importpotenzials für Deutschland verzichtet.

In Deutschland hingegen hängt – wie bereits beschrieben – der Hochlauf der PtX-Technologien insbesondere mit dem Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Strommix zusammen. In den Ergebnissen der LCA wird dabei der ökologische Break-Even-Punkt ermittelt. Dieser markiert, wie weit der Stromsektor dekarbonisiert werden muss, damit durch die untersuchte PtX-Technologie eine THG-Emissionsreduktion gegenüber dem (fossilen) Referenzprozess erreicht wird. Konkret konnte gezeigt werden, dass die strombedingten THG-Emissionen auf unter rund 150 – 200 g CO_2-Äq./kWh (vgl. Kapitel 4.2) reduziert werden müssen, damit es zu einem Netto THG-Einsparungspotenzial kommt. Diese Menge an strombedingten Emissionen würde bereits vor 2030 unterschritten werden. Je nach untersuchter Wertschöpfungskette kann der Break-Even jedoch auch deutlich früher erfolgen oder die Kette kann sogar zum jetzigen Zeitpunkt einen direkten Beitrag zum Erreichen der Klimaneutralität Deutschlands leisten. Analog zu den strombedingten Emissionen lassen sich die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analysen ebenfalls auf die Zusammensetzung des Strompreises zurückführen, die essenziell für den Vergleich gegenüber der fossilen Referenz und somit den Einstieg in einer PtX-Wirtschaft sind.

Neben der Stromquelle hat auch die Wahl der CO_2-Quelle einen großen Einfluss auf die ökonomischen und ökologischen Bewertungen. Während in der Roadmap 3.0 ausschließlich die CO_2-Abscheidung aus der Luft (DAC) als CO_2-Quelle betrachtet und bewertet wurde, werden jetzt die Einflüsse von industriellen Punktquellen am Beispiel von Zementwerken untersucht, da diese Prozessemissionen nur mittels langfristiger Speicherung des CO_2 reduziert werden können. Im Anschluss erfolgt eine methodische Erläuterung der Zuordnung der CO_2-Quelle zu einer Bilanzgrenze. Die Auswirkungen auf die jeweiligen P2X-Wertschöpfungsketten und den Vergleich zur Bereitstellung des CO_2 über DAC sind in den jeweiligen Kapiteln beschrieben.

Der strukturelle Aufbau der Roadmap 4.0 ist angelehnt an die vorherige Publikation: Nach einer Einordnung des zukünftigen Energiesystems in einer übergreifenden Betrachtung folgen anschließend detaillierte Beschreibungen in den Anwendungsfeldern aus Sicht der Akzeptanz- und Potenzialanalyse. Die in der zweiten Phase von P2X konkret erforschten und weiterentwickelten Technologien in den Wertschöpfungsketten werden detailliert mittels Lebenszyklusanalyse (LCA), techno-ökonomischer Analyse (TÖA) sowie der Akzeptanzanalyse auf ihre ökologischen, ökonomischen und sozialen Vor- und Nachteile hin untersucht und mit einer fossilen Referenzroute verglichen.

ANWENDUNGSFELD VERKEHR

Der Verkehrssektor stellt für die Energiewende und somit für die THG-Neutralität Deutschlands eine der größten Herausforderungen dar. Die Emissionen sind seit 1990 hoch und nahezu konstant. Aus systemischer Sicht werden technische, verkehrsverlagernde sowie -vermeidende Maßnahmen notwendig sein, um die Emissionen reduzieren zu können.

Aus Sicht der Energiesystemmodellierung wird der Endenergiebedarf im Verkehrssektor zwar bis 2050 deutlich sinken (im Suffizienzszenario noch deutlicher als im Basisszenario), jedoch werden neben einem direktelektrifizierten Antrieb vor allem Wasserstoff und PtX-Kraftstoffe notwendig sein, um eine Reduktion der THG-Emissionen entsprechend der Klimaziele erreichen zu können. Während für den Personenverkehr die gesamte Pkw-Fahrzeugflotte direktelektrisch betrieben wird, kommen synthetische Treibstoffe vorrangig im Schiffs- und Flugverkehr bzw. für den Gütertransport zum Einsatz. Insgesamt werden ca. 236 TWh an H_2/PtX-Kraftstoffen für den gesamten Verkehr notwendig sein.

Gemäß den Ergebnissen der Akzeptanzerhebung herrscht in der Gesellschaft eine prinzipiell positive Wahrnehmung für die Nutzung von PtX-Kraftstoffen im Verkehrssektor. Diese werden jedoch nicht unabhängig von weiteren Strategien, wie z. B. der Verkehrsverlagerung, gesehen. Für eine fundiertere Meinungsbildung und vermutlich positivere Wahrnehmung würden eine verstärkte Kommunikation und Aufklärung über Zusammenhänge und Abhängigkeiten bei der Produktion und dem Einsatz von PtX-Treibstoffen beitragen.

Dazu gehört auch das Ergebnis, dass das Produktionspotenzial von synthetischen Treibstoffen mit rein deutschen Strompotenzialen nicht hoch genug ist und für eine vollständige Deckung des Bedarfs zusätzliche Importe aus dem Ausland notwendig wären, entweder in Form von Strom oder Energieträgern wie Wasserstoff. Dies ändert sich erst in 2050. Unter Berücksichtigung der oben beschriebenen Ergebnisse zum Verkehrssektor hinsichtlich der Direktelektrifizierung sinken insbesondere die Bedarfe an synthetisch produziertem Benzin und Diesel, sodass diese mit ca. 10 % (entspricht ca. 17 TWh) des in Deutschland verfügbaren PtX-Stroms gedeckt werden können. Der PtX-Strom bezeichnet das erneuerbare Strompotenzial nach Abzug des Originärstrom-Eigenbedarfs, also u. a. auch den Strombedarf für die direkt elektrifizierbaren Verkehrsmittel.

Jedoch wird insbesondere der Bedarf im nicht elektrifizierbaren Flugverkehr von rund 7 Mio. t Kerosin auch in 2050 nur zum Teil mit in Deutschland synthetisch hergestellten Kraftstoffen (über die Fischer-Tropsch-Produktion) bereitgestellt werden können.

Aus Sicht der Lebenszyklusanalyse haben die Strom- und Wärmebedarfe den größten Einfluss auf die Umweltauswirkungen, sodass konsequenterweise der Anteil an erneuerbaren Energien im Strominput eine essenzielle Rolle für die Netto-Treibhausgasemissionen der Fischer-Tropsch(FT)-Kraftstoffe spielt. In der Kategorie „Klimawandel" führt das im Vergleich mit den fossilen Referenzen zu einem Break-Even-Point bei ca. 122 g CO_2-Äq/kWh. In dieser Roadmap 4.0 wurde neben der Verwendung von CO_2 aus der Luft (DAC) auch die CO_2-Abscheidung aus industriellen Quellen bewertet. Während in einem heutigen Szenario die Netto-THG-Emissionen der FT-Kraftstoffe mit CO_2 aus industriellen Punktquellen noch geringer sind als die Herstellung mit CO_2 aus DAC, sinkt dieser Unterschied bis 2050, zu welchem Zeitpunkt die Emissionen aus beiden CO_2-Quellen nahezu identisch sind.

Die CO_2-Quelle wirkt sich auch auf die techno-ökonomischen Analysen aus, sodass auch hier die Kosten mit CO_2 aus Punktquellen in einem heutigen Szenario deutlich günstiger sind. Unter den getroffenen Annahmen können diese Unterschiede zur DAC (von 65 % in 2020) bis 2050 jedoch auf ca. 7 % sinken. Die größte Stellschraube für die Kosten von FT-Kraftstoffen spielen die Investitionskosten, die durch Weiterentwicklung, Kopplung und Skalierung über die Zeit so weit sinken, dass die Stromkosten zur maßgeblichen Größe werden.

ANWENDUNGSFELD CHEMISCHE GRUNDSTOFFE

In der Grundstoffchemie sind Energieträger primär aufgrund ihrer stofflichen Nutzung gefragt, die zum Großteil weiterhin auf weitestgehend über den Import gedeckten fossilen, insbesondere Mineralöl-basierten Rohstoffen, beruht. Die chemische Industrie gehört zu den energieintensivsten Branchen in Deutschland und bedarf daher einer besonderen Betrachtung der technologischen Möglichkeiten zur Erreichung der Klimaneutralität. Im Rahmen des Roadmappings sind die technologischen Beiträge zur Industrie in die chemische und andere energieintensive Industrien geteilt.

Aufgrund der komplexen Vielfalt an Produkten und Ausgangsstoffen beschränkt sich im Rahmen der Roadmap dieser Teil der Gesamtanalyse des Energiesystems auf eine Auswahl an energie-, rohstoff- und treibhausgasintensiven Grundstoffen, den High Value Chemicals (HVC), die sich zum Teil aus Naphtha decken lassen, welches wiederum synthetisch über die Fischer-Tropsch-Route produziert werden kann. Der Endenergiebedarf in der chemischen Industrie ändert sich kaum in den unterschiedlichen Szenarien sowie im zeitlichen Verlauf bis 2050, wobei es zu einer Verschiebung der Rohstoffe hin zu Wasserstoff (121 TWh) und den PtX-Produkten Methan (48 TWh) und Naphtha (75 TWh) kommt. Diese sind v. a. als Kohlenstoffträger relevant und dementsprechend notwendig, um eine Defossilisierung des Chemiesektors zu erreichen. Weitere ca. 100 TWh werden über andere Energieträger oder Rohstoffe gedeckt.

Die Komplexität der unterschiedlichen Produktionsprozesse trägt aus Akzeptanzsicht auch zur Unsicherheit der Bewertungen bei. Als Risiko sehen die Konsument*innen vor allem die Sorge vor steigenden Kosten dieser „Premiumprodukte". Jedoch sieht ein deutlicher Anteil der Befragten diese Unsicherheit auch mit einer Chance verbunden. Es besteht daher die Hoffnung, durch eine wissenschaftlich-kommunikative Vermittlung der PtX-Technologie und deren Vorteile, diese Unsicherheiten auszuräumen.

Aus Sicht der Potenzialanalyse können und sollten viele der bereits existierenden Anlagen für die Verarbeitung der synthetischen Feedstocks genutzt werden. Eine reine Potenzialbetrachtung aus Sicht der Stromverfügbarkeiten führte zu dem Ergebnis, dass ab 2040 zwar die Bedarfe an FT-Naphtha gedeckt werden können, hierfür jedoch hohe Anteile des PtX-Stroms notwendig wären (367 TWh). Es wäre daher sinnvoll, dezidierte PtX-Anlage mit eigener EE-Versorgung zu nutzen bzw. zu koppeln.

Der Strom bzw. der Strommix ist auch für die P2X-Wertschöpfungsketten im Chemiesektor maßgeblich verantwortlich für die ökologische und ökonomische Bewertung. Für die Herstellung von Butanol ist erst unterhalb einer THG-Intensität von 200 g CO_2-Äq/kWh des Strommixes die P2X-Route gegenüber der fossilen Referenz begünstigt, und die Synthese kann im Jahr 2030 sogar THG-neutral erfolgen, wenn bspw. nahegelegene Zementwerke als Kohlenstoffquelle verwendet werden. Verbunden mit der Strombereitstellung ist allerdings hier (und auch bei allen anderen betrachteten Wertschöpfungsketten) die erhöhte Belastung beim Umweltkategorie Ozonabbau, und insbesondere dem Metall- und Flächenverbrauch zu erwähnen.

Könnten geringere Stromkosten angenommen werden, würde sich die P2X-Route für die Butanol-Produktion auch aus wirtschaftlicher Sicht rentieren, sodass sich die Frage nach geeigneten Standorten stellt, um in diesem Zuge auch die Wasserstoff- und CO_2-Kosten zu begrenzen.

Für die Betrachtung der PME-Polyole, die sich u.a. als (Vor-)Produkt für Polyurethane eignen und somit für die Herstellung von Kunststoffen eingesetzt würden, wurden sehr ähnliche Ergebnisse in Abhängigkeit des Stroms ermittelt. Ein besonderes Merkmal findet sich bei der Herstellungsroute, bei der fossiles Propylenoxid als ein Ausgangsmaterial dient. Dadurch wären die PME-Polyole im Bezug auf die THG-Emissionen bereits heute vorteilhafter als das konventionelle, fossile Polyol. Ab dem Jahre 2030 wären dann auch die anderen untersuchten PME-Herstellungsrouten im Vorteil, bei denen das Ausgangsprodukt para-Formaldehyd (pFA) strombasiert synthetisiert wird. Die Wahl der Herstellungsroute des pFA würde sich wiederum auch in den Kosten bemerkbar machen, wobei konkrete Kostenvorhersagen aufgrund der Preisschwankungen für CO_2und H_2 nur sehr schwierig getroffen werden können.

ANWENDUNGSFELD INDUSTRIE

Wird der gesamte Industriesektor betrachtet, verantwortet dieser ca. ein Viertel des gesamten, deutschen Endenergiebedarfs. Dominierend sind hierbei die Grundstoffindustrien, wie u. a. die Metallerzeugung sowie die Chemie und die mineralölverarbeitende Industrie, die nicht nur energie-, sondern auch prozessbedingte THG-Emissionen aufweisen. Es ist somit wichtig, dass nachhaltige, alternative Energieträger nicht nur zur Wärmeerzeugung eingesetzt, sondern bspw. in der Stahlindustrie auch den Einsatz als Reduktionsmittel substituieren können.

Im Energiemodell wurde deshalb hierfür neben dem Endenergiebedarf auch der nicht-energetische Verbrauch von Rohstoffen mitbilanziert. Die heutigen Energieträger werden zum Großteil zur Bereitstellung von Prozesswärme und teilweise auch gleichzeitig für die Einstellung der notwendigen chemischen Reaktionsbedingungen eingesetzt. Die Herausforderung liegt somit darin, auf weitestgehend THG-freie, bzw. prozessbedingt auf THG-arme Prozesse umzustellen. Der Anteil der fossilen Quellen wie Kohle, Mineralöl und Erdgas zur Deckung des Gesamtbedarfs der Industrie beträgt aktuell ca. 605 TWh (60 %), wobei hier sowohl der energetische als auch der stoffliche Einsatz eingeschlossen sind. Der gesamte Endenergiebedarf bis 2050 sinkt auf etwa diesen Wert, was u. a. an einer verbesserten Energie- und Rohstoffeffizienz, der Umstellung auf alternative Prozesse mit geringerem Energiebedarf und THG-Ausstoß sowie der Nutzung von Sekundärstoffen liegt. Die Bereitstellung erfolgt zu diesem Zeitpunkt zu ca. 40 % über PtX-Produkte (Wasserstoff, Naphtha, Methan), die somit eine alternativlose Option zur Defossilisierung des Industriesektors darstellen. Der restliche Bedarf wird u. a. über den Direkteinsatz von Strom sowie Biogas und -masse gedeckt.

Wird die Bereitstellung für PtX-Folgeprodukte berücksichtigt, steigt der kumulierte Bedarf an Wasserstoff im Industriesektor bis 2050 auf ca. 650 TWh an. Dieser Bedarf wird sich aus Sicht der Potenzialanalyse nicht ausschließlich über die deutschen PtX-Strompotenziale decken lassen, also den EE-Strompotenzialen, welche nach Abzug des originären Strombedarfs übrigbleiben. Es wird daher weiterhin ein Import von Strom oder Wasserstoff für die zahlreichen Industrieanwendungen notwendig werden.

Bereits zum jetzigen Zeitpunkt erfahren die vielseitigen und komplexen Anwendungsmöglichkeiten der PtX-Produkte im Industriesektor im Gegensatz zu den Akzeptanzbefragungen zu PtX-Technologien im Chemiesektor eine etwas höhere Zustimmung in der Gesellschaft Hier sei vor allem die hohe Akzeptanz zur „grünen" Stahl- und Glasherstellung hervorzuheben

Wie oben bereits beschrieben, ist der Chemiesektor in der Beschreibung der Industrien ausgenommen. In der Roadmap wird aus ökologischer und ökonomischer Sicht ausschließlich der Einsatz von Wasserstoff betrachtet, wobei dessen Herstellung über die PEM-Elektrolyse sowie Nutzung in der Spezialglasherstellung die zwei betrachteten Kernthemen sind. Die Erzeugung von Wasserstoff mit Strom aus dem deutschen Stromnetz hat gegenüber der Gewinnung mittels Dampfreforming aus Methan einen ökologischen Break-Even-Point vor dem Jahre 2030, nämlich wenn die THG-Emissionen des Strommixes unter 200 g CO_2-Äq/kWh liegen. Abseits der Umweltwirkung „Klimawandel" kommt es durch den Technologiewechsel in anderen Wirkungskategorien jedoch zu einem Trade-Off. Es verschlechtert sich u. a. die Kategorie „Landnutzung", welches wiederum auf den Strommix (konkret den PV-Ausbau) zurückzuführen ist. Was in den Wirkungskategorien unberücksichtigt bleibt, aber dennoch wichtig und demnach anzumerken ist, sind die Bemühungen um eine Verringerung des Iridiumgehalts bei der Weiterentwicklung des PEM-Elektrolyseurs, was durch die Kritikalität und Verfügbarkeit des Materials motiviert ist. Der rein wirtschaftliche Vergleich der Wasserstofferzeugung mittels PEM-Elektrolyse mit der fossilen Referenz führt erst aufgrund steigender Preise der CO_2-Emissionszertifikate zu einer Kostenparität. Die TÖA ist jedoch eine Methode zur betriebswirtschaftlichen Kostenbewertung, sodass volkswirtschaftliche Effekte in einer Gesamtbetrachtung noch unberücksichtigt sind.

Die Verwendung von Wasserstoff in der Spezialglasherstellung kann ebenfalls deutlich früher zu einem ökologischen und ökonomischen Mehrwert führen, wenn der in der PEM-Elektrolyse ebenfalls hergestellte Sauerstoff eine Verwendung findet, bspw. in der Oxy-Fuel-Verbrennung.

TRANSPORTALTERNATIVEN FÜR WASSERSTOFF

Da Wasserstoff nicht immer dort produziert werden kann, wo er benötigt wird, wird in den Roadmap-Betrachtungen ein besonderer Fokus auf eine Transportalternative für Wasserstoff gelegt. Aufgrund der physikalischen Eigenschaften ist

der Transport von reinem Wasserstoff nur in flüssiger oder gasförmiger Form möglich und somit kompliziert. In chemisch gebundener Form, bspw. über eine Umwandlung zu einem anderen Molekül oder mittels flüssiger Kohlenwasserstoffträger (LOHC) können dann die erwarteten hohen Mengenbedarfe und damit verbunden die Transportbedarfe sichergestellt werden. Im Rahmen dieser Roadmap erfolgt keine Evaluation bzgl. der Weiternutzung von bereits vorhandenen Infrastrukturalternativen oder Verteilstrukturen für Wasserstoff.

Im Projekt wird als konkretes Beispiel die Versorgung einer Wasserstofftankstelle mittels LOHC betrachtet und mit einem Transport von gasförmigem, komprimiertem Wasserstoff (CGH_2) mittels Drucktank-Lkw (500 bar) verglichen. Insgesamt bleibt der Transport von komprimiertem Wasserstoff in allen Umweltkategorien vorteilhafter als die Bereitstellung mittels LOHC, wobei dieses Ergebnis auch vom Druck des komprimierten Wasserstoffs abhängt. Bei niedrigen Transportdrücken (250 bar) kann die Wahl der Abwärmenutzung für die Dehydrierung dazu führen, dass die LOHC-Technologie bei einigen Umweltkategorien einen Vorteil hat.

Aus ökonomischer Sicht rentiert sich ebenfalls der Transport via komprimiertem Wasserstoff, wobei sich dies im Szenario für 2050 umkehrt. Jedoch liegt der leichte Vorteil der LOHC-Technologie gegenüber dem CGH_2-Transport im Rahmen der Schätzgenauigkeit. Abschließend sei anzumerken, dass in allen untersuchten Szenarien die direkte Versorgung einer H_2-Tankstelle mittels PEM-Elektrolyseure am ökonomisch sinnvollsten ist.

ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Die Weiterentwicklung von vielversprechenden Technologien führt im Laufe der Projektlaufzeit zu einer zu-nehmen-den Ausrichtung und Spezifizierung ähnlich wie in einem Trichtermodell. Begleitet durch die Bewertung dieser Technologien, steht das Projekt zum Ende der zweiten Projektphase und mit Veröffentlichung dieser Roadmap 4.0 vor dem nächsten großen Schritt, diese Entwicklungen bis zur Demonstrationsreife zu führen.
Mit den im Projekt weiterentwickelten und in dieser Roadmap vorgestellten P2X-Technologien zu Fischer-Tropsch-Kraftstoffen, der direkten Nutzung und Fermentation von CO zu Butanol, den PME-Polymeren, der Wasserstofferzeugung mittels PEM-Elektrolyse sowie dem Transport für LOHC wird allen Wertschöpfungsketten eine Weiterführung als Demovorhaben empfohlen.

Aufgrund unterschiedlicher Meilensteine wie u. a. der Nationalen Wasserstoffstrategie, der daraus folgenden Etablierung der Wasserstoffleitprojekte, Reallabore und auch der IPCEI-Projekte stehen eine Vielzahl an Projekten und Anknüpfungsmöglichkeiten rund um Wasserstoff und Power-to-X im Fokus. Um auch eine Quervernetzung mit anderen Initiativen zu ermöglichen, werden zwei Vorhaben (PEM-Elektrolyseur und LOHC-Transport) ausgekoppelt und unter Nutzung anderer Förderinstrumente des BMBF weitergeführt.

Im Rahmen des Kopernikus-Projekts P2X sollen dann die drei Vorhaben zur Herstellung von synthetischem Kerosin, zur CO_2-Elektroyse für die CO-Direktnutzung sowie zur Produktion von PME-Polymeren in die dritte Projektphase einmünden, um letztlich die nächsthöhere Stufe vor der industriellen Realisierung zu erreichen.
Die geplanten Vorhaben sollen dabei weiterhin durch eine Fortsetzung des Roadmappings begleitet und durch ein neu aufgestelltes Teilprojekt zur Bildungsarbeit flankiert werden, wobei letzteres neben der Akzeptanzaufklärung auch die berufliche Bildung beinhaltet.

INHALT

VORWORT II

AUTORINNEN UND AUTOREN IV

EXECUTIVE SUMMMARY VIII

KURZFASSUNG XIV

INHALTSVERZEICHNIS XX

ABBILDUNGSVERZEICHNIS XXIII

TABELLENVERZEICHNIS XXIX

VERZEICHNIS DER INFOBOXEN XXIX

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS XXX

A. WEITERENTWICKLUNG DES PROJEKTES IN PHASE II 1

1. Einleitung 1

2. Aufbau der Roadmap 4.0 3

B. ERGEBNISSE DER ANALYSEN 5

3. Methodische Hintergründe 5
3.1 Energiemodell 5
3.2 Life Cycle Assessment 6
3.3 Techno-ökonomische Analyse 7
3.4 Akzeptanz 8
3.5 Potenzialanalyse 10

4. Einbettung der Analysen in den Gesamtkontext der Energiewende und Klimaschutzziele 17
4.1 Übergreifende Energiesystemmodellierung 17
4.2 Strom als Haupteinflussfaktor für die ökologischen und ökonomischen Bewertungen 36
4.3 Die CO_2-Quelle als weiterer Einflussfaktor auf die ökonomischen/ökologischen Bewertungen 41
4.4 Übergreifende Ergebnisse der Akzeptanzanalyse 46

TECHNISCHER ANHANG
https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x/#roadmaps

5. Verkehr **40**
5.1 Entwicklung und Einordnung des Verkehrssektors 50
5.2 Analyse der Akzeptanz synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor 54
5.3 Potenzialanalyse synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor 58
5.4 Analyse der P2X-Wertschöpfungskette synthetischer Fischer-Tropsch-Kraftstoffe 65
5.5 Fazit der Nachhaltigkeitsanalysen zu FT-Kraftstoffen 71

6. Chemische Grundstoffe **72**
6.1 Entwicklung und Einordnung chemischer Grundstoffe 72
6.2 Analyse der Akzeptanz zur Herstellung chemischer Grundstoffe 76
6.3 Potenzialanalyse chemischer Grundstoffe 90
6.4 Analyse der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette der biologischen Umwandlung zu Butanol 94
6.5 Analyse der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette der biologischen Umwandlung zu PME-Polymeren 100
6.6 Fazit der Nachhaltigkeitsanalysen zu chemischen Grundstoffen 107

7. Energieträger für die Industrie **108**
7.1 Entwicklung und Einordnung des Industriesektors 108
7.2 Analyse der Akzeptanz hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff in der Industrie 112
7.3 Potenzialanalyse zur Nutzung von Wasserstoff in der Industrie 117
7.4 Analysen zu der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette zur Herstellung von Wasserstoff über die PEM-Elektrolyse 119
7.5 Analysen zu der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette zur Nutzung von Wasserstoff in der Spezialglasherstellung 128
7.6 Fazit der Nachhaltigkeitsanalysen zur Wasserstoffnutzung 136

8. Transportalternativen für Wasserstoff **137**
8.1 Einordnung relevanter Technologien für den Transport von Wasserstoff 137
8.2 Analysen zu der im Kopernikus P2X erforschten Transportoption über LOHC 137
8.3 Fazit der Nachhaltigkeitsanalysen zur LOHC-Nutzung 143

C. POWER-TO-X IM DISKURS **145**

9. Potenzialanalyse unterschiedlicher Länder **145**
9.1 Methodik 145
9.2 Fallstudien 146
9.3 Fazit zu internationalen PtX-Länderanalysen 165

10. Kernaussagen der Analysen **167**

11. Demonstratoren und Bewertungsarbeiten in Phase III **169**

LITERATURVERZEICHNIS **172**

KONSORTIUM **178**

IMPRESSUM **179**

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 3.1: 7
Methodik der TÖA in P2X.

Abbildung 3.2: 13
Bildausschnitt der Einstellungsmöglichkeiten des Potenzialanalyse-Webtools.

Abbildung 3.3: 15
Übersicht der Energie- und Massenbilanzen im Webtool der Potenzialanalyse.

Abbildung 4.1: 18
Historische THG-Emissionen, modellierte THG-Emissionen in den verschiedenen Szenarien und deutsche Reduktionsziele.

Abbildung 4.2: 19
Entwicklung der Strom- und Wasserstoffnachfrage in Europa.

Abbildung 4.3: 20
Primärenergiebedarf in den verschiedenen Szenarien sowie Ziele der Bundesregierung.

Abbildung 4.4: 21
Treibhausgasemissionen in den verschiedenen Szenarien.

Abbildung 4.5: 23
Kumulierter Endenergie- und Rohstoffbedarf in den Szenarien.

Abbildung 4.6: 24
Nachfrage nach synthetischen Gasen und Kraftstoffen aus dem Energiemodell sowie aus aktueller Literatur und der Roadmap 3.0.

Abbildung 4.7: 25
Nutzungspfade von Wasserstoff im Jahr 2050 des Basisszenarios. HVC: High-value chemicals.

Abbildung 4.8: 26
Strom- und Wasserstoffnachfrage in Deutschland in den verschiedenen Szenarien.

Abbildung 4.9: 28
Stromerzeugung in Deutschland nach Szenario.

Abbildung 4.10: 28
Nettoimport- und exportströme von Strom und Wasserstoff in Deutschland nach Szenario.

Abbildung 4.11: 30
Anteil der Kapazitäten des Basisszenarios an ausgewiesenen Flächen in Deutschland.

Abbildung 4.12: 32
Erzeugung- und Verbrauchsstruktur in Europa im Basisszenario (oben: Strom; unten: H_2).

Abbildung 4.13: 33
Erzeugung und Verbrauch in Europa im MENA-Szenario (oben: Strom; unten: H_2).

Abbildung 4.14: 31
Entwicklung der Wasserstoffimporte aus der MENA-Region.

Abbildung 4.15: 34
Ausgewählte Kapazitäten in Europa (links) und in Deutschland (rechts) im Basis- und Speicherszenario.

Abbildung 4.16: 35
Ausgewählte installierte Kapazitäten in Europa (links) und Deutschland (rechts) im Basis- und Suffizienzszenario.

Abbildung 4.17: 35
Grenzkostenentwicklung im Basisszenario.

Abbildung 4.18: 37
Entwicklung der lebenszyklusbezogenen THG-Emissionen der Stromerzeugung
bezogen auf 1 kWh elektrisch inklusive Umwandlungs- und Transmissionsverluste.

Abbildung 4.19: 38
Relative Entwicklung der Umweltwirkungen der Stromerzeugung
bezogen auf 1 kWh elektrisch inklusive Umwandlungs- und Transmissionsverluste.

Abbildung 4.20: 39
Entwicklung der THG-Emissionen einer beispielhaften Wertschöpfungskette in Abhängigkeit der THG-Emissionen der Stromerzeugung. pFA-PtX: PtX Polyol-Herstellung über Paraformaldehyd.

Abbildung 4.21: 41
Vereinfachtes Prozessschema der Zementherstellung. Rohstoff- und Energiebedarfe sowie CO_2-Emissionen für die Herstellung von 1.000 kg Zement.

Abbildung 4.22: 42
Vereinfachtes Prozessschema der PtX-Herstellung mit CO_2 aus Zement und verschiedenen methodischen Ansätzen: (1) Systemraumerweiterung, (2) 100:0 Allokation, (3) 0:100 Allokation.

Abbildung 4.23: 44
Einfluss der verschiedenen Allokationsmöglichkeiten (100:0 und 0:100) im Szenario 2050 auf die Treibhausgasemissionen der PtX-Kraftstoffherstellung mit CO_2 aus dem Abgas der Zementproduktion sowie der Zementproduktion selbst.

Abbildung 4.24: 45
Abhängigkeit zwischen der CO_2-Ausgangskonzentration und der minimal erforderlichen Arbeit zur Bereitstellung von reinem CO_2.

Abbildung 4.25: 46
Kosten der CO_2-Bereitstellung durch die Aminwäsche.

Abbildung 4.26: 47
Zustimmung zur Nutzung von PtX-Technologien in Deutschland.

Abbildung 4.27: 47
Wirkung von PtX-Technologien auf den Klimawandel.

Abbildung 4.28: 47
Verringerung von fossiler Ressourcenabhängigkeit durch PtX.

Abbildung 4.29: 48
Assoziationen mit PtX.

Abbildung 4.30: 49
Zustimmung zum Ausbau von EE in Deutschland.

Abbildung 4.31: 49
Risiko von Energiekolonialismus durch PtX.

Abbildung 5.1: 51
Endenergiebedarf im Verkehrssektor.

Abbildung 5.2: 52
Entwicklung der Endenergie im Personen- und Güterverkehr nach Kraftstoffart.

Abbildung 5.3: 53
THG-Emissionen des Verkehrssektors und deutsche Reduktionsziele.

Abbildung 5.4: 54
Unterstützung der Nutzung von Power-to-X-Technologien im Verkehrssektor.

Abbildung 5.5: 55
Akzeptanz bezüglich der möglichen Anwendungsgebiete für durch Power-to-X-Technologien gewonnene Kraftstoffe.

Abbildung 5.6: 56
(Mehr-)Zahlungsbereitschaft für durch Power-to-X-Technologien gewonnene Kraftstoffe.

Abbildung 5.7: 57
Mögliche Verhinderungswirkung der Verkehrswende durch den Einsatz von durch Power-to-X-Technologien gewonnene Kraftstoffe.

Abbildung 5.8: 57
Mögliche Nutzungskonflikte durch SynFuels hinsichtlich der verfügbaren erneuerbaren Energie.

Abbildung 5.9: 59
Nachfragepotenzial für FT-Benzin und -Diesel im Jahr 2030.

Abbildung 5.10: 60
Nachfragepotenzial für FT-Kerosin im Jahr 2030.

Abbildung 5.11: 60
Sankey-Diagramm für das Angebot an FT-Diesel und -Benzin im Jahr 2050 mit DAC als CO_2-Quelle. Als Wasserquelle dienen erneuerbare Wasserressourcen.

Abbildung 5.12: 61
Sankey-Diagramm für das Angebot an FT-Kerosin im Jahr 2050 mit DAC als CO_2-Quelle. Als Wasserquelle dienen erneuerbare Wasserressourcen.

Abbildung 5.13: 62
Übersicht über Raffinerien und Pipelines in Deutschland.

Abbildung 5.14: 64
Prozesskette der FT-Kraftstoffherstellung und vereinfachte Prozesskette des fossilen Referenzsystems.

Abbildung 5.15: 66
Treibhausgasemissionen pro Passagierkilometer in Abhängigkeit von den THG-Emissionen des Strominputs. Dargestellt sind die Ergebnisse für die Herstellung und Verbrennung von FT-Kerosin unter Einsatz von CO_2 aus unterschiedlichen Quellen im Vergleich zum fossilen Äquivalent. Flughafeninfrastruktur und Flugzeug sind nicht miteinberechnet.

Abbildung 5.16: 67
Vergleich der unterschiedlichen Kerosinoptionen in allen Wirkungskategorien im Szenario 2050 relativ zum Referenzsystem. Deutlich zu erkennen ist der starke Einfluss des Strominputs.

Abbildung 5.17: 68
Analyse des Einflusses von Abweichungen des Strom- und Wärmebedarfs der DAC und der HT-Co-Elektrolyse auf die THG-Emissionen.

Abbildung 5.18: 69
Gestehungskosten von FT-Kerosin heute, in 2030 und in 2050 im Vergleich zum heutigen Preis von fossilem Kerosin.

Abbildung 5.19: 70
Aufschlüsselung der Gestehungskosten von einem Liter FT-Kerosin mit CO_2 aus DAC im Jahr 2050.

Abbildung 6.1: 73
Energie- und Rohstoffbedarf der chemischen Grundstoffindustrie.

Abbildung 6.2: 74
Energie- und Rohstoffbedarf der chemischen Grundstoffindustrie aufgeschlüsselt nach Energie- und Kohlenstoffträgern.

Abbildung 6.3: 75
THG-Emissionen der chemischen Grundstoffindustrie im Basisszenario.

Abbildung 6.4: 77
Akzeptanz von Power-to-X Technologien im Chemiesektor in Deutschland.

Abbildung 6.5: 77
Bilden einer Rangreihenfolge von Produkten hinsichtlich Kaufbereitschaft.

Abbildung 6.6: 78
Kaufbereitschaft von PtX-Produkten.

Abbildung 6.7: 79
Kaufbereitschaft von Power-to-X basierten Kosmetikprodukten.

Abbildung 6.8: 79
Kaufbereitschaft von Power-to-X basierten Matratzen.

Abbildung 6.9: 80
Kaufbereitschaft von Power-to-X basierter Kleidung.

Abbildung 6.10: 81
Zahlungsbereitschaft von Produkten bei deren Herstellung PtX-Prozesse angewendet wurden.

Abbildung 6.11: 82
Zustimmung der Befragten hinsichtlich der möglichen Chance der fossil-freien Herstellung chemischer Grundstoffe.

Abbildung 6.12: 83
Zustimmung der Befragten hinsichtlich der möglichen Chance der CO_2-neutralen Produktion von Grundstoffen.

Abbildung 6.13: 83
Einschätzung hinsichtlich der möglichen Chance, dass PtX-basierte Grundstoffe weniger Schadstoffe enthalten.

Abbildung 6.14: 84
Einschätzung des Risikos hinsichtlich des Schadens PtX-basierte Kunststoffe für die Umwelt.

Abbildung 6.15: 84
Einschätzung des Risikos hinsichtlich steigender Energiepreise durch zusätzlichen Strombedarf.

Abbildung 6.16: 85
Einschätzung des möglichen Risikos, dass PtX-basierte Kunststoffe den Menschen genauso schaden wie erdölbasierte Kunststoffe.

Abbildung 6.17: 86
Selbsteinschätzung inwiefern gezielt Produkte mit minimaler Umweltbelastung gekauft werden.

Abbildung 6.18: 87
Selbsteinschätzung, ob ein umweltfreundliches Produkt gekauft würde, wenn es teurer ist.

Abbildung 6.19: 88
Selbsteinschätzung der Bereitschaft innovative Produkte/Technologien auszuprobieren.

Abbildung 6.20: 89
Selbsteinschätzung inwiefern eine Person im Umfeld zu den ersten gehört, die ein neues Produkt/Technologie ausprobieren.

Abbildung 6.21: 91
Nachfragepotenzial für FT-Naphtha im Jahr 2050.

Abbildung 6.22: 92
Sankey-Diagramm für das Angebot an FT-Naphtha im Jahr 2050 mit DAC als CO_2-Quelle.
Als Wasserquelle dienen erneuerbare Wasserressourcen.

Abbildung 6.23: 93
Chemieparks und größere Produktionsstandorte in Deutschland.

Abbildung 6.24: 94
P2X-Wertschöpfungskette der Butanol-Fermentation und des fossilen Referenzsystems.

Abbildung 6.25: 95
Treibhausgasemissionen der Butanol-Wertschöpfungskette in Abhängigkeit der strombedingten Emissionen.
DAC: Direct Air Capture, PEM: Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse.

Abbildung 6.26: 96
Vergleich aller Wirkungskategorien der Butanol-Wertschöpfungskette im Szenario 2050 relativ zum Referenzsystem.
DAC: Direct Air Capture, PEM: Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse.

Abbildung 6.27: 97
Gestehungskosten von Butanol bei der Herstellung nach dem neuen PtX-Prozess mit Kostenaufteilung für die Jahre 2020, 2030 und 2050 im Vergleich zum Referenzpreis bei der Herstellung nach dem konventionellen Referenzverfahren.

Abbildung 6.28: 98
Kostenaufteilung der CO_2-zu-CO-Elektrolyse für die Jahre 2020, 2030 und 2050.

Abbildung 6.29: 100
Schematische Darstellung der Polyol-Wertschöpfungsketten.

Abbildung 6.30: 101
Entwicklung der THG-Emissionen der Polyol-Synthese.

Abbildung 6.31: 103
Relative Entwicklung aller Umweltauswirkungen der Polyol-Synthesen im Jahr 2050 (Cradle-to-Gate).
pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X-Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd.

Abbildung 6.32: 103
THG-Emissionen der Polyol-Synthese in Abhängigkeit des gewünschten Molekulargewichts im Jahr 2050 (Cradle-to-Gate).
pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X-Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd.

Abbildung 6.33: 104
COM der Wertschöpfungsketten für die Jahren 2020, 2030 und 2050.
pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd.

Abbildung 6.34: 105
COM der Wertschöpfungsketten für das Jahr 2050 in Abhängigkeit des Propylenoxid Preises.
pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd.

Abbildung 6.35: 106
COM der Wertschöpfungsketten im Jahr 2050 für Molekulargewichte von 1000 g/mol, 2000 g/mol und 8000 g/mol.
pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd.

Abbildung 7.1: 109
Energie- und Rohstoffbedarf in der Industrie.

Abbildung 7.2: 110
Energie- und Rohstoffbedarf der Industrie nach Verfahren.

Abbildung 7.3: 111
Treibhausgasemissionen im Industriesektor.

Abbildung 7.4: 112
Allgemeine Akzeptanz von Power-to-X-Technologien im Industriesektor.

Abbildung 7.5: 113
Einschätzung bzgl. des Einsatzes von durch PtX-Technologien gewonnene Energie in den Bereichen,
in denen es derzeit keine (gute) Alternative gibt.

Abbildung 7.6: 113
Einschätzung bzgl. des Einsatzes durch PtX-Technologien gewonnener Energie ausschließlich in der Industrie.

Abbildung 7.7: 114
Zustimmung der Teilnehmenden hinsichtlich der möglichen Chance einer CO_2-neutralen Produktion in der energieintensiven Industrie.

Abbildung 7.8: 115
Zustimmung der Teilnehmenden hinsichtlich der möglichen Chance eines nachhaltigen Geschäftsmodells
für energieintensive Industrien.

Abbildung 7.9: 115
Einschätzung des möglichen Risikos, dass industrielle Prozesse durch Power-to-X-Technologien weniger zuverlässig werden.

Abbildung 7.10: 116
Einschätzung des möglichen Risikos, dass industrielle Prozesse riskanter für die Anwohnenden werden.

Abbildung 7.11: 118
Angebotspotenzial an Wasserstoff in Deutschland im Jahr 2050. Als Wasserquelle dienen erneuerbare Wasserressourcen.

Abbildung 7.12: 120
Spaltung des Wassers in der Zelle einer PEM-Elektrolyse. PTL: poröse Transportschichten.

Abbildung 7.13: 121
Fließbild der PEM-Elektrolyse. BoP: Balance-of-Plant, PTL: poröse Transportschichten.

Abbildung 7.14: 122
Treibhausgasemissionen der Wasserstofferzeugung in Abhängigkeit der strombedingten Emissionen.

Abbildung 7.15: 123
Vergleich aller Wirkungskategorien der Wasserstofferzeugung im Szenario 2050 relativ zum Referenzsystem.

Abbildung 7.16: 124
Treibhaugasemissionen der PEM-Elektrolyse Anlage ohne Stromemissionen.

Abbildung 7.17: 125
Wahrscheinlichkeitsverteilung der LCA-Ergebnisse.

Abbildung 7.18: 125
Energiebedarf für die Produktion von Wasserstoff | PEM-Elektrolyse vs. Referenz.

Abbildung 7.19: 126
Kosten für die Produktion von Wasserstoff | PEM-Elektrolyse vs. Referenz.

Abbildung 7.20: 127
Zusammenhang zwischen Energiekosten und Wasserstoffkosten | PEM-Elektrolyse vs. Referenz.

Abbildung 7.21: 128
Referenzprozess zur Herstellung von Spezialglas. Fossiles Erdgas wird mit aufgereinigtem Sauerstoff im Oxy-Fuel-Verfahren verbrannt.

Abbildung 7.22: 129
Alternativer Prozess zur Herstellung von Spezialglas durch Befeuerung mit Wasserstoff über den LOHC-Pfad.

Abbildung 7.23: 130
Wirkung auf Klimawandel durch Wärmebereitstellung für die Spezialglasherstellung pro Stunde in Abhängigkeit der Treibhausgas (THG)-Emissionen des Stroms. LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier.

Abbildung 7.24: 131
Trade-offs der Spezialglasherstellung mit Wasserstoffbeheizung im Vergleich zur herkömmlichen Beheizung mit Erdgas im Szenario 2050. LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier.

Abbildung 7.25: 132
Wasserstoffgestehungskosten der einzelnen Prozessketten für eine Straßendistanz von 200 km – LOHC-Prozesskette ohne Dehydrierung.

Abbildung 7.26: 133
Jährliche Gesamtkosten für die Produktion von Spezialglas über unterschiedliche Prozesspfade. Der LOHC-Pfad behandelt eine Nischenanwendung, bei der 29 % der Dehydrierwärme durch Abwärme in einem Temperaturbereich von 280 – 400 °C genutzt werden kann.

Abbildung 7.27: 134
Sensitivitäten für eine 50%ige Zu- oder Abnahme der Kosten für Sauerstoff, Erdgas, Strom, oder Wasserstoff.

Abbildung 8.1: 137
Struktur und Reaktionsgleichung für das Be- und Entladen von ortho-Benzyltoluol.

Abbildung 8.2: 138
Blockfließbild der P2X-Wertschöpfungskette „Versorgung einer H_2-Tankstelle mittels LOHC".

Abbildung 8.3: 139
Wirkung auf Klimawandel durch Wasserstoffanlieferung für Bustankstellen pro Kilogramm Wasserstoff in Abhängigkeit der Treibhausgas (THG) -Emissionen des Strommixes.

Abbildung 8.4: 140
Trade-offs der Wasserstoffanlieferung an Tankstellen mit Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) im Vergleich zum komprimierten, gasförmigen (compressed, gaseous) Wasserstoff (CGH_2) Transport im Szenario 2050.

Abbildung 8.5: 141
Trade-offs der Wasserstoffanlieferung an Tankstellen mit Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) im Vergleich zum komprimierten, gasförmigen (compressed, gaseous) Wasserstofftransport (CGH_2) Transport mit 250 bar Tanks für das Szenario 2050.

Abbildung 8.6: 142
Aufschlüsselung der Kosten für den Transport von Wasserstoff per LOHC | Bezugsjahr 2020.

Abbildung 8.7: 143
Kostenaufschlüsselung für die Prozesskette „Versorgung einer Tankstelle mit H_2 aus einer PEM-Elektrolyse" | LOHC vs. Drucktrailer.

Abbildung 9.1: 147
Stromerzeugungsentwicklung in Chile.

Abbildung 9.2: 151
Stromerzeugungsentwicklung in Costa Rica.

Abbildung 9.3: 156
Stromerzeugungsentwicklung in Kasachstan.

Abbildung 9.4: 160
Stromerzeugungsentwicklung in Madagaskar

Abbildung 11.1: 170
Die Säulen und das Fundament der geplanten dritten Phase von P2X.

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 3.1: 6
Übersicht der untersuchten Umweltkategorien.

Tabelle 3.2: 8
Übersicht der Kerndaten der 2020 und 2021 begleiteten Sommerwerkstätten.

Tabelle 3.3: 9
Übersicht der Kerndaten der 2020 und 2021 durchgeführten Panelerhebungen.

Tabelle 3.4: 11
Die im Potenzialanalyse-Tool verwendeten Strompotenziale entstammen der Energiesystemmodellierung (s. Kapitel 4.1).

Tabelle 3.5: 11
Die im Potenzialanalyse-Tool verwendeten Stromeigenbedarfe für Deutschland entstammen der Energiesystemmodellierung (s. Kapitel 4.1).

Tabelle 3.6: 14
Stromaufteilung bei der Potenzialanalyse-Bestimmung von grünem Methanol in Deutschland in 2050.

Tabelle 4.1: 22
Bereitgestellte Menge an CO2 für die PtX-Prozesse nach Quellen im Basisszenario.

Tabelle 4.2: 30
Flächenverbrauch verschiedener erneuerbarer Kraftwerke.

Tabelle 5.1: 58
Bedarfsmengen (Mio. t) für FT-Benzin, -Diesel und -Kerosin sowie die notwendigen Strommengen, um diese Nachfrage zu decken (TWh) (CO_2 via DAC).

Tabelle 5.2: 61
Angebotspotenziale für Fischer-Tropsch-Kraftstoffe im Verkehrssektor.

Tabelle 6.1: 90
Bedarfsmengen für die Herstellung von FT-Naphtha im Chemiesektor und dafür notwendiger Strom (wenn DAC oder industrielle Punktquellen als Kohlestoffquelle verwendet wird).

Tabelle 7.1: 117
Bedarf an grünem Wasserstoff in Deutschland (in TWh und in Mio. t) sowie die dafür notwendigen Strom- und Wassermengen.

VERZEICHNIS DER INFOBOXEN

Infobox 4.1 39
Lesehilfe zu den LCA-Graphiken.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

-Äq.	-Äquivalente
AEL	alkalische Elektrolyse
BOP/BoP	Balance of Plants
BT	Benzyltoluol
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CFC-10	Fluorchlorkohlenwasserstoff (FCKW) CF_2Cl_2
CFC-12	Fluorchlorkohlenwasserstoff (FCKW) CF_2Cl_2
CGH_2	komprimierter, gasförmiger (compressed, gaseous) Wasserstoff
CSP	Concentrated Solar Power
DAC	Direct Air Capture
DBT	Dibenzyltoluol
EE	Erneuerbare Energien
EEA	European Environment Agency (deutsch: Europäische Umweltagentur)
EU-ETS	European Emission Trading System (deutsch: Europäischer Emissionshandel)
E-PRTR	European Pollutant Release and Transfer Register (deutsch: europäischen Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister)
FT-Kraftstoff	Fischer-Tropsch-Kraftstoff
GIZ	Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit
GW	Global Warming
H0-DBT	Unbeladenes Dibenzyltoluol
H18-DBT	mit Wasserstoff beladenes Dibenzyltoluol (18 Moleküle H_2 pro Molekül DBT)
HDV	Heavy Duty Vehicles
HIC	Hydrogen Induced Cracing
HT-Co-Elektrolyse	Hochtemperatur-Co-Elektrolyse
HTNT	Hochtemperatur- und Niedertemperaturwärme
HVC	High-value chemicals
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
INA	Nationales Ausbildungsinstitut (Costa Rica)
KEGOC	Kazakhstan Electricity Grid Operating Company (Kasachstan)
LA	Lineare Acetale
LA-PtX	Power-to-X Polyol-Herstellung über Linear Acetale
LCA	Life Cycle Assessment (deutsch: Ökobilanz/Lebenszyklusanalyse)
LCC	Life Cycle Costing
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LDAR	Leak. Detection-and-Repair
LH2	flüssiger (liquid) Wasserstoff
LNH3	Flüssigammoniak

LNG	Liquified Natural Gas
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carriers (deutsch: flüssige organische Wasserstoffträgersubstanzen)
LPG	Liquid Petroleum Gas
MEA	Membran-Elektroden-Einheit
MENA	Middle East and North Africa (deutsch: Nahost und Nordafrika)
MINAE	Ministerium für Umwelt und Energie (Costa Rica)
MoU	Memorandum of Understanding
NDC	Nationally Determined Contributions
PAGE	Partnership for Action on Green Economy
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran
PEM-EL/PEM-WE	PEM-Elektrolyse/PEM-Wasserelektrolyse
pFA	Paraformaldehyd
pFA-fossil	fossile Polyol-Herstellung über Paraformaldehyd
pFA-PtX	Power-to-X Polyol-Herstellung über Paraformaldehyd
Pkm	Personenkilometer
PME-Polyol	Polyoxymethylenether-Polyol
PO	Propylenoxid
PPA	Private Purchase Agreement
PSA	Pressure Swing Adsorption (deutsch: Druckwechseladsorption)
PTFE	Polytetrafluorethylen
PTL	Porous Transport Layer (deutsch: poröse Transportschichten)
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
(r)WGS	(reverse) water-gas shift reaction (deutsch: Wassergas-Shift-Reaktion)
R-10	Kältemittel Tetrachlormethan (gemäß DIN 8960)
RECOPE	La Refinadora Costarricense de Petróleo
SEN	National Electricity System (Chile)
SeKA	Sustainable e-Kerosene Alliance
SMR	Steam methane reforming (deutsch: Methan-Dampfreformierung)
SNG	Synthetic Natural Gas (deutsch: synthetisches Erdgas)
SOEC	Solid oxide electrolyzer cell (deutsch: Festoxid-Elektrolyseurzelle)
STF-Kraftstoff	Syngas-to-Fuel, Prozess zur Herstellung eines Ottokraftstoffes ausgehend von Syngas
THG	Treibhausgase
TÖA	Techno-Ökonomische Analyse
tkm	Tonnenkilometer
TRL	Technology Readiness Level (deutsch: Technologiereifegrad)
UNDP	United Nations Development Programme

A. WEITERENTWICKLUNG DES PROJEKTES IN PHASE II

1. Einleitung

Autor: Florian Ausfelder

Die aktuellen politischen Entwicklungen, insbesondere der Angriff Russlands auf die Ukraine, haben das fragile Gerüst unseres aktuellen Energiesystems entblößt, aber auch die Selbstverständlichkeit mit der die Versorgungssicherheit in vielen Szenarien für die Übergangszeit als gegeben gesetzt wurde, als ein Wunschbild entlarvt. Ebenso besteht inzwischen der Konsens, dass zum Erreichen der vereinbarten Klimaziele ein ambitionierter Umbau des gesamten Energiesystems auf erneuerbare Energien unverzichtbar ist.

Während sich die Erkenntnis durchsetzt, dass Energie mehr als nur Strom ist, sind es gerade die stofflichen Energieträger, deren Verfügbarkeit nicht mehr als uneingeschränkt gegeben angenommen werden kann. Power-to-X (PtX) Technologien bilden das Bindeglied, das es ermöglicht, erneuerbaren Strom in stoffliche Energieträger zu überführen und damit den Bedürfnissen einer Vielzahl von Anwendungen nachzukommen, sei es in der Übergangszeit oder in einem klimaneutralen System. Wasserstoff, der mit erneuerbaren Energien erzeugt worden ist, und dessen Folgeprodukt kommt hierbei zukünftig eine wesentliche Schlüsselrolle zu.

Diese Erkenntnisse haben sicherlich auch dazu beigetragen, dass die EU-Kommission in ihrem REPower EU-Programm einen Bedarf an 20 Mio. Tonnen Wasserstoff, der mit erneuerbaren Energien erzeugt wird, davon die Hälfte je aus heimischer Erzeugung und aus Import, bis 2030 identifiziert hat [1].

Weitere aktuelle Entwicklungen, wie die Entscheidung des Europäischen Parlaments, ab 2035 keine Verbrennungsmotoren mehr in Pkw-Neuwagen zuzulassen, zeigen aber gleichzeitig auf, wie schwer es ist, abschließende oder zumindest verlässliche Bewertungen für das PtX-Potenzial abzugeben.

Als Basis für die hier vorgestellten Ergebnisse dient ein gekoppeltes Energiesystemmodell, was einerseits die Entwicklung des europäischen konventionellen und erneuerbaren Kraftwerksparks hinterlegt, andererseits den Bedarf in den verschiedenen Sektoren unter Einhaltung des Treibhausgasziels gemäß dem Abkommen von Paris erfasst.

Die Ergebnisse aus diesem Modell gehen ihrerseits als Annahmen in die ökologischen Bewertungen der Technologien mit Hilfe der Lebenszyklusanalyse ein. Erstmals wurden dabei auch die Effekte des sich ändernden „Hintergrundsystems" berücksichtigt, also die Anpassung an die Annahme, dass der Anspruch der Klimaneutralität auch die Bereiche verändert, die im Rahmen der Lebenszyklusanalyse Beiträge leisten, wenn sie auch nicht unbedingt im Fokus der Betrachtung stehen.

Die techno-ökonomische Bewertung der einzelnen Technologien im Vergleich zur jeweiligen fossilen Referenztechnologie ergänzt die ökonomische Dimension zur Nachhaltigkeitsbewertung. Insbesondere werden auch spezifische mögliche Verfahrenskombinationen ökonomisch bewertet.

Auch hier gehen die Erkenntnisse des Energiemodells, insbesondere die Entwicklungen der Strom- und CO_2-Preise als Annahmen in die Bewertung mit ein, so dass ein in sich konsistenter Bewertungsraum entsteht, in dem die Technologien miteinander verglichen werden können, ihre ökologischen und ökonomischen Dimensionen erfasst werden können und ihr Beitrag im Energiesystem eingeordnet werden kann.

Diese Bewertungen werden ergänzt um eine Analyse der gesellschaftlichen Akzeptanz, die von der langen Laufzeit des Projekts profitiert und erstmals auch zeitliche Verläufe der Wahrnehmung der gleichen Stichprobe von Personen in der repräsentativen Umfrage von PtX-Technologien erfassen und darstellen kann. Statt einem einzelnen Bild zu einem Zeitpunkt entsteht so ein Film, aus dem die zeitabhängige Entwicklung der gesellschaftlichen Akzeptanz bewertet und relevante Faktoren, Diskurse und Informationsbedarfe identifiziert werden können.

Da absehbar der stoffliche Energiebedarf Deutschlands auch in einer treibhausgasneutralen Welt nicht vollständig über heimische Energiequellen gedeckt werden kann, stellt sich die Frage nach dem Potenzial anderer Länder zur Erzeugung und dem Export von PtX-Produkten. Auf Basis einer neu entwickelten Methodik erlaubt die Potenzialanalyse das zeitabhängige technische Potenzial für die Produktion von PtX-Produkten zu erheben. Diese Methodik wird neben dem Referenzfall Deutschland in Form von Länderstudien auch auf Chile, Costa Rica, Kasachstan und Madagaskar angewandt. Diese Länder wurden nicht nach dem höchsten möglichen Potenzial ausgewählt, sondern um als Fallbeispiele verschiedene Aspekte der neu entwickelten Methodik zu validieren.

Die Implementierung von PtX-Technologien ist von technischen, wirtschaftlichen, regulatorischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen beeinflusst. In diesem Kontext bedeuten diese Technologien nahezu revolutionäre Veränderungen und Umstrukturierungen. So ist es nicht verwunderlich, dass es zu vielschichtigen Diskussionen kommt. Die Autor*innen beabsichtigen mit der Roadmap 4.0 einen wissenschaftlichen Beitrag zur gesellschaftlichen Diskussion über die Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem und auch die wirtschaftlichen Anforderungen einer modernen Industrienation zu leisten.

2. Aufbau der Roadmap 4.0

Autor: Dinh Du Tran

Die mittlerweile 4. Roadmap im Rahmen des Kopernikus-Projekts P2X teilt sich in insgesamt vier Hauptabschnitte. Nach der Einleitung und Einordnung in diesem Abschnitt, werden im Herzstück des Roadmapping-Prozesses, dem Abschnitt B, die methodischen Grundlagen der Analysen und die finalen Ergebnisse der Bewertungsarbeiten der zweiten Phase dargestellt. Im Zentrum der Arbeiten stehen die im Projekt weiterentwickelten technologischen Prozessschritte zu unterschiedlichen Power-to-X-Wertschöpfungsketten, die seitens der Energiemodelle, detaillierter ökologischer und techno-ökonomischer Analysen sowie Analysen zur sozialen Akzeptanz und zu Potenzialen betrachtet werden. Dabei werden die methodischen Hintergründe der Analysemethoden in diesem Dokument nur kurz umrissen **(Kapitel 3)**. In Bezug auf detailliertere Erläuterungen zu den verwendeten Methoden wird auf die vorherigen Roadmaps 1.0, 2.0 und 3.0 [2]–[4] und hinsichtlich den getroffenen jeweiligen Modellannahmen, Parametern usw. auf den Technischen Anhang verwiesen, welcher digital verfügbar ist[1].

Die Auswertung der Analysen erfolgt analog zur Roadmap 3.0 entsprechend der Anwendungsfelder Mobilität, Chemische Grundstoffe und Industrie. Hierzu wird zunächst der übergeordnete Rahmen der Energiewende aufgespannt **(Kapitel 4)** und im Anschluss werden die Anwendungsfelder Verkehr **(Kapitel 5)**, chemische Grundstoffe **(Kapitel 6)** und Energieträger in der Industrie **(Kapitel 7)** detailliert dargelegt. Aufgrund der Relevanz von Wasserstoff für die gesamte Energiewende werden unterschiedliche Infrastruktur- bzw. Transportalternativen separat **(Kapitel 8)** behandelt. Die im Projekt erstellte Energiesystemmodellierung dient dabei als Basis für die nachfolgenden Analysen. Aus Sicht dieses Energiemodells werden der konkrete Kontext und die Entwicklung dargelegt, in den die in P2X-II erforschten und im Roadmapping-Prozess analysierten Technologien eingebettet werden. Anschließend werden zu diesen Anwendungsfeldern die Ergebnisse der Akzeptanz- und Potenzialanalyse auf einer hohen Flugebene dargestellt, gefolgt von den ökologischen und techno-ökonomischen Analysen zu den jeweiligen P2X-Wertschöpfungsketten. Die Ergebnisse der Länderanalysen, welche im Bezug zur PtX-Potenzialanalyse stehen, werden in Abschnitt C detailliert für diverse Fallbeispiele von Ländern erläutert **(Kapitel 9)**. Je nach Land wurden hierfür unterschiedliche Aspekte (u.a. PtX-Produkt, Anwendungsfälle) in den Fokus gerückt.

Abschnitt D fasst die wesentlichen Ergebnisse des gesamten Dokumentes und vorrangig die Ergebnisse der Analysen zusammen **(Kapitel 10)** und zeigt die Umsetzungsmöglichkeiten für Demonstratoren der P2X-Technologien **(Kapitel 11)**. Das Dokument markiert somit den Schluss der zweiten Phase und auf der anderen Seite den Beginn einer möglichen dritten Förderphase des Kopernikus-Projekts P2X.

Abschließend soll an dieser Stelle ein Hinweis zur Verwendung der unterschiedlichen Schreibweisen von Power-to-X gegeben werden. Beziehen sich die Autor*innen im Allgemeinen auf Power-to-X-Technologien, wird die Schreibweise „PtX" verwendet. Die speziell im Kopernikus-Projekt behandelten Technologien und Wertschöpfungsketten werden hingegen mit „P2X" bezeichnet.

[1] https://www.kopernikus-projekte.de/p2x/#roadmaps

CO_2

B. ERGEBNISSE DER ANALYSEN

3. Methodische Hintergründe

Durch den Roadmapping-Prozess werden die im Projekt erforschten PtX-Technologien begleitend untersucht und in den Gesamtkontext des Energiesystems eingeordnet. Dies erfolgt einerseits hinsichtlich der ökologischen und ökonomischen sowie sozialen Aspekte. Andererseits werden die zukünftig notwendigen PtX-Prozesse und deren Beitrag zur Energiewende mithilfe einer Energiesystemmodellierung identifiziert. Zudem ergänzt eine PtX-Potenzialanalyse die Betrachtungen.

Im Folgendem werden die methodischen Grundlagen der genannten Untersuchungen aufgeführt. Für eine detailliertere Beschreibung wird auf die vorangegangenen Roadmaps verwiesen [2]–[4].

3.1 Energiemodell

*Autor*innen: Franz Bauer, Julia Gawlick, Michael Sterner, Thomas Hamacher*

Das Energiemodell beschreibt mögliche Transformationspfade bis zum Jahr 2050, die sich aus der Vorgabe bestimmter Randbedingungen ergeben. Es handelt sich dabei um ein lineares Optimierungsmodell, in dem die volkswirtschaftlichen Gesamtsystemkosten minimiert werden. Die Modellierung erfolgt anhand von zwei miteinander gekoppelten Einzelmodellen, die als Schnittstelle den stündlich aufgelösten Strom- und Wasserstoffbedarf nutzen. Im Energiemodell „SPIKE“ der OTH Regensburg wird der zukünftige Bedarf an Energieträgern und Rohstoffen in allen Nachfragesektoren bestimmt und die Strom- und PtX-Mengen an das Modell „urbs“ der TU München übergeben. Hier erfolgt die Modellierung der Kraftwerke zur Stromerzeugung, der Elektrolyseure sowie der Speicher- und Transportoptionen. Der grundsätzliche Aufbau und die Funktionsweise der Modelle sind detailliert in [4] beschrieben. Methodisch erfolgten im Vergleich dazu keine Änderungen. Lediglich die Zahlen für das Basisjahr 2019 wurden aufgrund neuer Veröffentlichungen aktualisiert. Zudem wurden die maximal erlaubten Treibhausgasemissionen an die Vorgaben des novellierten Klimaschutzgesetztes (KSG 2021)

angepasst, wodurch sich die Ergebnisse vor allem in den Stützjahren signifikant geändert haben. Auch wurde die Modellierung um das Jahr 2045, das aktuelle Jahr der Klimaneutralität in Deutschland, erweitert.Da es sich bei der Energiesystemmodellierung um eine volkswirtschaftliche Optimierung handelt, bleiben betriebswirtschaftliche Aspekte oder gesellschaftliche Einflussfaktoren unberücksichtigt. Die modellierten Transformationspfade entsprechen daher keinen Prognosen. Sie zeigen lediglich mögliche Entwicklungen auf, die aus der Vorgabe der angenommenen Randbedingungen resultieren und die minimale Gesamtsystemkosten aufweisen.

3.2 Life Cycle Assessment

Autoren: Lara Meuleneers, Sarah Deutz, Niklas von der Aßen

3.2.1 Datengrundlage & Wirkungsabschätzungsmethoden

Das Life Cycle Assessment (LCA) wird zur ökologischen Bewertung der P2X-Wertschöpfungsketten genutzt. Die ökologische Bewertung beruht auf den ISO Standards 14040 und 14044 [5], [6] und betrachtet die Umweltwirkungen entlang des gesamten Lebensweges eines Produktes oder -systems. Durch den ganzheitlichen Ansatz der LCA wird sichergestellt, dass alle vorgelagerten und nachgeschalteten Prozesse entlang des Lebensweges berücksichtigt werden. Hiermit können die treibenden Haupteinflussfaktoren, sogenannte „Hot Spots", innerhalb der Wertschöpfungskette identifiziert und gegenläufige Entwicklungen in anderen Umweltkategorien früh erkannt werden.

Der Projektverbund umfasst eine Vielzahl technischer Partner*innen, sodass viele der Prozessdaten für die verschiedenen Technologien direkt ausgetauscht werden (s. Technischer Anhang). Für das Hintergrundsystem wird die Datenbank ecoinvent Version 3.6 im Systemmodell „cut-off by classification" als gemeinsame Grundlage verwendet. Durch die Nutzung einer gemeinsamen Datengrundlage ist die Konsistenz der Bewertungen untereinander sichergestellt.

Die ökologische Bewertung wird auf sogenannter Mid-Point-Ebene durchgeführt, das heißt die Auswirkungen werden für verschiedene Umweltwirkungskategorien separat ausgewertet. Als Wirkungsabschätzungsmethode wird einheitlich ReCiPe 2016 verwendet [7]. In **Tabelle 3.1** ist eine Übersicht über die ausgewählten Umweltwirkungskategorien und ihre Referenzeinheiten dokumentiert. Im Vergleich zur Roadmap 3.0 wurde die Umweltkategorie Ozonabbau hinzugefügt [4] .

Im Folgenden werden die grundlegenden Annahmen der durchgeführten ökologischen Bewertung erläutert. Eine ausführliche Darstellung der LCA-Methodik ist in der Roadmap 1.0 beschrieben [2].

Tabelle 3.1: Übersicht der untersuchten Umweltkategorien.

Umweltkategorie	Wirkungsabschätzungsmethode	Referenzeinheit
Klimawandel	ReCiPe 2016	kg CO_2-Äq
Partikel Emissionen	ReCiPe 2016	kg $PM_{2.5}$-Äq.
Stratosphärischer Ozonabbau	ReCiPe 2016	kg CFC-11-Äq.
Sommersmog	ReCiPe 2016	kg NOx-Äq.
Versauerung	ReCiPe 2016	kg SO_2-Äq
Wasserverbrauch	ReCiPe 2016	m^3
Ressourcenverbrauch	ReCiPe 2016	kg Öl-Äq.
Landnutzung	ReCiPe 2016	m^2 jährliche Anbaufläche-Äq.
Metallverbrauch	ReCiPe 2016	kg Cu-Äq.

3.2.2 Bezugsraum

Die P2X-Wertschöpfungsketten werden für eine kontinuierliche Betriebsweise im industriellen Einsatz in Deutschland bewertet. Für Technologien, die sich derzeit noch in niedrigen Entwicklungsstadien befinden, wurden zusammen mit den technischen Partner*innen Abschätzungen für die zukünftige Entwicklung und das Anlagen Scale-Up getroffen. Eine Betrachtung diskontinuierlicher Betriebsweisen findet sich in der Roadmap 2.0 [3].

Zur Bereitstellung von CO_2 wird, neben Direct Air Capture (DAC) Anlagen, in dieser Roadmap ebenfalls ein Zementwerk mit CO_2-Abscheidung als Punktquelle in die Betrachtung miteinbezogen. DAC-Anlagen können dezentral betrieben werden und sind zudem unabhängig skalierbar. Sie scheiden das CO_2 direkt aus der Umgebungsluft ab und ermöglichen bei der Herstellung von PtX-Produkten somit einen geschlossenen Kohlenstoffkreislauf. Die technischen Prozessdaten der DAC-Anlage werden vom Partner Climeworks bereitgestellt. Im Gegensatz zu DAC-Anlagen wird bei industriellen Punktquellen das CO_2 aus dem Abgas abgeschieden. Im Abgas liegt das CO_2 in einer höheren Konzentration als in der Atmosphäre vor, wodurch die CO_2-Abscheidung an industriellen Punktquellen mit einem geringeren Energieaufwand betrieben werden kann. Häufig sind industrielle Punktquellen jedoch an die Nutzung fossiler Ressourcen geknüpft (z. B. Zementwerk mit CO_2-Abscheidung). Bei der CO_2-Abscheidung an industriellen Punktquellen werden allerdings lediglich die emittierten Treibhausgas (THG)-Emissionen verringert, wohingegen eine DAC-Anlage der Atmosphäre CO_2 entzieht. Ein detaillierter Vergleich der in dieser Roadmap verwendeten CO_2-Quellen ist in Kapitel 4.3 zu finden. Die unterschiedlichen CO_2-Quellen und ihre Abhängigkeit vom Energiesystem sind in der Roadmap 2.0 beschrieben [3]. Die Daten zur Abscheidung von CO_2 mittels Aminwäsche am Zementwerk werden vom ifeu bereitgestellt (s. Kapitel 4.3).

3.3 Techno-ökonomische Analyse

*Autor*innen: Kerstin Wiesner-Fleischer, Moritz Raab*

Die grundsätzliche Vorgehensweise der techno-ökonomischen Analysen (TÖA) ist unverändert zu der bereits in der Roadmap 3.0 beschriebenen Methodik [4]. Die Basis jeder TÖA ist die Prozesssimulation der jeweiligen P2X-Wertschöpfungskette. Mit den Daten der Prozesssimulation (je nach Komplexität der (Teil-) Prozesse unterstützt durch Simulationsprogramme wie ASPEN Plus®) bzw. auf Basis von Eingangsdaten der technischen Entwicklungspartner*innen ergänzt mit Literaturangaben, erfolgt die ökonomische Analyse. Die hierbei angewandte Methodik basiert auf [7] und hat eine Schätzgenauigkeit von ± 30 %. Ziel ist die Ermittlung der Herstellungs- bzw. Gestehungskosten der jeweiligen Produkte, welche sich aus den Abschreibungen für die Investitionsausgaben (CAPEX) und den Betriebskosten (OPEX) zusammensetzen. Zum Vergleich werden jeweils die Kosten entsprechend den konventionellen Herstellungsprozessen herangezogen.

Im Rahmen der TÖA wird von den P2X-Wertschöpfungsketten der Status quo der technischen und ökonomischen Kennzahlen zum Basisjahr 2020 ermittelt. Dies beinhaltet Aspekte wie energetische Wirkungsgrade, stoffliche Ausbeuten sowie die Herstellungs- bzw. Gestehungskosten der jeweiligen Produkte. Auf dieser Basis sowie unter Berücksichtigung der Forschungsaktivitäten und eines potenziellen Markthochlaufes der jeweiligen Technologien, werden für die Jahre 2030 und 2050 die perspektivischen Gestehungskosten der P2X-Wert-

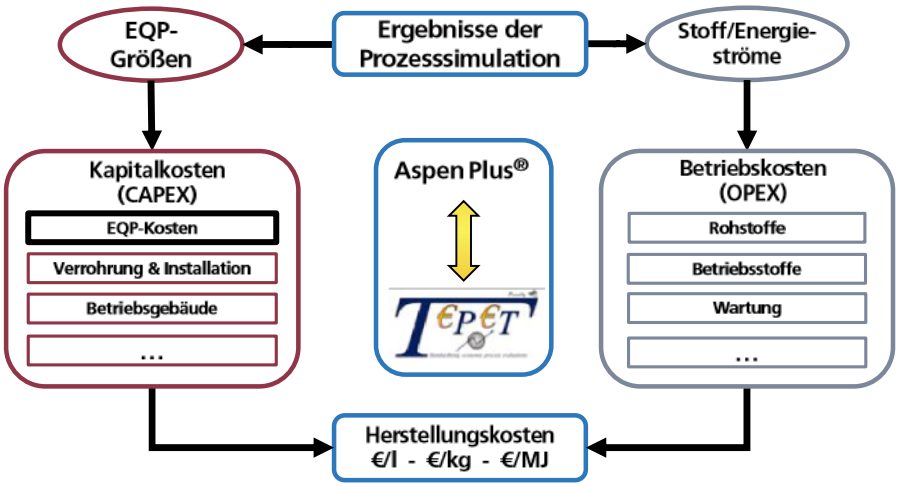


Abbildung 3.1: Methodik der TÖA in P2X.

schöpfungsketten ermittelt. Dadurch lässt sich das Kostenentwicklungspotenzial der jeweiligen Technologie in Abhängigkeit der Energiekosten der betrachteten Jahre ermitteln. Da sich im Hinblick auf die Stromkosten für die Jahre 2045 und 2050 nur geringfügige Unterschiede ergeben (vgl. **Abbildung 4.17**) und sich für diese weiter in der Zukunft liegenden Vergleichsjahre keine signifikanten Unterschiede in der technologischen Weiterentwicklung der Prozesse angeben lassen, wird auf eine Darstellung von Ergebnissen der TÖA für das Jahr 2045 verzichtet.

Für alle Wertschöpfungsketten werden die gleichen Annahmen und Parameter hinsichtlich Betriebsstunden, Kosten für Betriebsstoffe, Energiepreise, Abschreibung angenommen (eine detaillierte Übersicht ist im Technischen Anhang in Kapitel 3.3 zu finden). Wie bereits für die Roadmap 3.0, wird für die Berechnungen der Standort Deutschland mit einem kontinuierlichen Anlagenbetrieb über 8000 h pro Jahr angenommen. Im Unterschied zur Roadmap 3.0 wurden in allen Wertschöpfungsketten die gemäß dem Basisszenario des Energiemodells aktualisierten Stromkosten verwendet und für Wertschöpfungsketten mit CO_2 als Edukt wird, neben dem aus Luft durch DAC gewonnenen CO_2 als Alternative, auch die Bereitstellung von CO_2 durch Aminwäsche aus einer Punktquelle (Zementwerk) betrachtet. Die Bereitstellung des CO_2 aus einem Zementwerk wird in Kapitel 4.3.2 genauer erläutert.

3.4 Akzeptanz

*Autor*innen: Jan Hildebrand, Irina Rau*

Das methodische Vorgehen der Akzeptanzanalyse umfasst eine Kombination verschiedener Methoden, sodass neben quantitativen Verfahren wie einer standardisierten Fragebogenerhebung in einem repräsentativem Längsschnitt-Panel (mehrere Messzeitpunkte) auch qualitative Methoden wie leitfadengestützte Interviews, Akteursworkshops und Fokusgruppen angewendet werden. Auf diese Weise soll ein umfassendes Bild der gesellschaftlichen Akzeptanzlagen von PtX-Technologien bzw. PtX-Produkten sowie die Perspektiven verschiedener Akteursgruppen (Branchenakteur*innen, Verbände, Nutzer*innen, allg. Öffentlichkeit) und Anwendungsbereiche (Mobilität, Chemie, Industrieanwendungen) abgebildet werden.

Der dem Untersuchungsansatz zugrunde liegende Fokus innerhalb der Bevölkerung auf die Gruppe der jungen Erwachsenen findet besondere Berücksichtigung bei der Stichprobenziehung bei der bundesweiten Panelbefragung. Zudem wird die Zielgruppe der jungen Erwachsenen auch über die sozialwissenschaftliche Begleitung der vom Projektpartner WWF durchgeführten Sommerwerkstätten mit Studierendengruppen adressiert. Die sozialwissenschaftliche Begleitung umfasste dabei sowohl eine Vor- als auch Nachbefragung sowie ein Follow-Up, um zu analysieren, inwieweit sich Wissenszuwachs oder Akzeptanzwirkungen bei den Zielgruppen eingestellt haben und wie die intensive Befassung mit dem Thema zu fundierten und differenzierten Sichtweisen bzw. einer ausgewogenen Meinungsbildung beiträgt. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick der begleiteten Sommerwerkstätten (s. **Tabelle 3.2**).

Tabelle 3.2: Übersicht der Kerndaten der 2020 und 2021 begleiteten Sommerwerkstätten.

	Sommerwerkstatt Verkehr	**Sommerwerkstatt Chemie**
	14.9. – 27.11.2020	**4.6. – 15.7.2021**
Gesamt *N*	T1 = 22 T2 = 16 T3 = 11	T1 = 22 T2 = 16 T3 = 12
Geschlechterverteilung gesamt	w 37 % m 63 %	w 61 % m 39 %
Altersverteilung gesamt	M = 22,4 SD = 2,63	M = 22,9 SD = 2,66

Einen wichtigen Methodenbaustein stellt die zweite Welle der repräsentativen Bevölkerungsbefragung dar: Zur Erhebung eines allgemeinen Bildes von PtX in der Bevölkerung wurde in Zusammenarbeit mit einem Paneldienstleister eine für Deutschland repräsentative Stichprobe im Rahmen eines Onlinefragebogens zu einem zweiten Messzeitpunkt befragt.

Insgesamt wurden in dieser Erhebungswelle zwischen Dezember 2021 und Januar 2022 über 3.000 Personen befragt, wovon nach entsprechendem Ausschluss 2.752 gültige Fälle im Alter zwischen 16 bis 88 Jahren blieben. Von diesen gaben 55 % an weiblich, 44 % männlich und 0,4 % divers zu sein[2]. Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die Stichprobe- und Itemdaten der Panelbefragungen (s. **Tabelle 3.3**).

Der eingesetzte Fragebogen umfasste die auch zum ersten Messzeitpunkt enthaltenen inhaltlichen Ebenen bezogen auf die Einschätzung der verschiedenen PtX-Technologien in den Anwendungsbereichen Mobilität, Energie und Chemie, damit verbundene Nutzungsintentionen und Zahlungsbereitschaft, Wissenstand, Umweltbewusstsein und Nachhaltigkeitsorientierungen, Selbstwirksamkeit, soziale Norm und Technologieoffenheit. Nach einer Revision des Fragebogens zwischen den Zeitpunkten wurden einige zusätzliche Items aufgenommen. Dies ermöglicht es, Erkenntnisse aus der ersten Befragung weiter zu vertiefen und der Veränderung des gesellschaftlichen Diskurses Rechnung zu tragen. So wurden insgesamt 61 weitere Items erhoben. Die im Panel 2 ergänzten Items adressieren systemische Zusammenhänge und integrieren auch aktuelle Aspekte des Diskurses über den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland bzw. sonstige Stromverfügbarkeiten, damit verbundene Kosten oder auch Kriterien im globalen Zusammenhang an den Handel mit PtX-Produkten bzw. die jeweiligen Produktionsbedingungen in möglichen Exportländern. Ebenfalls wurden die präferierten Beteiligungsebenen innerhalb von Partizipationsmöglichkeiten im Transformationsprozess erfasst. Zusätzlich wurden konkretisierende Annahmen über Vor- und Nachteile von PtX-Technologien in ihrem jeweiligen Anwendungsgebiet (Mobilität, Industrie, Chemie) sowie die Wahrnehmung möglicher Allokationskonflikte zwischen den Sektoren abgefragt.

Tabelle 3.3: Übersicht der Kerndaten der 2020 und 2021 durchgeführten Panelerhebungen.
M = Mittelwert; Wiederholer N = Anzahl (N) der Wiederholer; SD = Standardabweichung; T1, T2: Erhebungszeitpunkte.

	Panel 1			**Panel 1**		
	1.12.2020 – 31.12.2020			**1.12.2020 – 10.1.2022**		
Anzahl der Items	130			191		
	Gesamtstichprobe	**Personen unter 25 Jahren**	**Personen über 25 Jahren**	**Gesamtstichprobe**	**Personen unter 25 Jahren**	**Personen über 25 Jahren**
N	2.257	1.123	1.134	2.752	1.076	1.676
Wiederholer *N*	617	195	422	(617)	(223)	(394)
Geschlecht [%]						
Weiblich	56,31	60,91	51,85	52,12	59,20	52,51
Männlich	43,73	38,74	47,88	44,44	40,24	47,14
Alter [Jahre]						
M	36,76	21,53	51,84	40,98	21,59	53,44
SD	18,57	2,51	14,91	19,14	2,66	2,66
Range	16–87	16–25	26–87	16–88	16–25	26–88

[2] Die fehlenden Werte zu 100 % ergeben sich aus Personen, die keine Angabe gemacht haben.

Eine beispielhafte Auswahl der ergänzten Items ist folgend aufgeführt:

- Grundsätzlich bin ich für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland.
- Im Allgemeinen steigen durch die Nutzung von Power-to-X-Technologien die Energiekosten.
- Durch die Nutzung von Power-to-X-Technologien droht eine Art „Energiekolonialismus".
- Ich bin dafür, dass die dafür notwendige Energie aus anderen (nicht-europäischen) Ländern importiert wird, sofern es Energie aus Erneuerbaren Energien ist.
- Durch Power-to-X-Technologien gewonnene Kraftstoffe (Synfuels) sind eine klimafreundliche Alternative für Antriebe mit Verbrennungsmotor.
- Durch Power-to-X-Technologien gewonnene Kraftstoffe (Synfuels) verhindern einen wirklich nachhaltigen Wandel im Verkehrssektor hin zu anderen klimaneutralen Antrieben (z. B. E-Mobilität).
- Die „grüne" Energie für mit Power-to-X-Technologien gewonnene Kraftstoffe (Synfuels) wird an anderen Stellen fehlen, wo sie mehr gebraucht wird.
- Durch Power-to-X-Technologien entstehen mehr Risiken für Autofahrer*innen (z.B. Wasserstofftank).
- Power-to-X-Technologien ermöglichen energieintensiven Industrien (z. B. Glas- und Stahlproduktion) eine CO_2-neutrale Produktion.
- Durch Power-to-X-Technologien können energieintensive Industrien ein nachhaltiges Geschäftsmodell entwickeln.
- Power-to-X-Technologien stellen nur für wenige industrielle Bereiche (z. B. Glas- und Stahlproduktion) eine Lösung dar.
- Der Strombedarf von Power-to-X-Technologien für industrielle Prozesse wird die Energiepreise weiter in die Höhe treiben.
- Die mit Power-to-X-Technologien hergestellten Kunststoffe sind für den Menschen genauso gesundheitsschädlich wie herkömmliche, auf Erdölbasis hergestellte Produkte.

3.5 Potenzialanalyse

*Autor*innen: Dinh Du Tran, Luisa Lopez*

Seit Beginn der zweiten Phase des Kopernikus-Projekts P2X ergänzt die Potenzialanalyse die detaillierten Analysen hinsichtlich ökologischer und ökonomischer Aspekte. Der Hintergrund, die Motivation sowie die Zielstellung dieser Analyse wurden bereits in der Roadmap 3.0 ausführlich beschrieben [4], sodass sich die folgenden Abschnitte vor allem auf die Aktualisierungen fokussieren.

3.5.1 Neuerungen im Vergleich zur Roadmap 3.0

Zum entwickelten Potenzialanalyse-Tool wurden für die beteiligten Prozessschritte bis zur Roadmap 3.0 ausschließlich die Energieflüsse in Form von Strom ausgewiesen. Neu hinzugekommen sind für viele Prozessschritte auch die Wärmebedarfe, sodass es nun möglich ist, den gesamten Prozess in einem Energieflussdiagramm darzustellen. In den Kapiteln, in denen die im Projekt behandelten PtX-Produkte näher betrachtet werden, wurden Sankey-Diagramme verwendet, um die Energie- und Massenflüsse zu veranschaulichen, wobei die Breite der Pfeile der Energiemenge entspricht. Basierend auf dem Heizwert (engl. Lower Heating Value, LHV) der PtX-Produkte und deren Zwischenprodukte verwenden die in den Diagrammen gezeigten Ströme als einheitliche Maßeinheit TWh. Wärmeflüsse werden in blau und Stromflüsse in orange dargestellt.

Die im Energiemodell für 2020, 2030, 2040 und 2050 prognostizierten und wiederum in der Potenzialanalyse verwendeten Strompotenziale sind maßgeblich für die Ermittlung der Angebotspotenziale der im Tool auswählbaren PtX-Produkte . Die jeweils angezeigten Wärmeanteile geben hingegen den Bedarf an, also welche Energiemengen zusätzlich in Form von Wärme bereitgestellt werden müssen.

Durch den globalen, holistischen Ansatz des Potenzialanalyse-Tools bleibt offen, wie diese Wärmebedarfe gedeckt werden. Ebenfalls bleibt unberücksichtigt, ob eine Wärmeintegration und/oder stoffliche Kreisläufe (z. B. Wasser) zwischen den verwendeten PtX-Prozessschritten möglich ist. Auch die Annahme im Tool, dass die Herstellung von PtX-Produkten erst möglich ist, nachdem der Originärstrom-Eigenbedarf im Land vollständig mit erneuerbaren Energien gedeckt wird, wird in manchen Fällen der Realität nicht entsprechen. Für

dedizierte und tatsächlich aufzubauende PtX-Anlagen mit entsprechender Energie- und Rohstoffversorgung können die Produktpotenziale daher deutlich besser ausfallen, als durch das Tool bestimmt.

Wie auch schon in der Roadmap 3.0 werden in den folgenden Ergebnissen (mit Ausnahme des Kapitels 9, bei dem die Länderpotenziale nach einem Bottom-Up-Ansatz ermittelt werden) ausschließlich die quantitativen, technischen Angebotspotenziale dargestellt. Von den ursprünglichen Kriterienclustern (s. Roadmap 3.0 [4]; Abbildung 3.6) wird somit ein Großteil bereits durch die Energiesystemmodellierung für die Strompotenziale und Bedarfsmengen abgedeckt (Stromnetz, Energiespeicher, Erneuerbare Energien, Flächenverfügbarkeit, Emissionsreduktionsziele, u. v. m.). Die produktspezifischen Potenziale werden in den Folgekapiteln dann zum Teil durch weitere, qualitative Kriterien ergänzt, welche sehr stark von lokalen/regionalen Gegebenheiten abhängen (Raffinerien, Chemieparks, politische Förderinstrumente, Verfügbarkeit der weiteren Ressourcen u. v. m.).

3.5.2 Datenabgleich mit Energiesystemmodellierung

Die aktualisierten Strompotenziale für Deutschland aus dem Basisszenario (s. Kapitel 3.1) wurden im entwickelten Potenzialanalyse-Tool aktualisiert und sind in **Tabelle 3.4** dargestellt. Des Weiteren sind die Strombedarfe für Deutschland in **Tabelle 3.5** gelistet. Hierdurch wird weiterhin gewährleistet, dass projektübergreifend dieselbe Datengrundlage für alle Analysen (LCA, TÖA, Potenzialanalyse) verwendet wird, was wiederum einen direkten Vergleich der im Projekt analysierten PtX-Produkte ermöglicht.

Des Weiteren wurden mit Veröffentlichung dieser Roadmap 4.0 auch die jeweiligen PtX-Produktbedarfe aus dem Energiemodell in der Potenzialanalyse hinterlegt. Speziell für die Nachfrageseite der Potenzialanalyse ist es nun möglich, einen ausschließlich deutschen Blick auf die Produkte werfen zu können. Hierzu zählen vor allem die in den Kapiteln 5.3, 6.3 und 7.3 beschriebenen Fischer-Tropsch-Produkte Benzin, Diesel, Kerosin, Naphtha sowie Wasserstoff. Neben der Abschätzung, welche Strom- und Massenmengen notwendig wären, um den Bedarf zu decken, lässt sich auch ein Vergleich zu den prognostizierten Strompotenzialen und möglichen Differenzen ziehen.

Tabelle 3.4: Die im Potenzialanalyse-Tool verwendeten Strompotenziale entstammen der Energiesystemmodellierung (s. Kapitel 4.1).

TWh	2020	2030	2040	2040
Wind onshore	105,00	161,65	320,75	320,75
Wind offshore	27,00	150,71	266,36	266,36
Photovoltaik	51,00	79,75	294,04	396,82
Wasserkraft	18,70	17,57	19,67	21,51
Biomasse	50,30	52,01	50,83	19,44
Geothermie	0,20	1,47	1,40	1,31
Gasmotor		0,00	0,00	1,26
Nicht erneuerbar (Stein- & Braunkohle, Gas, Uran)	274,80	45,60	0,23	0,00
Gesamt	**527,00**	**508,75**	**953,28**	**1027,44**

Tabelle 3.5: Die im Potenzialanalyse-Tool verwendeten Stromeigenbedarfe für Deutschland entstammen der Energiesystemmodellierung (s. Kapitel 4.1).

TWh	2020	2030	2040	2040
Originärstrom-Eigenbedarf	550,68	531,38	577,02	571,96

3.5.3 Kurzerläuterung des interaktiven (Web-)Tools zur Bestimmung technischer Potenziale

Wie bereits in der Roadmap 3.0 angekündigt, soll das in P2X-II entwickelte Potenzialanalyse-Tool veröffentlicht werden, um den Anwender*innen die Möglichkeit zu geben, für die verschiedenen Kriterien eigene Annahmen zu treffen und somit eigene Szenarien für die Potenzialbestimmung zu ermitteln. Die Funktionalitäten sind weitestgehend identisch zu dem auf Excel basierenden Tool, welches als Grundlage für die in der Roadmap 3.0 und hier gezeigten Ergebnisse dient. Das Tool ist als Website öffentlich zugänglich[3]. Im Folgenden folgt eine kurze Beschreibung über die in den Tools hinterlegten Daten und den relevantesten Berechnungsschritten. Wie oben beschrieben, wurden für Deutschland jedoch die Daten des Energiemodells (Basisszenario) verwendet. Eine detaillierte Beschreibung der Bedienung findet sich auf der Website.

DATENAUSWAHL

Die Einstellungsmöglichkeiten des Webtools sind analog zu den in der Roadmap 3.0 beschriebenen Möglichkeiten und sind in **Abbildung 3.2** dargestellt.

- Für Deutschland basieren die Daten zu den Stromerzeugungspotenzialen und den Strombedarfen auf dem Basismodell der Energiesystemmodellierung (s. Kapitel 4.1). Die Datengrundlage für die anderen Länder setzt sich wie folgt zusammen: Für 2020 wurden die aktuellen Stromerzeugungsmengen basierend auf [8] verwendet. Die mit Hilfe von pyGreta [9] ermittelten technischen Potenziale für onshore-Wind,- Solar- (Frei- und Dachflächen) Strom wurden als Potenziale für das Stützjahr 2050 definiert. Für die Stützjahre 2030 und 2040 wurde ein linearer Anstieg von 2020 bis 2050 angenommen. Die Strompotenziale für die anderen EE-Technologien (Geothermie, offshore Windkraft, Wasserkraft und Biomasse) der EU-Länder wurden aus einer Szenarienmodellierung der Europäischen Kommission entnommen[4].

- Daten für nicht-erneuerbare Energiequellen sind im Tool nicht hinterlegt, da es sich bei diesem Tool um die Potenzialbestimmung von PtX-Produkten handelt. Nach der Definition der deutschen Nationalen Wasserstoffstrategie werden als Power-to-X-Produkte nur solche Verfahren bezeichnet, die ausschließlich mit grünem, erneuerbarem Strom hergestellt werden [10], weshalb im Tool keine zeitliche Entwicklung der nicht-erneuerbaren Potenziale hinterlegt ist.

- Für die industriellen CO_2-Quellen wurden die europäischen Daten des E-PRTR (Europäisches Schadstoff-freisetzungs- und -verbringungsregister, engl.: European Pollutant Release and Transfer Register) verwendet [11]. Hinsichtlich der zeitlichen Entwicklung dieser Punktquellen wurden in erster Näherung dieselben Annahmen wie für Deutschland getroffen, welche bereits in der Roadmap 3.0 beschrieben wurden [4].

- Als Datengrundlage für die verfügbaren, erneuerbaren Süßwassermengen wurden aufgrund schlechter Datenlage nur Daten für Deutschland aufgenommen, wobei hierbei keine zeitliche Veränderung der erneuerbaren Ressourcen angenommen wurde [12]. Für die anderen Länder bietet das Tool die Möglichkeit, alternativ entsalztes Meerwasser für die PtX-Prozesse zu verwenden. Hier wird vorausgesetzt, dass das Land einen Meereszugang hat. Der für diesen Prozess notwendige Strom wird aus dem Gesamtpotenzial des Landes bereitgestellt, wobei das Tool eine optimale Verteilung des Stroms berücksichtigt (s. u.).

Trotz der Daten-Lücken ist mit diesem Top-Down Ansatz eine prinzipielle Ermittlung des technischen Potenzials möglich und hilft zumindest die Größenordnung der Möglichkeiten hinsichtlich des Angebotspotenzials abzuschätzen.

Zum Stand der Veröffentlichung dieser Roadmap können die Angebotspotenziale von 30 europäischen Ländern sowie Chile, Costa Rica, Madagaskar und Kasachstan für die folgenden zehn PtX-Produkte ermittelt werden: Wasserstoff (s. Kapitel 7.3), FT-Diesel/Benzin (s. Kapitel 5.3), FT-Kerosin (s. Kapitel 5.3), FT-Naphtha (s. Kapitel 6.3), PME-Polyole (s. Kapitel 6.3) sowie Methanol. Die Auswahl dieser PtX-Produkte und der zugehörigen Routen (insbesondere im Falle der Fischer-Tropsch-Prozesskette) basiert auf den technologischen Entwicklungen innerhalb des Kopernikus-Projekts P2X und soll keineswegs eine Präjudizierung des Synthesewegs beinhalten. Neben diesen PtX-Produkten können ebenfalls die Potenziale für die synthetischen Oxygenat-Kraftstoffe Oxymethylenether (OME_{3-5}), Methylformiat (MeFo) und

[3] https://www.ptx-potenziale.de

[4] EU reference scenario 2016 : energy, transport and GHG emissions: trends to 2050, DOI: 10.2833/001137

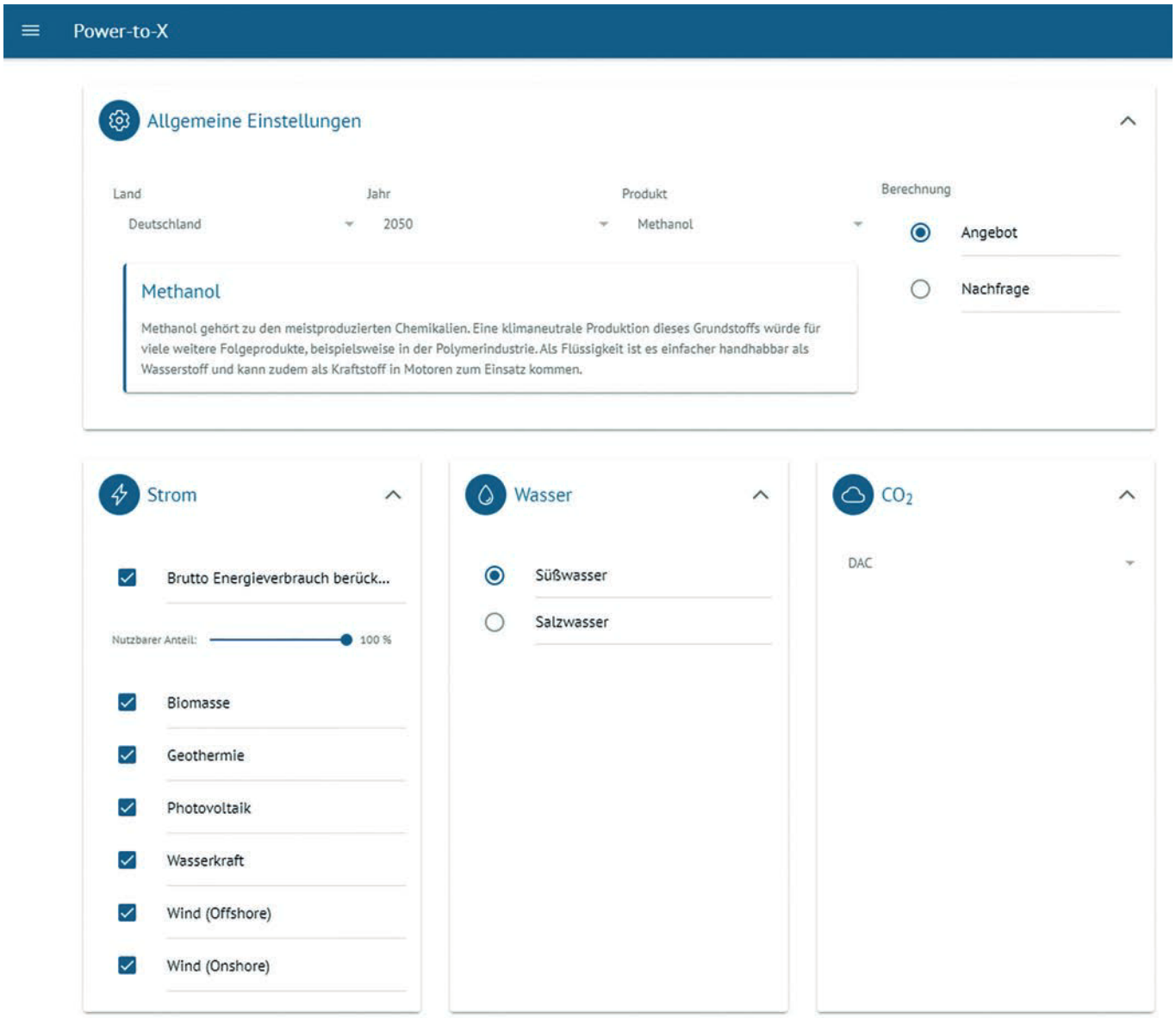


Abbildung 3.2: Bildausschnitt der Einstellungsmöglichkeiten des Potenzialanalyse-Webtools.

Dimethylcarbonat (DMC) mit dem Tool bestimmt werden, welche als Ergebnis der Zusammenarbeit mit dem BMBF-geförderten Projekt NAMOSYN (Forschungscluster 3 „Systembetrachtungen"; Arbeitspaket 2.1: Potenzialanalyse, FKZ: 03SF0566A) Teil des Tools sind.

BERECHNUNG ZUR VERTEILUNG DER STROMPOTENZIALE UND -BEDARFE

Das Tool berechnet das Strompotenzial entlang der getroffenen Auswahl und teilt den Strom dabei auf die folgenden sechs Teile auf: Eigenbedarf, Sonstiges, Entsalzung, Elektrolyse, CO_2-Gewinnung und das ausgewählte PtX-Produkt (s. **Abbildung 3.2**):

- Falls ausgewählt, wird zunächst der nationale Eigenbedarf abgezogen. Hierbei wird ausschließlich der Direkteinsatz von Strom berücksichtigt, also nur ein Teil des Endenergiebedarfs. Für Deutschland wurden die Daten des Energiemodells hinterlegt (s. Kapitel 4.1), für Europa wurden die Daten aus dem World Energy Outlook 2019 der internationalen Energieagentur als Datengrundlage genommen und auf Basis der Verbrauchsdaten des Statistischen Amts der Europäischen Union (eurostat: NRG_CB_E) aufgeteilt [13]. Ist das verbleibende Strompotenzial größer als Null, ist ein Potenzial für PtX-Strom vorhanden und es erfolgt eine weitere Aufteilung.

- Falls der Strom neben dem ausgewählten Produkt noch in die Herstellung weiterer (PtX-)Produkte fließen soll (Schieberegler „Nutzbarer Anteil" steht nicht bei 100 %), fließt der entsprechende prozentuale Anteil in „Sonstiges".

- Anschließend erfolgt eine Aufteilung auf insgesamt vier Prozessschritte, die zu einer optimalen, bzw. produktmaximierten Verteilung führen: i) „Entsalzung" (falls „Salzwasser" als Wasserquelle ausgewählt wurde), ii) „Elektrolyse" (hierbei wird weiterhin ein Mix aus den drei Wasserelektrolyse-Technologien PEM-EL, AEL, HT-SOEC verwendet), iii) „CO_2" (abhängig von der Wahl der CO_2-Quelle und des ausgewählten Produkts) und iv) Bereitstellung für den direkten Prozess zur Herstellung des Produkts (in **Abbildung 3.3** wurde FT-Diesel ausgewählt).

Tabelle 3.6: Stromaufteilung bei der Potenzialanalyse-Bestimmung von grünem Methanol in Deutschland in 2050. Dem Beispiel liegt eine Entsalzung und die CO_2-Abscheidung via DAC zu Grunde, um die Vorgehensweise darzustellen.

%	2050
Entsalzung	0,10
Wasserelektrolyse	92,54
CO_2-Abscheidung via DAC	5,56
Methanol-Synthese	1,80

Die genaue Stromverteilung lässt sich an den neu eingeführten Sankey-Diagrammen abschätzen. Um dennoch eine Größeneinordnung an dieser Stelle zu ermöglichen, ist in **Tabelle 3.6** die Stromaufteilung für das Produktionspotenzial von grünem Methanol gezeigt, bei dessen Herstellung eine Entsalzung durchgeführt wird und die direkte Abscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Luft als CO_2-Quelle dient. Die Zahlen basieren auf der Datengrundlage der deutschen Strompotenziale im Jahr 2050.

Für die optimale Stromverteilung berücksichtigt das Tool u. a. die jahresabhängigen, absoluten Mengen der Ressourcen (konkret: Süßwasservorrat, industrielle und biogene Punktquellen). D. h. die absolute Verfügbarkeit wird bei Ermittlung des Angebotspotenzials unter Auswahl dieser Grundressourcen nicht überschritten werden.

NÄCHSTE SCHRITTE

Die Einstellungsmöglichkeiten des Potenzialanalyse-Webtools sind in **Abbildung 3.2** dargestellt. Neben der Länderauswahl, dem Jahr und der Auswahl zwischen Angebot und Nachfrage gibt die Auswahl des PtX-Produkts eine kurze Beschreibung des Produkts wieder. Die zugrundeliegenden Datenquellen für die PtX-Grundressourcen Strom, Wasser und CO_2 sind im Fließtext beschrieben. Es können zum aktuellen Zeitpunkt die Potenziale für zehn Produkte aus 34 unterschiedlichen Ländern ermittelt werden.

Abbildung 3.3 zeigt eine Übersicht der Energie- und Massenbilanzen im Webtool. Auf der linken Seite sind die verschiedenen Potenziale bzw. Bedarfe an den PtX-Grundressourcen (Wasser, Strom, Wärme, CO_2) aufgelistet. Während die grünen Pfeile den Stromfluss in die einzelnen Prozessschritte zeigen, bilden orangene Linien den Wärmefluss und blaue Linien die Massenströme ab.

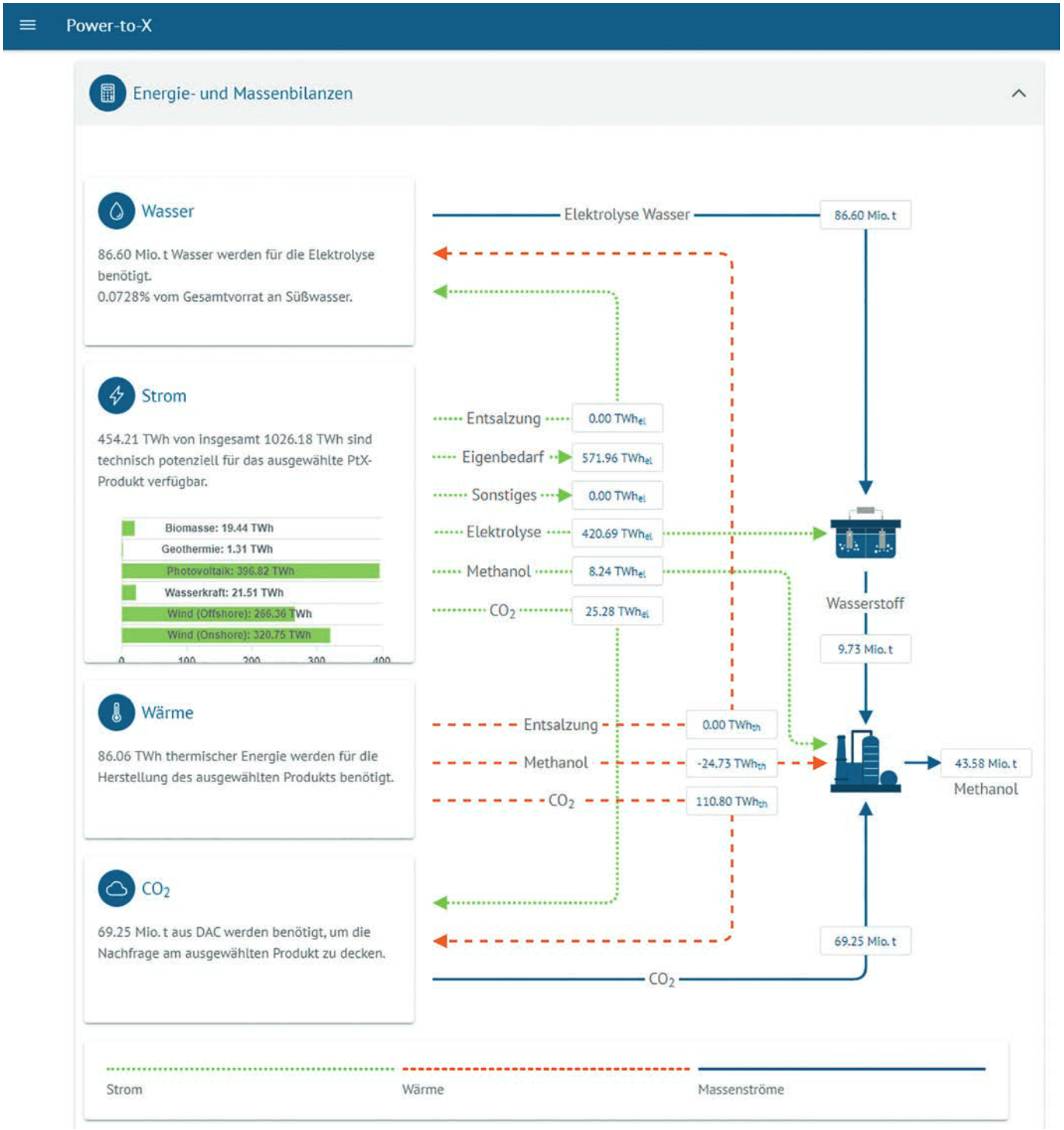


Abbildung 3.3: Übersicht der Energie- und Massenbilanzen im Webtool der Potenzialanalyse.

Wenn auch die Veröffentlichung des im Projekt entwickelten Tools zur Bestimmung der PtX-Potenziale der interessierten Fachöffentlichkeit bereits einen Zugang zur Ermittlung eigener Szenarien ermöglicht, soll das Tool noch um weitere Funktionen ergänzt werden.

Eine der zusätzlichen Möglichkeiten beinhaltet die PtX-Potenzialbestimmung anhand eigener Strompotenziale. Aufgrund der teils kontroversen Diskussion innerhalb Deutschlands u. a. über die Windpotenziale an Land und auf hoher See, der Landnutzung für Solarflächen, u. v. m., soll das Tool unabhängig von diesen (politischen) Diskussionen weiterhin eine Abschätzung von Größenordnungen ermöglichen. Letztendlich lassen sich mit dieser Möglichkeit auch Szenarien aus anderen (Kopernikus-)Projekten direkt mit denen von Kopernikus P2X-II vergleichen.

Ganz einfache zusätzliche Features beinhalten das Speichern und Hochladen der Anwender*innen-spezifischen Parametereinstellungen, um zu einem späteren Zeitpunkt diese wieder aufrufen zu können. Außerdem soll die Möglichkeit implementiert werden, die Ergebnisse für die eigene Darstellung bzw. Weiterverwertung herunterzuladen und zu exportieren.

3.5.4 Potenziale in anderen Ländern – Bottom-Up-Analyse

Mit der Veröffentlichung des Tools sind nun die Potenziale von vielen europäischen Ländern bestimmbar. Im Rahmen des Kopernikus-Projekts liegt der Fokus jedoch auf der Potenzialerhebung Deutschlands. Wie auch bei den vorgestellten Ergebnissen aus Sicht der Energiesystemmodellierung sowie der ökologischen, ökonomischen und soziale Analysen beziehen sich die Ergebnisse der Potenzialanalyse in den Kapiteln 5–7 nur auf Deutschland. Die in der Roadmap 3.0 angekündigten Arbeiten zur Analyse von PtX-Potenzialen in anderen Ländern ist mit Veröffentlichung dieser Roadmap abgeschlossen. Während sich die Ergebnisse in den Kapiteln 5–7 ausschließlich auf Deutschland beziehen, wurde unabhängig davon in Zusammenarbeit mit der GIZ weitere vier Länder in gänzlich anderer Weise analysiert. Zur besseren Trennung sind die Länderanalysen im Kapitel 9 gelistet.

Für die Bottom-Up-Analysen wurden auf Basis einer Methodik zur kriterienbasierten Strukturierung und Differenzierung von Potenzialebenen (s. Roadmap 3.0) vier verschiedene Länder aus unterschiedlichen Regionen identifiziert und mittels quantitativer Daten (politische, geographische, techno-strukturelle, ökologische, soziale und ökonomische Aspekte) analysiert und bewertet.

Als Fallstudien wurden vier Länder aus unterschiedlichen Regionen des globalen Südens ausgewählt, die sich neben unterschiedlicher wirtschaftlicher Entwicklungspfade insbesondere auch durch einen unterschiedlichen Erfahrungsstand mit Wasserstofftechnologien differenzieren lassen: Chile, Costa Rica, Kasachstan und Madagaskar.

Mithilfe von Expert*innen vor Ort wurde dabei sowohl das technische Potenzial ermittelt als auch die Sektoren und Strategien identifiziert, die bei der Weiterentwicklung einer landesspezifischen Wasserstoff-/PtX-Wirtschaft eine Rolle spielen. Die Länderauswahl berücksichtigte die Kriterien-Clusterung, welche in der Roadmap 3.0 beschrieben wurden: „Early Adopter", „Transition Country", „Newcomer".

4. Einbettung der Analysen in den Gesamtkontext der Energiewende und Klimaschutzziele

Für die Einordnung der ökonomischen und ökologischen Detailanalysen der im Kopernikus-Projekt P2X erforschten PtX-Technologien in den Gesamtkontext der Energiewende und der Klimaschutzziele erfolgt die Modellierung von möglichen Transformationspfaden des deutschen Energiesystems. Dies wird anhand von verschiedenen Szenarien realisiert, die nachfolgend beschrieben werden. Zudem werden die zentralen Ergebnisse der Energiesystemmodellierung aufgezeigt. Dies sind der Primärenergiebedarf, der Treibhausgasausstoß, der Endenergie- und Rohstoffverbrauch sowie die Stromerzeugung und der Speicherbedarf bis zum Jahr 2050. Besonders die zukünftige Zusammensetzung des Strommix und die Stromkostenentwicklung sind elementare Einflussfaktoren für die Untersuchungen des Life Cycle Assessments und der techno-ökonomischen Analyse. Dies wird ebenso nachfolgend im Detail aufgezeigt. Weiterhin wird die CO_2-Quelle als weiterer wichtiger Einflussfaktor für die Bewertung der PtX-Verfahren beschrieben und die übergreifenden Ergebnisse der sozialen Akzeptanzanalyse aufgeführt.

4.1 Übergreifende Energiesystemmodellierung

*Autor*innen: Franz Bauer, Julia Gawlick, Michael Sterner, Thomas Hamacher*

4.1.1 Szenarien der Energiesystemmodellierung

Mithilfe der im Folgenden aufgeführten Szenarien können die Abhängigkeiten der getroffenen Annahmen auf die Modellergebnisse aufgezeigt und nicht vorhersehbare technische und gesellschaftliche Entwicklungen sowie Unsicherheiten zum Teil berücksichtigt werden. Wie auch in [4] werden vier Sensitivitäten berechnet, die allerdings aufgrund des novellierten Klimaschutzgesetzes und der weiterführenden Diskussionsrunden im Anschluss an die Roadmap 3.0 angepasst wurden. Da die aktuellen Klimaziele bereits ein hohes Ambitionsniveau aufweisen, wird auf die Modellierung eines 1,5 Grad-Szenarios wie in der Roadmap 3.0 verzichtet. Zudem erfolgt die Betrachtung einer reduzierten Nachfrage in allen Sektoren und nicht nur im Verkehrssektor, der vermehrte Einsatz von Energiespeichern sowie der PtX-Import aus dem nichteuropäischen Ausland in Form von Szenarien.

Im Basisszenario werden die Klimaschutzziele der Bundesregierung nach KSG 2021 abgebildet. Die darin geforderten Emissionsminderungen stellen die maximal erlaubten Treibhausgasemissionen der Energiesystemmodellierung dar. Diese sollen bis zum Jahr 2030 um 65 % und bis zum Jahr 2040 um 88 % gegenüber 1990 gesenkt werden. Im Jahr 2045 wird eine Klimaneutralität gefordert. Dies bedeutet, dass unvermeidbare Emissionen, beispielsweise aus der Landwirtschaft oder der Zementindustrie, durch Senken ausgeglichen werden müssen. Weiterhin werden bis zum Jahr 2030 gemäß KSG 2021 jahresscharfe Emissionsgrenzen in den einzelnen Nachfragesektoren und für den Zeitraum 2031 bis 2040 Gesamtemissionsgrenzen berücksichtigt. Verhaltensänderungen werden im Basisszenario nicht betrachtet. Zusätzlich dazu wird ein kumuliertes THG-Budget (ohne Senken) für Deutschland ab 2020 von 10,5 Gt CO_2-Äq. aus dem KSG 2021 abgeleitet. Da der Einfluss von Wasserstofftransporten innerhalb Europas bereits in [4] untersucht wurde, stehen diese nun in allen Szenarien zur Verfügung.

Im aktualisierten Importszenario MENA rückt der Untersuchungsfokus hin zu einer globalen Wasserstoffinfrastruktur. Hier steht im Modell die zusätzliche Option zur Verfügung, Wasserstoff global zu produzieren und nach Europa zu exportieren. Beispielhaft wurde hier die MENA-Region als Produktionsstandort gewählt und untersucht, welchen Beitrag diese zusätzliche Versorgungsoption liefert.

Die Ergebnisse aus [4] zeigen zudem, dass der Stromübertragung eine hohe Bedeutung zukommt. Daher wird im Speicherszenario untersucht, welche Alternativen es zu einem starken Ausbau der Stromübertragungskapazitäten in Europa gibt und welchen Einfluss diese auf das Gesamtsystem hat. Dazu wurde der Ausbau der Stromleitungen auf die bereits beschlossenen Pläne bis 2030 begrenzt. Der Wasserstofftransport und der Stromspeicherausbau bleiben hingegen unbeschränkt und der Ausbau der Salzkavernen erfolgt weiterhin gemäß den geologischen Kapazitätsbeschränkungen.

Die Nachfrage nach Strom und H_2/PtX-Produkten ist in den drei Szenarien Basis, MENA und Speicher gleich. Es unterscheidet sich lediglich der Ort und die Art der Erzeugung. Daher werden diese in den Betrachtungen zur Energie- und Rohstoffnachfrage zusammengefasst als Basisszenarien beschrieben.

Im Suffizienzszenario erfolgen hinsichtlich der Klimaziele, des Wasserstoffimports und des Übertragungsnetzausbaus die gleichen Annahmen wie im Basisszenario, allerdings werden hier Verhaltensänderungen in nahezu allen Bereichen unterstellt. Damit kann deren maximales Energieeinsparpotenzial und der Einfluss auf die PtX-Nutzung aufgezeigt werden. Es wird eine Verkehrsverlagerung und -vermeidung nach [14], eine Reduktion der Wohnfläche und des Warmwasserbedarfs nach [15] und [16] sowie ein Rückgang des Konsums, bzw. der Wirtschaftsleistung nach [15] angenommen. Zudem wird die Umstellung auf eine klimafreundliche Ernährung nach [17] bis zum Jahr 2050 angesetzt. Diese Maßnahmen führen einerseits zu einer reduzierten Nachfrage nach Energie und Rohstoffen und anderseits zu einem geringeren Ausstoß von nicht-energiebedingten Treibhausgasen in der Landwirtschaft, welche durch negative Emissionen (Senken) kompensiert werden müssen. Die aus den Suffizienzmaßnahmen resultierenden Nachfragen in den Sektoren sind dem Technischen Anhang zu entnehmen.

In **Abbildung 4.1** sind die als Randbedingungen vorgegebenen Klimaschutzziele dieser Roadmap (RM 4.0) nach KSG 2021 zusammengefasst und die zukünftige Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Basis- und Suffizienzszenario sowie historische Emissionen aus [18] dargestellt. Da sich der THG-Ausstoß der Szenarien MENA und Speicher nur minimal und nur in den Anfangsjahren von dem des Basisszenarios unterscheidet, sind diese nicht in der Abbildung enthalten. Zudem sind die THG-Emissionen des Basisszenarios der Roadmap 3.0 (RM 3.0) gegenübergestellt, die sich aus den veralteten Klimaschutzzielen ergeben. Wie zu erkennen ist, resultiert aus den novellierten Klimaschutzzielen ein signifikant schnellerer Rückgang der THG-Emissionen im Vergleich zur Roadmap 3.0. Die vorgegebenen Emissionsminderungen werden darüber hinaus in allen Szenarien unterschritten, da die Einhaltung der THG-Emissionsziele in den Verbrauchssektoren eine raschere Defossilisierung der Stromerzeugung voraussetzen als im KSG 2021 vorgesehen ist. Dies liegt hauptsächlich an der notwendigen Sektorenkopplung mittels Power-to-X-Prozessen, da diese nur treibhausgasmindernd wirken, wenn der Strom nahezu komplett aus erneuerbaren Energien stammt. Das maximal zur Verfügung stehende Budget von 10,5 Gt CO_2-Äq. wird in den Szenarien jedoch fast vollständig ausgeschöpft.

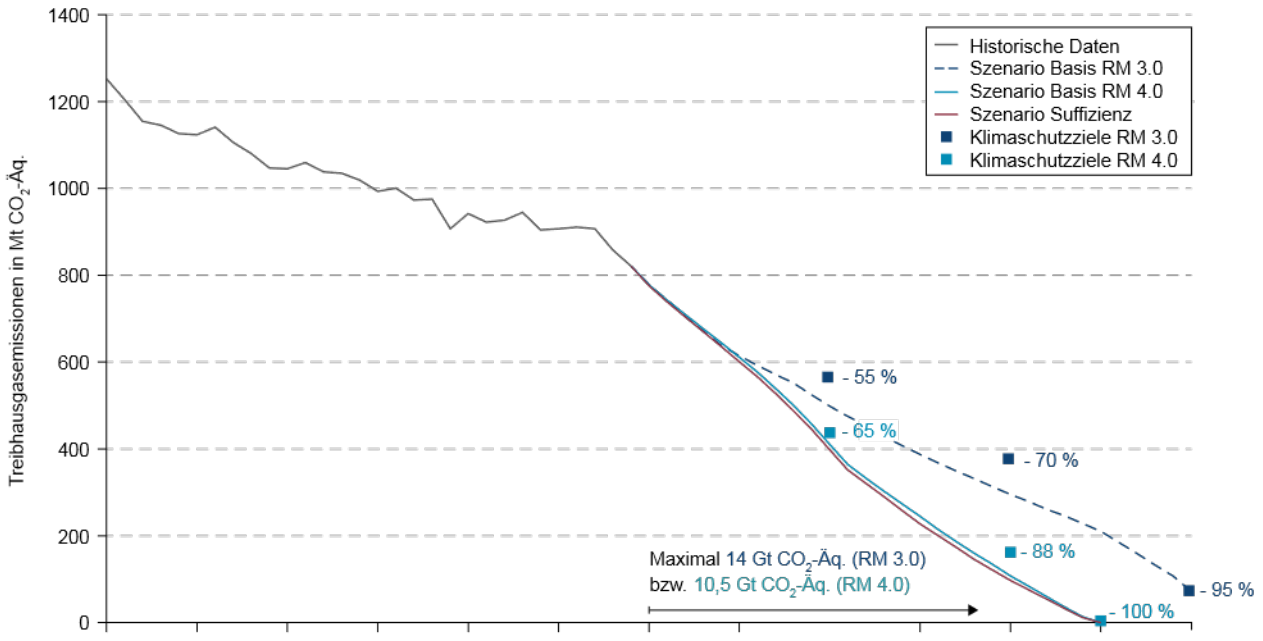


Abbildung 4.1: Historische THG-Emissionen, modellierte THG-Emissionen in den verschiedenen Szenarien und deutsche Reduktionsziele.

In den Sensitivitäten Basis, MENA und Speicher werden 10,0 Gt CO_2-Äq. und im Szenario Suffizienz 9,4 Gt CO_2-Äq. emittiert. Im Jahr 2045 werden zudem Netto-Null-Emissionen erreicht. Hierfür ist im Suffizienzszenario eine Senkenleistung von 42 Mt CO_2-Äq. und in den restlichen Szenarien 72 Mt CO_2-Äq. notwendig, welche einerseits durch den Sektor LULUCF und andererseits durch CCS-Technologien erbracht wird (s. 4.1.3.1).

Neben dem THG-Budget in Deutschland wird wie bereits in [4] für das maximale CO_2-Budget des europäischen Stromsektors ein Wert von 30 Gt CO_2 aus [19] angesetzt.

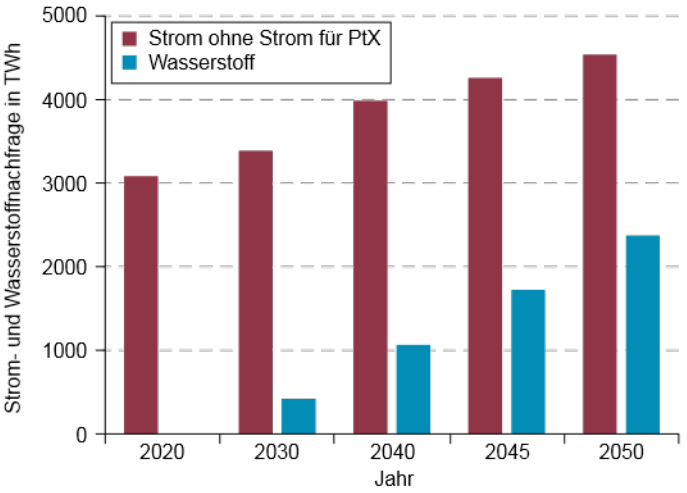


Abbildung 4.2: Entwicklung der Strom- und Wasserstoffnachfrage in Europa.

4.1.2 Annahmen und Randbedingungen

Zusätzlich zu den maximal erlaubten Treibhausgasemissionen sind für die Energiesystemmodellierung zahlreiche weitere Annahmen und Nebenbedingen notwendig, die bereits ausführlich in [4] beschrieben wurden. Daher werden hier nur die wichtigsten davon nochmals aufgeführt und Änderungen dazu erläutert.

Es wird unterstellt, dass die energetische Nutzung von Anbaubiomasse aus Gründen der Nachhaltigkeit nicht weiter forciert wird und sich das biogene Potenzial auf die vorhandenen Anlagen sowie Abfall- und Reststoffe beschränkt. Zudem wird eine Steigerung der Effizienz auf das technisch mögliche Maximum in allen Bereichen, ein funktionierendes Recyclingsystem sowie die grundsätzliche Möglichkeit der Einführung neuer Technologien angesetzt. Darüber hinaus wird angenommen, dass sich die Produktionszahlen der Industrie und die Verkehrsleistung des Güterverkehrs proportional zum Wirtschaftswachstum verhalten. Weiterhin wird eine Steigerung des CO_2-Preises auf 350 €/t CO_2 bis 2050 aus [20] übernommen und für die Entwicklung der Bevölkerung in Deutschland auf die Variante 1 der vierzehnten koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes [21] zurückgegriffen.

Die Nutzung von Oberleitungen für Lkw wird zum Teil kontrovers diskutiert und es ist nicht abzusehen, ob sich diese Technologie durchsetzt. Zudem setzen Lkw-Hersteller aktuell vermehrt auf Brennstoffzellen- und Batterieantriebe [22]. Aus diesem Grund werden Oberleitungs-Lkw als Transportoption für den Schwerlastverkehr in dieser Roadmap nicht mehr betrachtet. Weiterhin wurde in [4] für einen Teil der nicht-energetisch genutzten Rohstoffe in der Petrochemie angenommen, dass diese durch synthetisches Methan aus Power-to-Gas ersetzt werden können. Da es sich bei den Rohstoffen überwiegend um Naphtha handelt, wird in der vorliegenden Roadmap analog zu [23] davon ausgegangen, dass die Herstellung über die Fischer-Tropsch-Synthese stattfindet. Darüber hinaus wird aufgrund der im KSG 2021 geforderten Treibhausgasneutralität der Einsatz von negativen Emissionen durch natürliche Senken und CCS zugelassen. Diese werden allerdings nicht modelliert, sondern nachrichtlich ausgewiesen.

Das Energiemodell wurde um eine detailliertere Abbildung von PV-Anlagen erweitert. So wird nun zwischen Freiflächen- und Dachflächenanlagen unterschieden. Besonders bei der ökologischen Betrachtung im Life Cycle Assessment erlaubt diese Aufteilung eine genauere Auswertung in den einzelnen Wirkungskategorien. Zudem wurde die Strom- und Wasserstoffnachfrage in Europa aktualisiert (s. **Abbildung 4.2**). Für die Stromnachfrage wird auf Prognosen des World Energy Outlook [8] zurückgegriffen, in dem eine konsistente Betrachtung in Europa bis ins Jahr 2040 durchführt wird. Für die Modellierung erfolgte eine lineare Inter- und Extrapolation auf die verwendeten Stützjahre. Für die Wasserstoffnachfrage werden Prognosen aus [24] genutzt, die ihrerseits auf Daten von [25] und [26] zurückgreifen. Hier wird ein oberes Limit der Wasserstoffnachfrage in Europa von ca. 2.200 TWh im Jahr 2050 angegeben.

Die Kosten für die Importe von grünem Wasserstoff aus der MENA Region folgen aus Kostenberechnungen von [27] und betragen 4 €/kg im Jahr 2030 und 2,5 €/kg im Jahr 2050. Für die Zwischenjahre wurde linear zwischen den Werten interpoliert. Diese Importkosten beinhalten neben den Erzeugungs- und Verflüssigungskosten auch die finanziellen Aufwendungen des Schiffstransport sowie der Terminals an beiden Häfen. Als in Frage kommende Importhäfen wurden die Häfen in Deutschland, den Niederlanden und Italien identifiziert.

Für das Jahr 2030 plant die Europäische Kommission einen Wasserstoffimport von 120 TWh, welcher zunächst auf Deutschland und die Niederlande aufgeteilt wurde. Für die Jahre 2040 und 2050 wird darüber hinaus angenommen, dass die Hälfte des jeweiligen europäischen Wasserstoffbedarfs in diesem Jahr importiert werden kann. Die daraus resultierenden Importmengen werden gleichmäßig auf die Häfen in Deutschland, Italien und den Niederlanden verteilt.

Die aus den aufgeführten getroffenen Annahmen und Randbedingungen resultierenden Ergebnisse der Energiesystemmodellierung werden nachfolgend detailliert dargestellt.

4.1.3 Ergebnisse der Energiesystemmodellierung

Die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung werden getrennt nach dem Primärenergieeinsatz und den Treibhausgasemissionen (Abschnitt 4.1.3.1), dem Endenergie- und Rohstoffbedarf (Abschnitt 4.1.3.2) sowie der erzeugten Strom- und Wasserstoffmenge und dem Speichereinsatz (Abschnitt 4.1.3.3) beschrieben. Im Gegensatz zu [4] erfolgt keine Einzeljahresmodellierung der Erzeugung mehr, sondern eine rein intertemporale Ausbauplanung, die dem Modell eine Vorausschau in alle Folgejahre ermöglicht und damit ein globales Optimum findet.

4.1.3.1 Primärenergie und Treibhausgasemissionen

Der Primärenergiebedarf in Deutschland wird derzeit dominiert von Mineralölprodukten, Erdgas und Kohle. Aus diesen drei fossilen Rohstoffen wird über 76 % der Primärenergie bereitgestellt. Der Anteil erneuerbarer Energien beträgt etwa 17 %, der Rest stammt aus sonstigen Energieträgern und Kernenergie (s. **Abbildung 4.3**). Bis zum Jahr 2030 erfolgt je nach Szenario eine Primärenergiereduktion von 27 bis 29 % im Vergleich zum Jahr 2020. Dies ist zum einen auf zunehmende Effizienzgewinne und zum anderen auf einen steigenden Anteil der erneuerbaren Energieträger zurückzuführen, der im Jahr 2030 im Mittel bei bereits 37 % liegt. Durch die verwendete Wirkungsgradmethode zur Bilanzierung der Primärenergie sinkt diese mit zunehmender Substitution von fossilen oder nuklearen Brennstoffen durch erneuerbare Energien überproportional ab. Im Jahr 2030 sind zudem bereits PtX-Importe in Höhe von 53 bis 80 TWh notwendig, die vor allem im Verkehrssektor und der chemischen Industrie eingesetzt werden. Darüber hinaus erfolgt gemäß den gesetzlichen Vorgaben ein vollständiger Ausstieg aus der Nutzung von Kernenergie, sodass diese im Jahr 2030 nicht mehr im deutschen Energiesystem vorhanden ist.

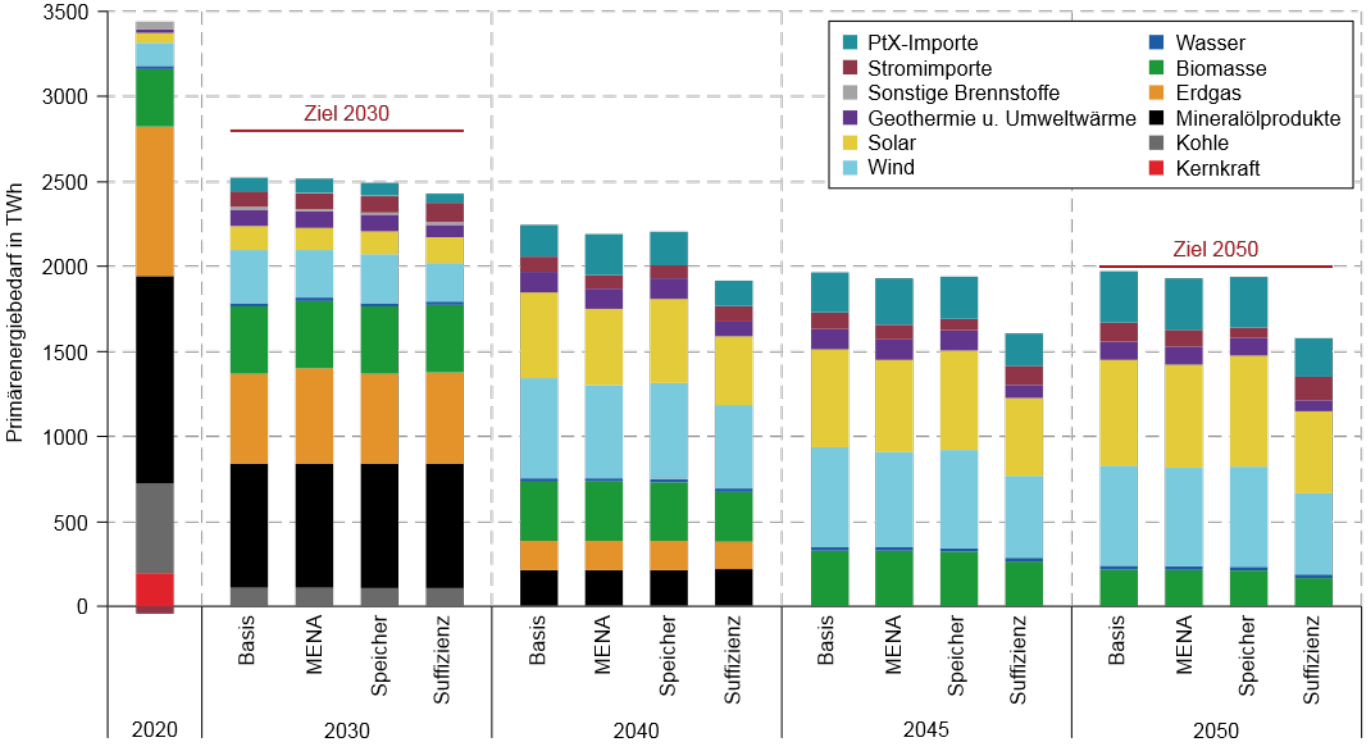


Abbildung 4.3: Primärenergiebedarf in den verschiedenen Szenarien sowie Ziele der Bundesregierung.

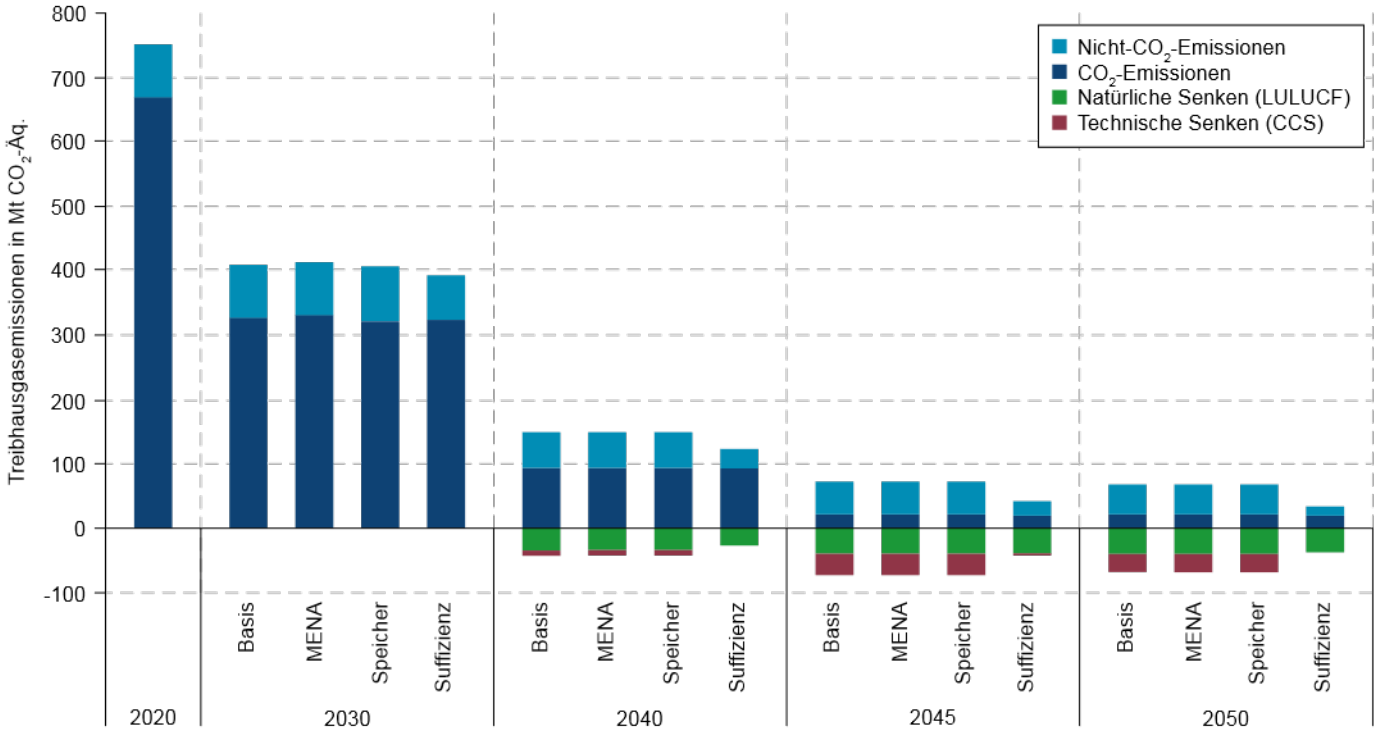


Abbildung 4.4: Treibhausgasemissionen in den verschiedenen Szenarien.

Bis zum Jahr 2040 findet eine weitere Reduktion des Primärenergieverbrauchs statt, sodass dieser um 35 bis 44 % unter dem Wert des Jahres 2020 liegt. Angetrieben durch die verstärkte Stromnutzung aufgrund der Sektorenkopplung erfolgt ein starker Ausbau der Solar- und Windenergie und ein Rückgang fossiler Energieträger, sodass deren Anteil am Primärenergiebedarf lediglich 17 bis 20 % beträgt. Da der Kohleausstieg im Stromsystem spätestens bis zum Jahr 2038 abgeschlossen ist, werden im Jahr 2040 nur noch geringe Mengen Kohle in der energieintensiven Industrie verbrannt. Die Importmengen von Strom und PtX-Produkten betragen szenarioabhängig 233 bis 275 TWh. Diese sind notwendig, da das Potenzial der erneuerbaren Energien, bzw. dessen Ausbaugeschwindigkeiten nicht ausreichen, um die Nachfrage nach Strom sowie synthetischen Gasen und Flüssigkeiten zu decken. Gemäß den Vorgaben des KSG 2021 ist das Energiesystem im Jahr 2045 und 2050 vollständig defossilisiert. Der Großteil der Primärenergie stammt aus Solarenergie und Windkraft, welche für die Stromproduktion und nachfolgende direkte sowie indirekte Nutzung (Power-to-X) eingesetzt wird. Die Ziele der Bundesregierung bezüglich der Primärenergiereduktion in den Jahren 2030 und 2050 werden in allen Szenarien eingehalten, wobei das Suffizienzszenario mit 1.579 TWh den geringsten und das Basisszenario mit 1.971 TWh den höchsten Verbrauch aufweist. Die Jahre 2045 und 2050 unterscheiden sich wegen der geforderten Klimaneutralität nur geringfügig voneinander. Lediglich die Biomassenutzung ist gemäß den vorgegebenen Nachhaltigkeitskriterien leicht rückläufig. Dies verursacht unter anderem eine Steigerung der Importe (s. **Abbildung 4.3**).

Der starke Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsystem, die Nutzung von Sektorenkopplung und alternativer Technologien sowie eine Steigerung der Effizienz und der damit verbundene Rückgang fossiler Primärenergieträger, verursachen eine schnelle Reduktion der Treibhausgasemissionen (s. **Abbildung 4.4**). Im Jahr 2030 werden im Mittel bereits 47 % weniger Treibhausgase emittiert als im Jahr 2020, wobei der Großteil in Form von CO_2 vorliegt. Hauptemittent der Nicht-CO_2-Emissionen im Jahr 2030 ist wie in allen Stützjahren der Landwirtschaftssektor. Im Jahr 2040 verbleiben in den Szenarien Basis, MENA und Speicher Bruttoemissionen in Höhe von rund 107 Mt CO_2-Äq. Diese stammen hauptsächlich aus der energetischen und stofflichen Nutzung von Mineralölprodukten und Erdgas sowie aus der Landwirtschaft. Da im Szenario Suffizienz die Anzahl der Tiere aufgrund der angenommenen Ernährungsumstellung sinkt, reduzieren sich auch die Nicht-CO_2-Emissionen und die gesamte Menge der Bruttoemissionen im Jahr 2040 liegt bei 96 Mt CO_2-Äq. Im Jahr 2045 und 2050 ist das komplette Energiesystem nach den Vorgaben des KSG 2021 treibhausgasneutral. Die verbleibenden Residualemissionen stammen zum einen aus industriellen Prozessen und entstehen bei der Herstellung von Zement und Kalk sowie zu geringen Teilen aus der Produktion von Ziegeln, Stahl, Adipin- und Salpetersäure, Calciumcarbid sowie Soda und Glas. Hierbei handelt es sich überwiegend um CO_2. Zum anderen verursacht die Landwirtschaft, der Abfallsektor und die Produktverwendung unvermeidbare Emissionen (CO_2, Methan, Lachgas und F-Gase). Zur Kompensation dieser Restemissionen im Jahr 2045 wird in den Szenarien Basis,

MENA und Speicher eine Senkenleistung von 73 Mt CO_2 benötigt, im Szenario Suffizienz 42 Mt CO_2. Im Jahr 2050 reduziert sich diese auf 68 Mt CO_2, bzw. 34 Mt CO_2 (s. **Abbildung 4.4**).

Das Senkenpotenzial des LULUCF-Sektors wird in Anlehnung an das Klimaschutzgesetz zu maximal 35 Mt CO_2 im Jahr 2040 und 40 Mt CO_2 im Jahr 2045 und 2050 angenommen. Die dadurch nicht kompensierten Emissionen müssen durch technische Senken (CCS) ausgeglichen werden, wobei der Einsatz dieser ab frühestens 2035 unterstellt wurde. Im Jahr 2040 beträgt die Menge an abgeschiedenen CO_2 mittels CCS 8 Mt CO_2, im Jahr 2045 33 Mt CO_2 und im Jahr 2050 28 Mt CO_2, um Netto-Null-Emissionen in den Szenarien Basis, MENA und Speicher zu erreichen. Im Szenario Suffizienz sind lediglich 2 Mt CO_2 im Jahr 2045 durch CCS bereitzustellen. Im Jahr 2050 reicht hier das Senkenpotenzial des Waldes aus, um eine Treibhausgasneutralität zu erreichen. Würde die Senkenleistung aus CCS des Jahres 2045 auch für das Jahr 2050 angesetzt, ergäben sich hingegen in allen Sensitivitäten negative Emissionen für das Gesamtsystem in Deutschland.

Neben dem Einsatz von CCS wird zur Herstellung der PtX-Produkte, mit Ausnahme von Wasserstoff, CO_2 eingesetzt, welches im Energiemodell durch drei Optionen bereitgestellt werden kann. Dies sind einerseits industrielle Punktquellen sowie biogene Quellen (Biomasse- und Biogaskraftwerke) und andererseits die Atmosphäre. Fossile Kraftwerke zur Stromerzeugung werden nicht betrachtet, da diese bereits nicht mehr oder nur geringfügig im System enthalten sind, wenn die PtX-Prozesse das CO_2 benötigen. In **Tabelle 4.1** sind sowohl die zur Verfügung stehenden als auch die für PtX genutzte Mengen CO_2 für das Basisszenario aufgeführt. Da sich die weiteren Szenarien nicht wesentlich davon unterscheiden, werden sie an dieser Stelle nicht aufgeführt. Wie zu erkennen ist, entstehen im Jahr 2030 in der Industrie energie- und prozessbedingt 105,8 Mio. t CO_2, die theoretisch für die Abscheidung geeignet sind. Diese Menge sinkt aufgrund der fortschreitenden Defossilisierung auf 39,3 Mio. t CO_2 im Jahr 2040. In den Jahren 2045 und 2050 fallen industriell lediglich prozessbedingte Emissionen an, die sich auf 18,5 Mio. t CO_2 belaufen. Hauptemittent ist in Zukunft die Zementindustrie, in der über 60 % der Emissionen entstehen. Daher wird in Abschnitt 4.3 die Zementindustrie exemplarisch als mögliche CO_2-Punktquelle für Power-to-X-Prozesse untersucht. Die restlichen Emissionen werden von der Kalkindustrie und sonstigen Industrieprozessen (Stahlherstellung, chemische Industrie, etc.) verursacht. Darüber hinaus reduziert sich die verfügbare Menge von CO_2 aus Biomasse- und Biogasanlagen von 13,4 Mio. t CO_2 im Jahr 2030 auf 4,8 Mio. t CO_2 im Jahr 2050.

Da im Jahr 2030 hauptsächlich Wasserstoff und nur sehr wenig synthetisches Methan und Flüssigkeiten in Power-to-X-Prozessen hergestellt werden (s. Abschnitt 4.1.3.2), sind hierfür lediglich 0,4 Mio. t CO_2 notwendig, die überwiegend

Tabelle 4.1: Bereitgestellte Menge an CO_2 für die PtX-Prozesse nach Quellen im Basisszenario. Das theoretisch verfügbare Potenzial ist in Klammern aufgeführt.

Mio. t CO_2	2030	2040	2045	2050
Zement	0,1 (10,5)	9,0 (10,9)	11,3 (11,3)	11,5 (11,5)
Kalk	0,0 (5,9)	1,0 (5,0)	4,3 (4,3)	4,2 (4,2)
Sonstige Prozesse	0,0 (89,4)	0,1 (23,4)	2,9 (2,9)	2,8 (2,8)
Biomasse	0,3 (13,4)	4,1 (13,1)	4,7 (9,0)	4,8 (4,8)
Luft	0,0	0,5	20,1	19,8
Gesamt	**0,4**	**14,7**	**43,3**	**43,1**

aus Biomasse gewonnen werden (s. **Tabelle 4.1)**. Bis zum Jahr 2040 steigt der CO_2-Bedarf konstant an und liegt bei 14,7 Mio. t. Hier erfolgt die Bereitstellung aus Industrieprozessen und Biomasse sowie zu geringen Anteilen aus der Atmosphäre. In den Jahren 2045 und 2050 wird das verfügbare Potenzial der industriellen Punktquellen vollständig ausgeschöpft (18,5 Mio. t CO_2). Auch die Nutzung aus biogenen Quellen steigt bis zum Jahr 2050 bis an die Obergrenze des Potenzials an. Um den Bedarf von 43,1 Mio. t CO_2 im Zieljahr zu decken, müssen zusätzlich dazu 19,8 Mio. t CO_2 mittels DAC gewonnen werden.

4.1.3.2 Energie- und Rohstoffnachfrage – Wasserstoff- und PtX-Bedarf

Der Endenergiebedarf inklusive des nichtenergetischen Verbrauchs kohlenstoffhaltiger Rohstoffe (Kokereien, chemische Industrie, etc.) ist aktuell geprägt von fossilen Energieträgern. Rund zwei Drittel des Bedarfs wird aus Kohle, Mineralölprodukten und Erdgas zur Verfügung gestellt. Weitere 20 % werden in Form von Strom verbraucht, der Rest stammt aus biogenen Energieträgern, Solarthermie, Fernwärme und sonstigen Energieträgern (s. **Abbildung 4.5**). Durch die angenommenen Effizienzsteigerungen und eine fortschreitende Umstellung auf weniger energieintensive Technologien findet szenarienunabhängig eine starke Reduktion des Energiebedarfs statt, welche im Szenario Suffizienz nochmals ausgeprägter als im Basisszenario ist. Die weiteren Szenarien unterscheiden sich lediglich in der Herkunft des Wasserstoffs und des Stroms vom Basisszenario, jedoch nicht in der Höhe der Nachfrage. Daher werden die Szenarien Basis, MENA und Speicher in diesem Abschnitt zusammengefasst als Basisszenarien betrachtet und in **Abbildung 4.5** als ein Szenario dargestellt. Es ist zudem anzumerken, dass in der Abbildung nicht der Strom für die Herstellung der PtX-Produkte, sondern deren Energieinhalt (Heizwert) enthalten ist. Würden stattdessen die Strommengen angegeben werden, ergäbe sich ein höherer Endenergiebedarf als abgebildet. Zudem erhöht sich zwar die Nachfrage nach Strom durch die voranschreitende Elektrifizierung, allerdings führen Effizienzsteigerungen und alternative Verfahren dazu, dass der Stromverbrauch (ohne Strom für PtX) in etwa auf einem konstanten Niveau bleibt, bzw. leicht sinkt.

In den Basisszenarien erfolgt bis zum Jahr 2030 eine Reduktion des Energiebedarfs von 20 % im Vergleich zum Jahr 2020. Dies ist neben den Effizienzsteigerungen hauptsächlich auf die Durchdringung der Elektromobilität im Individualverkehr sowie dem verstärkten Einsatz von Wärmepumpen zur Gebäudeheizung zurückzuführen. Darüber hinaus werden einige energieintensive Produkte und der industrielle Wärmebedarf im Jahr 2030 zum Teil über effizientere Prozesse und Wärmeerzeuger hergestellt. Dazu zählt beispielsweise die Sekundärstahlherstellung über das Elektrostahlverfahren, der Einsatz von alternativen Bindemitteln bei der Herstellung von Beton oder die Nutzung von Strom für die Erzeugung von Wärme unter 500 °C anstelle von Mineralöl oder Erdgas. Zudem findet eine verstärkte Nutzung von Abfallbiomasse und Solarthermie statt. Im Jahr 2030 werden in den Basisszenarien bereits 90 TWh Power-to-X-Produkte (vornehmlich Wasserstoff) benötigt (s. **Abbildung 4.5**), welche im Schwerlastgüterverkehr (64 TWh) und in der chemischen Grundstoffindustrie (26 TWh) eingesetzt werden. Diese im Gegensatz zur Roadmap 3.0 etwa fünfmal höhere Menge Wasserstoff ist damit zu erklären, dass die neuen Klimaschutzziele eine schnellere Defossilisierung erfordern, welche in den genannten Bereichen und unter den getroffenen Annahmen nur mittels PtX möglich ist. Aktuelle Arbeiten [28], die die Vorgaben nach dem KSG 2021 berücksichtigen, geben je nach Szenario PtX-Mengen in einer Bandbreite zwischen 40 und 100 TWh im Jahr 2030 an (s. **Abbildung 4.6**). Damit reiht sich die modellierte PtX-Menge dieser Roadmap gut in diese Bandbreite ein.

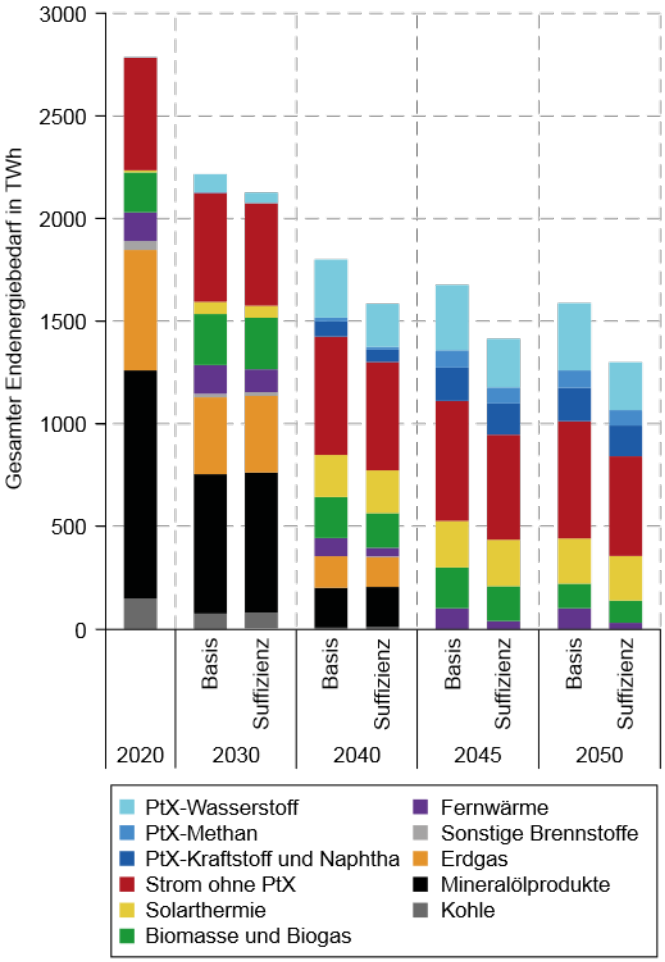


Abbildung 4.5: Kumulierter Endenergie- und Rohstoffbedarf in den Szenarien.

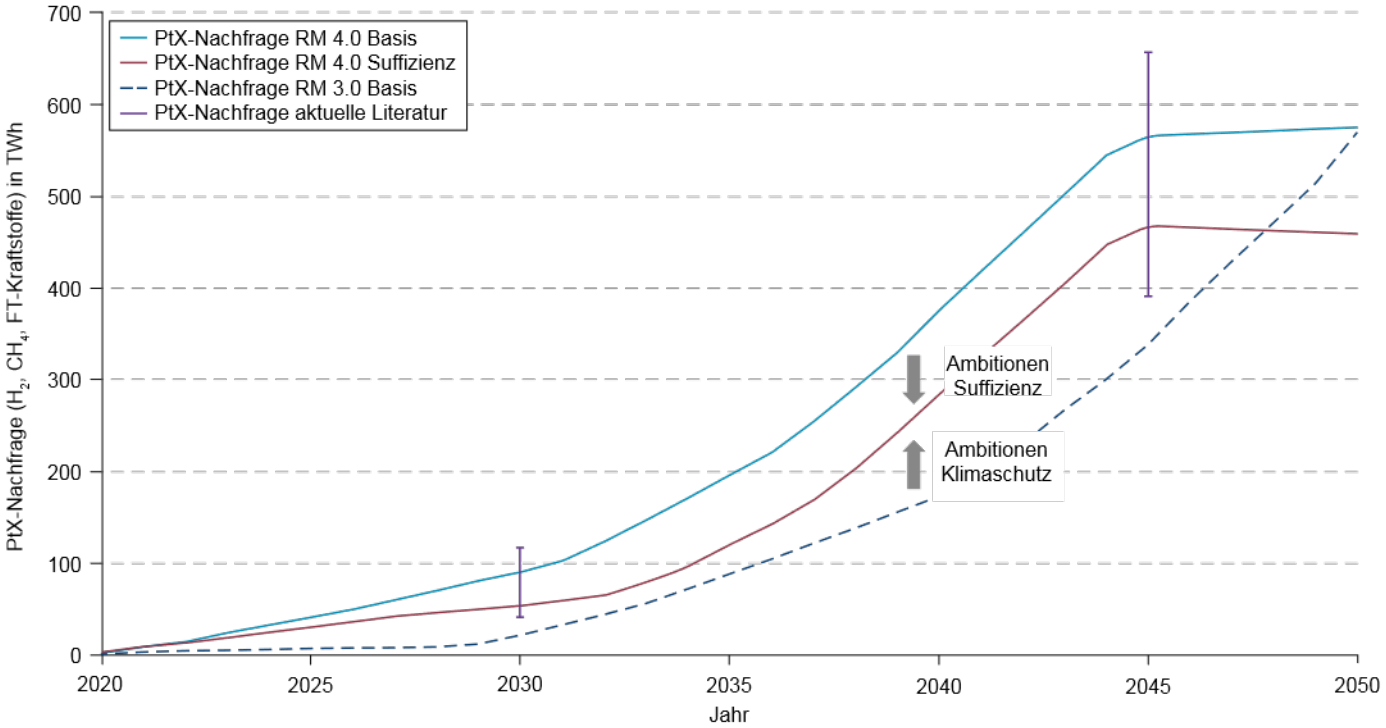


Abbildung 4.6: Nachfrage nach synthetischen Gasen und Kraftstoffen aus dem Energiemodell sowie aus aktueller Literatur und der Roadmap 3.0.

Im Jahr 2040 werden in den Basisszenarien 35 % weniger Endenergie und Rohstoffe als im Jahr 2020 verbraucht. Die Defossilisierung ist bereits weit fortgeschritten und etwa 80 % der Energie stammt aus Strom, PtX, Solarthermie, Biomasse und Fernwärme. Die verbleibenden Mineralölprodukte werden hauptsächlich im Verkehrssektor in Form von Benzin, Diesel und Kerosin sowie der chemischen Industrie (Naphtha) genutzt. Erdgas wird im Jahr 2040 in den Sektoren Haushalte und GHD für die Erzeugung von Raumwärme und branchenübergreifend in der Industrie für Prozesswärme eingesetzt. Zudem werden im Industriesektor noch rund 6 TWh Kohle verbraucht. Die notwendige Menge an Wasserstoff, synthetischem Methan und Flüssigkeiten beläuft sich auf zusammen 376 TWh im Jahr 2040 (s. **Abbildung 4.6**), was etwa der doppelten Menge des PtX-Bedarfs des Basisszenarios der Roadmap 3.0 entspricht. Diese Erhöhung ist hauptsächlich auf die verschärften Klimaziele zurückzuführen.

Im Jahr 2045 ist die gesamte Energie- und Rohstoffbereitstellung klimaneutral und liegt in den drei Basisszenarien bei 1.667 TWh. Dies entspricht einer Minderung von 40 % im Vergleich zum Jahr 2020. Es werden 566 TWh PtX-Produkte in der Industrie und im Verkehrssektor (319 TWh H_2, 163 TWh PtL, 84 TWh CH_4) eingesetzt. Dies entspricht rund einem Drittel der gesamten Nachfrage und in etwa dem Wert des Basisszenarios der Roadmap 3.0 im Jahr 2050. Weiterhin wird ein Drittel des Endenergiebedarfs aus Strom gedeckt. Der Rest stammt aus Biomasse, Fernwärme und Solarenergie. Das Zieljahr 2050 unterscheidet sich kaum vom Jahr 2045, da in beiden Jahren eine Treibhausgasneutralität gefordert wird. Es erfolgt lediglich eine geringe Senkung des Endenergiebedarfs wegen steigender Effizienzen und eine leichte Erhöhung des PtX-Bedarfs auf 575 TWh aufgrund steigender industrieller Produktionszahlen und Verkehrsleistungen.

Im Suffizienzszenario ergibt sich aufgrund der angenommenen Verhaltensänderungen in allen Stützjahren ein geringerer Energiebedarf als im Basisszenario. Im Jahr 2030 wird zudem weniger Wasserstoff im Schwerlastgüterverkehr benötigt, da die Verkehrsverlagerung und Verkehrsvermeidung eine Reduktion der Gütertransportleistung durch Lkw hervorrufen. Daher beträgt die PtX-Menge in diesem Szenario nur 53 TWh. Darüber hinaus wird durch die Maßnahmen im Verkehr und die verringerten Produktionsmengen in der Industrie weniger Strom als im Basisszenario verbraucht. Der Rückgang der fossilen Energie- und Rohstoffträger entspricht im Wesentlichen dem des Basisszenarios (s. **Abbildung 4.5**).

In den Jahren 2040, 2045 und 2050 wird aufgrund des veränderten Wohnverhaltens weniger Fernwärme als im Basisszenario zur Raumheizung eingesetzt. Auch die Biomassenutzung geht leicht zurück. Am deutlichsten ist der Unterschied der Sensitivitäten am PtX-Bedarf zu erkennen. Im Jahr 2040 liegt dieser bei 284 TWh, 2045 bei 467 TWh und 2050 bei 459 TWh. Dies sind 92 TWh, bzw. 98 TWh und 116 TWh weniger als im Basisszenario. Es zeigt sich also, dass Verhaltensänderungen erheblichen Einfluss auf die notwendigen Mengen an PtX besitzen. Besonders das Verkehrs- und Konsumverhalten weist einen starken Zusammenhang bezüglich der Höhe des PtX-Bedarfs auf. Aber auch eine Änderung der Ernährung und

damit ein Rückgang der Tierzahlen und der landwirtschaftlichen Fläche wirkt sich auf die Düngemittelproduktion und somit auf die Herstellung von Ammoniak und Salpetersäure mittels PtX aus.

Es ist festzuhalten, dass die benötige Menge an synthetischen Gasen und Flüssigkeiten mit steigendem Ambitionsniveau der Suffizienzmaßnahmen sinkt und mit strikteren Klimaschutzzielen ansteigt. Dies ist deutlich anhand **Abbildung 4.6** zu erkennen. Hier ist zur Einordnung der Ergebnisse zudem die Bandbreite der PtX-Mengen aktueller Studien [22], [29]–[31] eingetragen, welche die neuen Klimaschutzziele nach KSG 2021 berücksichtigen. Die modellierten Szenarien in dieser Roadmap liegen zwischen 467 und 566 TWh im Jahr 2045 und damit innerhalb dieser Bandbreite. Im Jahr 2050 werden PtX-Produkte mit einem Energiegehalt (Heizwert) zwischen 459 und 575 TWh benötigt.

Anhand der Modellierungsergebnisse zeigt sich, dass PtX nur in Anwendungen eingesetzt wird, für die keine effizienteren oder günstigeren Methoden der Defossilisierung existieren. Dies sind unter den getroffenen Annahmen ausschließlich Subsektoren in der Industrie und im Verkehr, wie aus **Abbildung 4.7** ersichtlich wird. Hier sind die Nutzungspfade im Jahr 2050 des Basisszenarios beginnend bei Wasserstoff dargestellt. Insgesamt werden 19,5 Mio. t, bzw. 649 TWh Wasserstoff verbraucht, von denen 53 % national produziert werden. Davon wird über die Hälfte im Industriesektor benötigt. Allein 178 TWh werden in Form von Wasserstoff für die Direktreduktion von Stahl und die Herstellung von Grundstoffchemikalien (Methanol, Ammoniak, Ethylen und die HVC (High-value chemicals) Propylen, Buten und Butadien) eingesetzt. Weitere 103 TWh werden in Power-to-Gas-Anlagen zu 85 TWh Methan umgewandelt, das einerseits stofflich genutzt wird. Andererseits erfolgt ein energetischer Einsatz des synthetischen Methans zur Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme, die nicht durch Strom bereitgestellt werden kann. Hierfür können die bereits bestehenden gasbefeuerten Öfen genutzt werden. Zudem wird ein Teil des Wasserstoffs für die Industrie über die Fischer-Tropsch-Synthese zu 75 TWh Naphtha umgewandelt, das stofflich in der Grundstoffchemie verwendet wird.

Im Verkehrssektor werden 23 % des Wasserstoffs (150 TWh) direkt in Brennstoffzellenfahrzeugen genutzt. Davon verbrauchen Lkw den größten Teil von 147 TWh. Der Rest wird für die Bahnstrecken und Busse benötigt, welche nicht elektrifizierbar sind. Darüber hinaus werden weitere 18 %, bzw. 117 TWh Wasserstoff in Power-to-Liquid-Anlagen zu 87 TWh e-Fuels konvertiert. Diese werden hauptsächlich als synthetisches Kerosin im Personen- und Güterflugtransport eingesetzt (84 TWh), da hier keine bzw. kaum Alternativen zu einem klimaneutralen Treibstoff existieren. Weitere 3 TWh e-Fuels werden in Schiffen als Ersatz von Mineralölkraftstoffen nachgefragt.

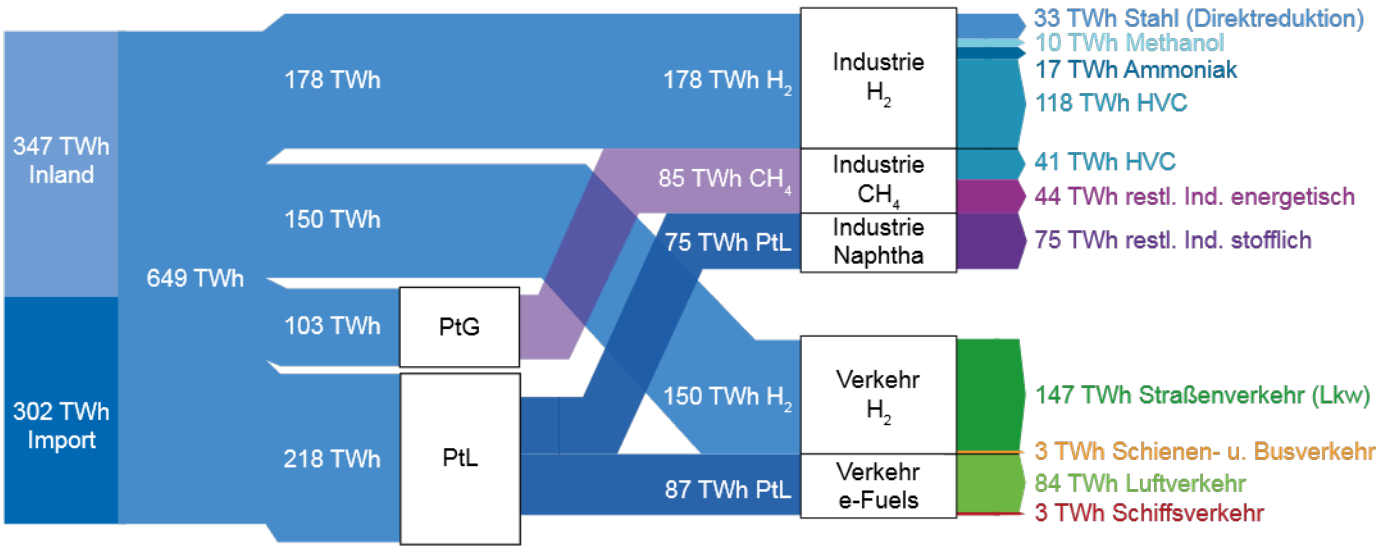


Abbildung 4.7: Nutzungspfade von Wasserstoff im Jahr 2050 des Basisszenarios.
HVC: High-value chemicals

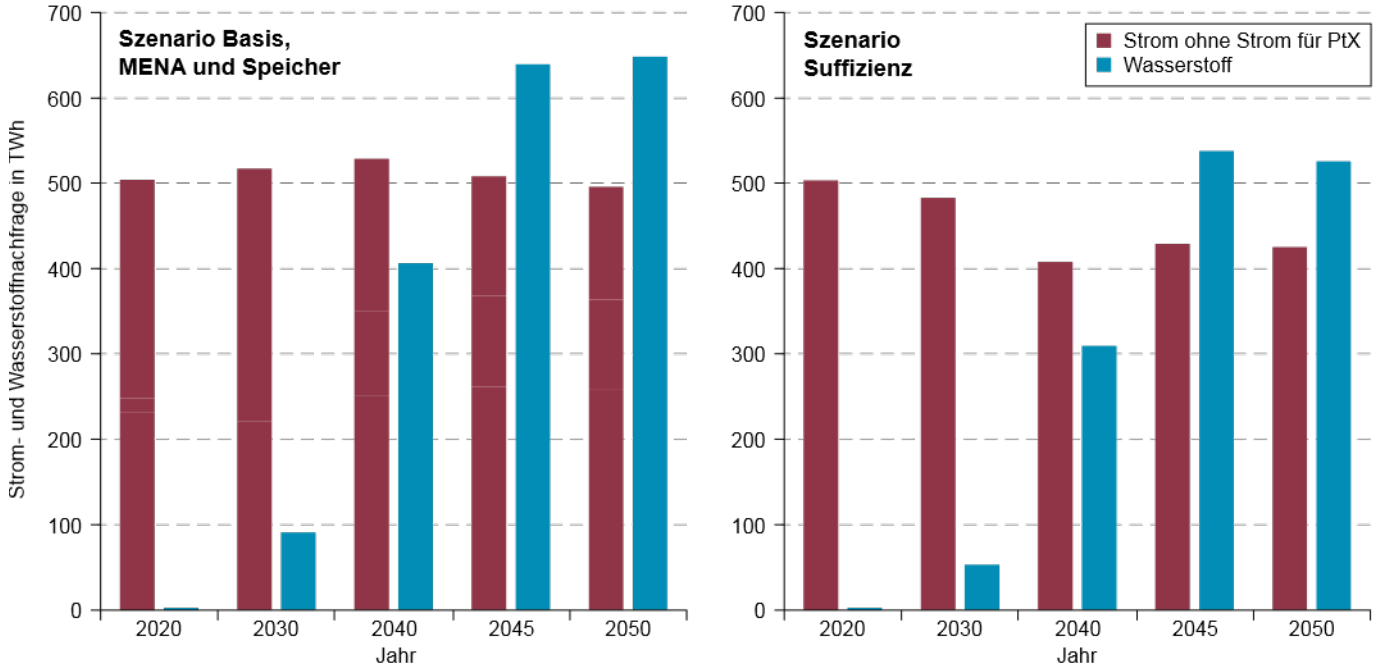


Abbildung 4.8: Strom- und Wasserstoffnachfrage in Deutschland in den verschiedenen Szenarien.

Für die Erzeugung von Heizwärme und Warmwasser in privaten Haushalten, dem GHD-Sektor und der Industrie sowie zur Bereitstellung von industrieller Prozesswärme unter 500 °C wird in keinem Szenario auf Wasserstoff, bzw. PtX-Produkte zurückgegriffen. Dies liegt an den hier verfügbaren effizienteren und kostengünstigeren Alternativen wie Wärmepumpen, Biomasse oder Fernwärme. Auch im motorisierten Individualverkehr werden direktelektrische Antriebe mit besserem Wirkungsgrad bevorzugt behandelt und PtX-Kraftstoffe nur übergangsweise genutzt. Ein geringer Anteil Wasserstoff wird zusätzlich zu den in **Abbildung 4.7** dargestellten Mengen für die Rückverstromung eingesetzt.

In den Szenarien MENA und Speicher ergeben sich nahezu dieselben PtX-Mengen und Verteilungen auf die Subsektoren, allerdings variiert hier die Herkunft des Wasserstoffs. So werden im Szenario MENA 75 TWh aus dem nichteuropäischen und 226 TWh aus dem europäischen Ausland importiert. Im Speicherszenario ergibt sich eine Importmenge von 298 TWh H_2 aus Europa. Das Suffizienzszenario weist hingegen aufgrund der Verhaltensänderungen eine geringere Nachfrage nach Wasserstoff auf. Diese liegt bei 526 TWh im Jahr 2050, wovon 43 % aus dem Ausland stammen. Die grundsätzlichen Nutzungspfade entsprechen denen des Basisszenarios in **Abbildung 4.7**.

Aus den Modellergebnissen der Nachfrageseite wird ersichtlich, dass der Einsatz von PtX für ein defossilisiertes Energiesystem unverzichtbar ist. Als weiterer Grundpfeiler der Energiewende dient neben einer Effizienz- und/oder einer Suffizienzsteigerung die verstärkte Nutzung von Strom zur Sektorenkopplung. Für diese Optionen ist eine schnelle Reduktion der THG-Emissionen im Stromsektor notwendig. Denn nur bei sehr geringen bis keinen spezifischen direkten Emissionen des Strommix weisen die Nutzung von Power-to-X und anderen Technologien zur Sektorenkopplung wie Wärmepumpen oder die Elektromobilität ökologische Vorteile gegenüber fossilen Energieträgern auf (s. Abschnitt 4.2). Aus diesem Grund wird die Stromerzeugung und dessen zukünftige Entwicklung im nächsten Abschnitt detailliert betrachtet. Für die Modellierung wurde die im SPIKE-Modell berechnete Wasserstoff- und Stromnachfrage an das Erzeugungsmodell urbs übergeben, welche in **Abbildung 4.8** zusammengefasst sind. Neben der bis zum Jahr 2045 konstant ansteigenden Wasserstoffmenge für die PtX-Prozesse ist zu erkennen, dass die Stromnachfrage in den Szenarien Basis, MENA und Speicher annähernd gleichbleibt. Dies liegt an der als steigend angenommenen Effizienz, die den vermehrten Strombedarf durch die Sektorenkopplung kompensiert. Im Suffizienzszenario hingegen ist der Stromverbrauch aufgrund der Verhaltensänderungen rückläufig. Der geringere Wasserstoffbedarf im Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 2045 resultiert ebenfalls aus Verhaltensänderungen nach dem Jahr 2045, aber auch aus Effizienzverbesserungen.

Für die elektrolytische Erzeugung der in **Abbildung 4.8** angegebenen Wasserstoffmengen und nachfolgenden PtX-Produkte sind je nach Szenario und Jahr hohe Strommengen notwendig. Eine Umrechnung der PtX-Mengen auf den hierfür verbrauchten Strom führt im Basisszenario im Jahr 2040 in etwa zu einer Verdopplung der gesamten Strommenge auf 1.030 TWh und im Jahr 2050 zu einer Steigerung um das 2,5-fache (1.268 TWh) verglichen mit dem Jahr 2020. Im Szenario Suffizienz ergeben sich 862 TWh Strom im Jahr 2040 und 1.052 TWh Strom im Jahr 2050. Da hierfür die notwendigen Stromerzeugungskapazitäten durch das erneuerbare Potenzial begrenzt sind und sie zudem zeitlich nicht immer zur Verfügung stehen, wird ein Teil des Wasserstoffs entweder zwischengespeichert oder importiert. Der hierfür notwendige Speicherbedarf sowie die Herkunft des Wasserstoffs werden neben der Stromerzeugung in Deutschland und Europa im nächsten Abschnitt näher analysiert.

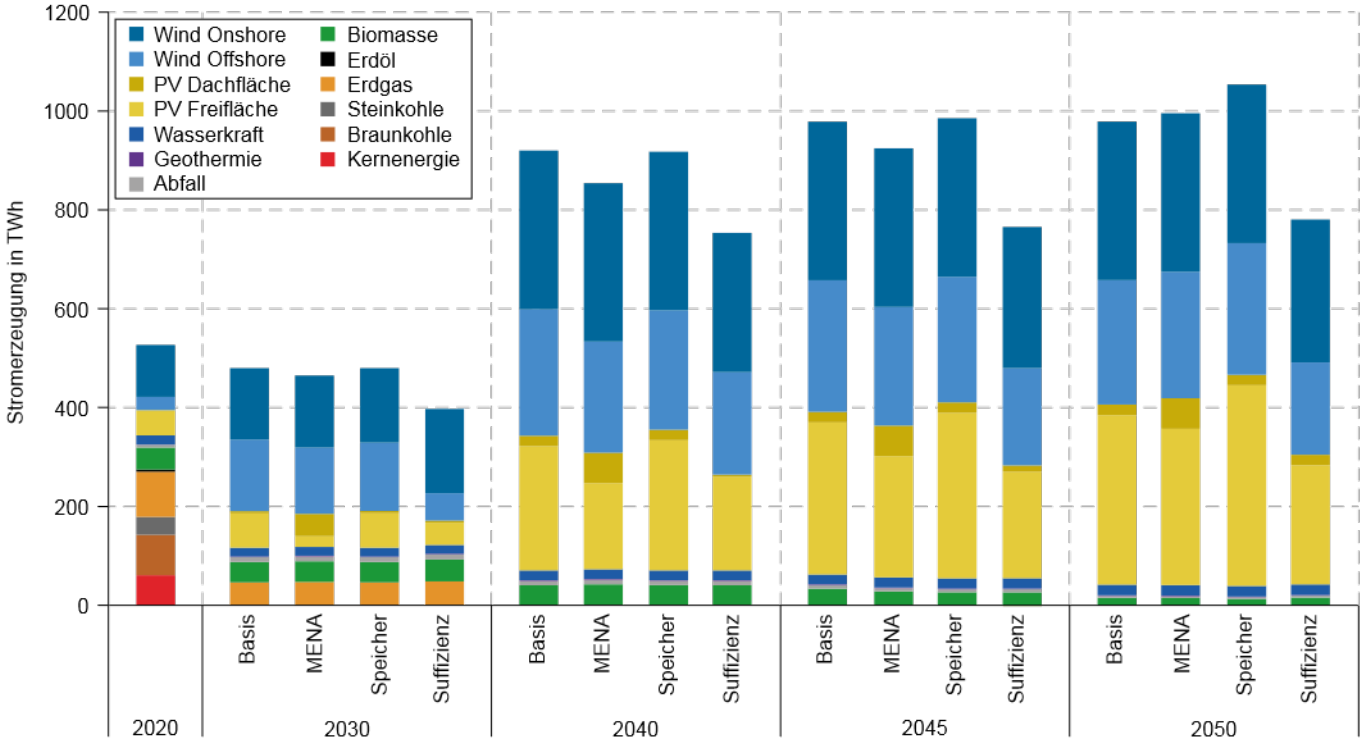


Abbildung 4.9: Stromerzeugung in Deutschland nach Szenario.

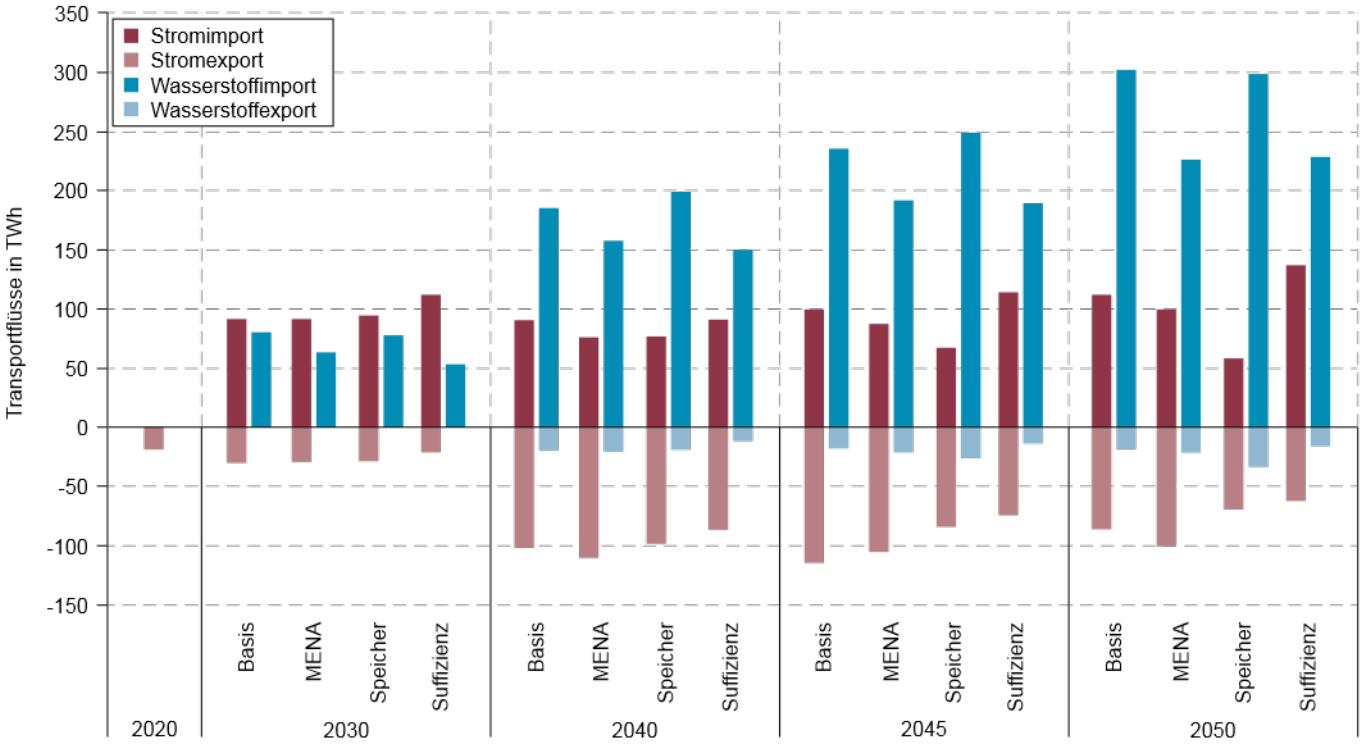


Abbildung 4.10: Nettoimport- und exportströme von Strom und Wasserstoff in Deutschland nach Szenario.

4.1.3.3 Stromerzeugung und Speicherbedarf in Deutschland und Europa

Die modellierte Stromerzeugung in Deutschland in den verschiedenen Szenarien ist in **Abbildung 4.9** zusammenfassend dargestellt. Zudem sind die korrespondierenden Importe an Strom und Wasserstoff in **Abbildung 4.10** aufgeführt. Die Nettoströme entsprechen dabei der Menge an Energie, die entweder tatsächlich in Deutschland verwendet (Nettoimporte) oder in Deutschland produziert und im Anschluss exportiert wurde (Nettoexport). Der Transport von Energie durch Deutschland ist damit in dieser Darstellung nicht enthalten. Die Initialwerte für das Jahr 2020 sind weiterhin Realdaten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) [32].

Szenarioübergreifend können aus den Abbildungen folgende Trends identifiziert werden: Bereits im Jahr 2030 nimmt aufgrund der strikten CO_2-Vorgaben die Stromerzeugung aus konventionellen Quellen stark ab. Es ergibt sich ein früher Ausstieg aus der Kohleverbrennung und eine starke Reduktion der Stromerzeugung aus Erdgas. Diese Reduktion wird teilweise durch einen Anstieg der erneuerbaren Erzeugungsanlagen (vornehmlich Offshore Windkraftanlagen) kompensiert, führt jedoch ebenso zu einem Anstieg der Importe. Dieses Verhalten zeigte sich bereits in [4] und ist damit zu begründen, dass der noch moderate Anstieg der PtX- und Stromnachfrage im Jahr 2030 durch eine parallele Ausnutzung von sehr guten Erzeugungsstandorten im europäischen Ausland abgedeckt wird. Dies bietet zunächst die günstigere Option für das Modell, wodurch die Erzeugung innerhalb Deutschlands anfangs sinkt. Im Jahr 2040 nimmt der Ausbau der erneuerbaren Anlagen und insbesondere der Photovoltaik- und Windkraftanlagen in Deutschland stark zu. Die konventionelle Erzeugung beläuft sich in diesem Jahr auf nur 0,2 TWh aus Erdgaskraftwerken. Durch den starken Anstieg der Windkraft wird das Potenzial für die Offshore-Winderzeugung bereits im Jahr 2040 nahezu vollständig ausgebaut. Außerdem zeigt sich, dass die Stromerzeugung aus Solarenergie vornehmlich in Freiflächen-Photovoltaikanlagen stattfindet und die Dachflächenanlagen nur einen geringen Anteil besitzen. Dies liegt an der günstigeren Kostenstruktur der Freiflächenanlagen gegenüber den Dachflächenanlagen Zu beachten ist allerdings, dass in der durchgeführten Modellierung Deutschland als ein Nachfrageknoten modelliert wurde und somit räumliche Vorteile durch die Nähe der Anlagen zu möglichen Verbrauchern wie Haushalten nicht berücksichtigt sind. Einzig im MENA-Szenario ergeben sich vergleichsweise hohe Investitionen in Dachflächenanlagen. Dies deutet auf eine leicht veränderte zeitliche Verfügbarkeit dieser Anlagen hin. Die Jahre 2045 und 2050 weisen eine ähnliches Erzeugungsportfolio auf, nachdem sich nur geringe Änderungen in der Nachfrage ergeben und in beiden Stützjahren von einer komplett emissionsfreien Stromerzeugung ausgegangen wird. Der zusätzliche Bedarf wird vor allem über steigende Importe gedeckt, da die noch zur Verfügung stehenden Potenziale an erneuerbaren Energien weniger ökonomisch zu erschließen sind als den Bedarf über Importe zu decken. Die Windkraft auf See wird im Basisszenario im Jahr 2050 nahezu bis an ihre Potenzialgrenzen ausgebaut (94 %), wohingegen die Windkraftanlagen an Land nur 50 % des Potenzials ausnutzen. Darüber hinaus wird das Potenzial der PV-Freiflächenanlagen zu 80 % und das der PV-Dachflächenanlagen zu 51 % beansprucht. Die in der Potenzialanalyse in den jeweiligen Stützjahren berücksichtigten Strom-Potenziale (in TWh) sind in Kapitel 3.5.2 zur Potenzialanalyse beschrieben bzw. aufgelistet.

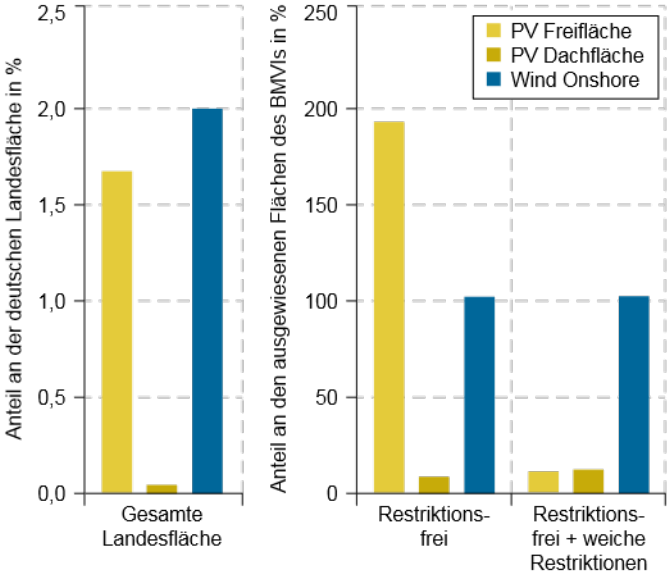


Abbildung 4.11: Anteil der Kapazitäten des Basisszenarios an ausgewiesenen Flächen in Deutschland.

Tabelle 4.2: Flächenverbrauch verschiedener erneuerbarer Kraftwerke.

Kraftwerkstyp	**Flächenverbrauch in m²/kW** [33], [34]
Solar Freifläche	22,0
Solar Dachfläche	7,5
Windkraftanlage an Land	50,5

In **Abbildung 4.11** ist der Flächenverbrauch dieser erneuerbaren Anlagen (ohne Wind auf See) für das Basisszenario aufgetragen, einmal anteilig zur deutschen Landesfläche (links) und einmal in Relation zu ausgewiesenen Flächen des BMVIs [33] mit unterschiedlichen Randbedingungen (rechts). Für die Berechnung der benötigten Fläche wurden die Annahmen bezüglich des Landverbrauchs in **Tabelle 4.2** getroffen.

Im Basisszenario benötigt die Windenergie an Land im Jahr 2050 2,0 %, die PV-Freiflächenanlagen 1,7 % der deutschen Landesfläche. Die PV-Dachflächenanlagen weisen hingegen nur einen sehr geringen Flächenverbrauch auf, da ihr Zubau nur gering ist. Die Fläche für die Windenergie wurde anhand der Ziele der Bundesregierung [35] bestimmt. Außerdem wird bei dieser Betrachtung der zusätzliche Landverbrauch durch Speicher und Übertragungsnetze unberücksichtigt gelassen.

In [33] werden verfügbare Flächen in Deutschland anhand bestehender Restriktionen und Vorgaben für die Landesfläche klassifiziert und fünf Kategorien unterschieden: Eignungsflächen, restriktionsfreie Flächen, Flächen mit weichen Restriktionen, Flächen mit starken Restriktionen sowie Tabuflächen. Diese Klassifikation erfolgt nach der Bewertung der Restriktivität der Flächenkategorien nach ihrer normativen Bindungswirkung und ist ein üblicher Ansatz in der regionalen und kommunalen Raumplanung [33]. Werden diese Ausweisungen an Flächen auf die Ergebnisse des Basisszenarios angewendet, so ergeben sich für die Kategorien „restriktionsfreie Flächen“ und „Flächen mit weichen Restriktionen“ die in **Abbildung 4.11**, rechts dargestellten Ausnutzungsgrade. In diesen Kategorien ist eine Genehmigung für EE-Anlagen möglich oder deutlich wahrscheinlicher als in den anderen Kategorien. Mit diesem Ansatz benötigen die verbauten Freiflächenanlagen im Jahr 2050 fast doppelt so viel Fläche wie in der Kategorie „restriktionsfreie Fläche“ zur Verfügung steht. Werden zu diesen Flächen die „Flächen mit weichen Restriktionen“ addiert, reduziert sich die Ausnutzung der Gesamtfläche auf 10 %. Das zeigt, dass die Auswirkungen dieses Flächenverbrauchs stark von der Vergleichsfläche abhängt und im Detail für die einzelnen Anlagen untersucht werden sollte.

Zusätzlich zu den Erzeugungsoptionen in Deutschland steht die Anbindung an das europäische Ausland (inklusive der MENA-Region im MENA-Szenario) zur Verfügung. Anhand **Abbildung 4.10** wird ersichtlich, dass die Importe die Exporte stets überschreiten. Im Jahr 2030 ist die Nachfrage noch moderat, sodass weniger Energieimporte notwendig sind. Dies ändert sich ab dem Jahr 2040. Der am stärksten importierte Energieträger ist hier Wasserstoff, wohingegen der Strom vor allem exportiert wird und nur geringe Transportflüsse an Wasserstoff ins Ausland auftreten. Auf der Stromseite gleichen sich Importe und Exporte gegenseitig an, da die fluktuierende Erzeugung der erneuerbaren Energien (und die begrenzte Transportkapazität) einen starken gegenseitigen interregionalen Stromaustausch benötigt. Durch die besseren Speicheroptionen in der Wasserstofferzeugung ist der Austausch weniger von Vorteil. Vielmehr erlaubt der Transport eine Anbindung an günstigere Erzeugungsstandorte. Veränderungen zwischen den Szenarien werden erst ab dem Jahr 2040 deutlich erkennbar. Im Szenario MENA wird ein Teil der innereuropäischen Importe durch den Transport aus der MENA Region ersetzt. Im Speicherszenario fallen die Stromimporte geringer aus, der Wasserstoffimport bleibt davon jedoch unverändert. Im Suffizienzszenario steigen die Stromimporte im Vergleich zu den anderen Szenarien an, obwohl die Nachfrage sinkt. Dies liegt daran, dass zusätzliche Investitionen innerhalb Deutschlands in diesem Szenario nur in wenigen Zeitschritten benötigt werden, wodurch der Import die wirtschaftlichere Option darstellt.

Um die Bereitstellung der Strom- und Wasserstoffimporte genauer zu analysieren, wird im Folgenden auf die Erzeugungsstruktur in ganz Europa eingegangen. **Abbildung 4.12** zeigt die im Modell betrachteten europäischen Länder, eingefärbt nach ihrem totalen Stromverbrauch (Stromnachfrage und Strom zur H_2-Produktion). Hier sind zudem sowohl die Strom- als auch die Wasserstofferzeugung sowie die Transportmengen an Energie dargestellt. Die Transportrichtung entspricht der Pfeilrichtung (rote Verbindungen bedeuten einen Stromtransport, blaue Verbindungen einen Wasserstofftransport). Es zeigt sich eine klare geographische Aufteilung der Kraftwerksanlagen. Während die südlichen Länder vornehmlich Strom aus Solarenergie erzeugen, greifen die nördlichen Staaten auf Windstandorte zurück. Standorte in Mitteleuropa haben ein ausgewogeneres Kraftwerksportfolio, jedoch dominiert meist die Windenergie. Haupterzeuger in Europa sind insbesondere Deutschland, Frankreich, Spanien, Großbritannien und Italien, also Länder, die auch die höchste Nachfrage verzeichnen. Gleiches gilt für die Wasserstoffherstellung. Besonders ausgelastete sind die Stromübertragungsleitungen von Europa an die Windstandorte in Großbritannien und Irland sowie die der Solaranlagen in Spanien. Vor allem die Verbindung zwischen Spanien und Frankreich wird stark genutzt. Die Wasserstoffübertragung ist ähnlich dazu, wobei die Weiterverteilung von Frankreich nach Deutschland noch dominanter ist.

Ein zusätzlicher Erzeugungsstandort für Wasserstoff steht im MENA-Szenario zur Verfügung. In **Abbildung 4.13** ist die daraus resultierende europäische Erzeugungsstruktur für das Jahr 2050 dargestellt. Im Vergleich zum Basisszenario zeigt sich eine Substitution der teuren Übertragung aus Großbritannien und in geringerem Maße auch in Spanien durch die Anbindung an die MENA Region und damit eine Reduktion der Erzeugung in beiden Ländern. **Abbildung 4.14** zeigt den zeitlichen Verlauf dieser Importe aus der MENA Region. Deutlich zu erkennen ist der Anstieg der Importmengen im Jahr 2040, die im Jahr 2050 wieder rückläufig werden. Demnach bieten die Überseegebiete besonders in der Übergangszeit zu einem defossilisierten Energiesystem eine vorteilhafte Alternative. Dennoch wurde die als Randbedingung festgelegte Importkapazitätsgrenze (maximal 50 % des Jahresbedarfs an Wasserstoffimport) nie vollständig ausgeschöpft. Dies lässt darauf schließen, dass auch in Europa sehr günstige Wasserstofferzeugungsstandorte vorhanden sind, die für die Versorgung zur Verfügung stehen. Zudem ist zu beachten, dass nicht alle (betriebswirtschaftlichen) Kosten berücksichtigt wurden.

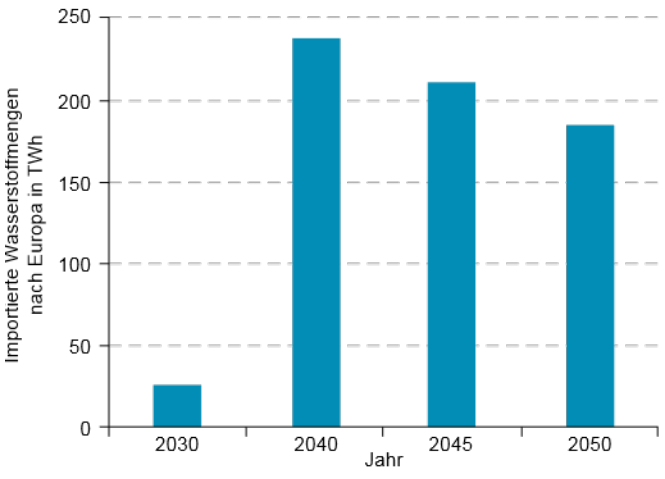


Abbildung 4.14: Entwicklung der Wasserstoffimporte aus der MENA-Region.

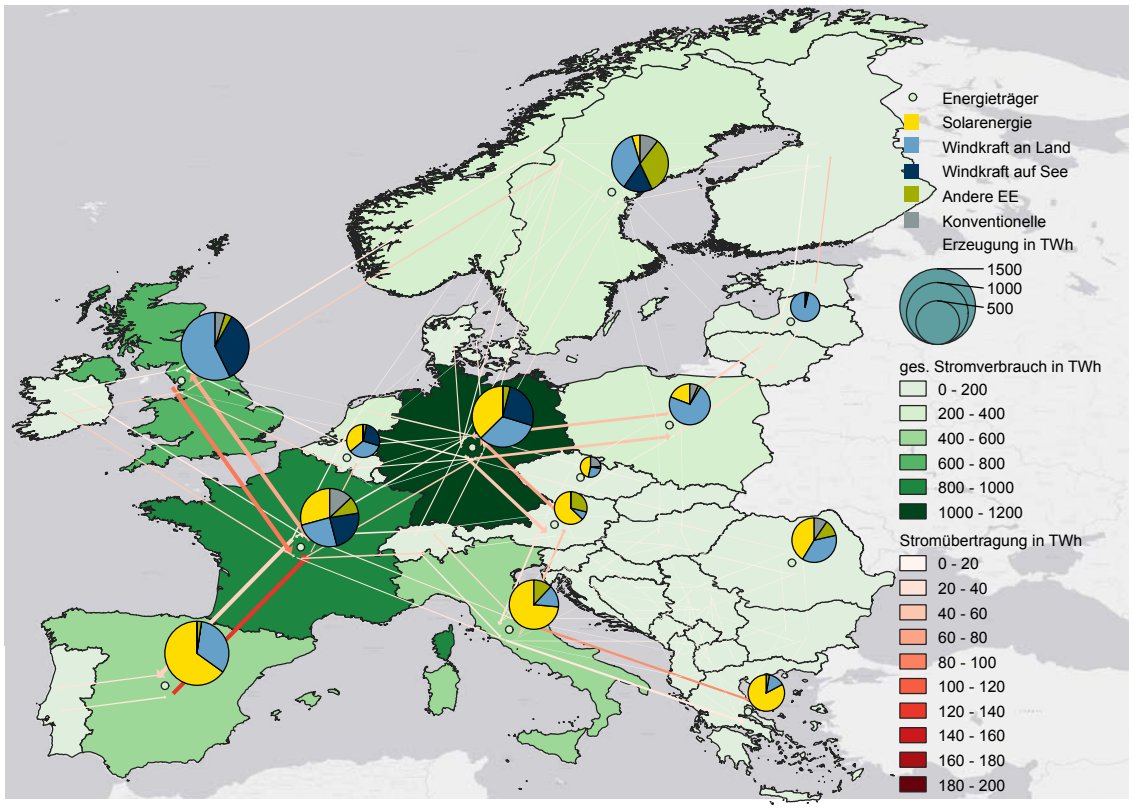
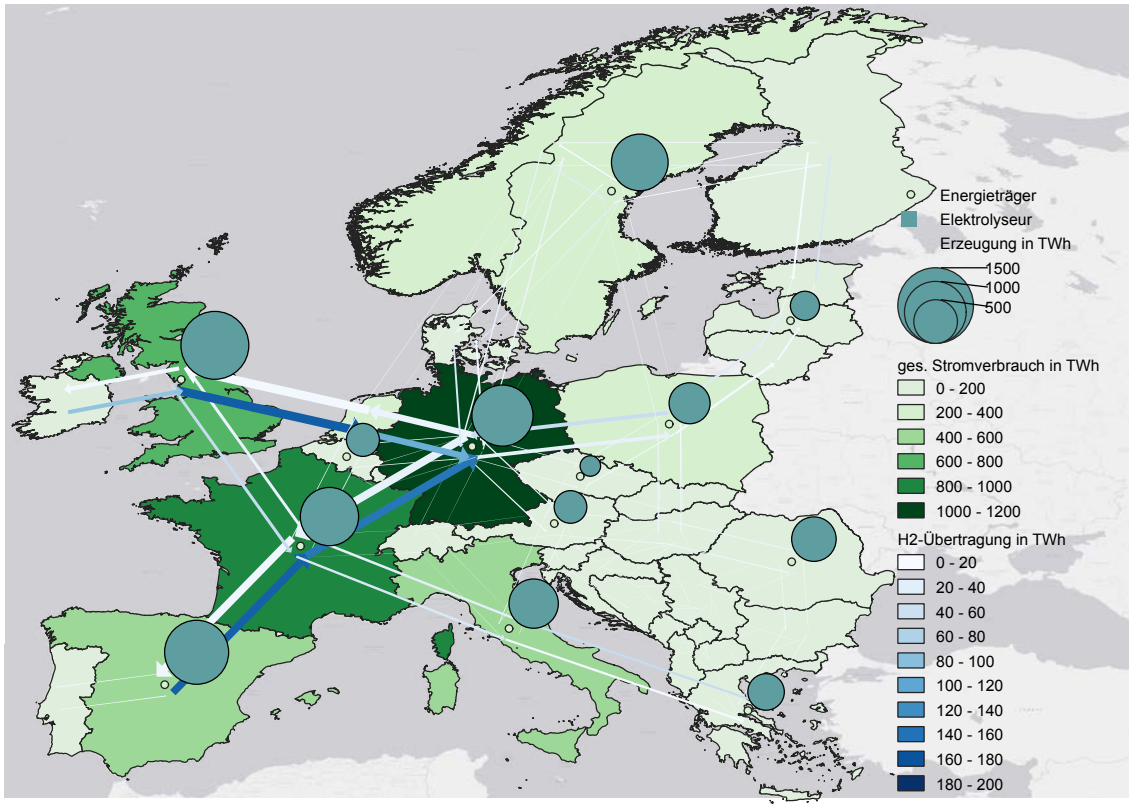


Abbildung 4.12: Erzeugung- und Verbrauchsstruktur in Europa im Basisszenario (oben: Strom; unten: H_2).



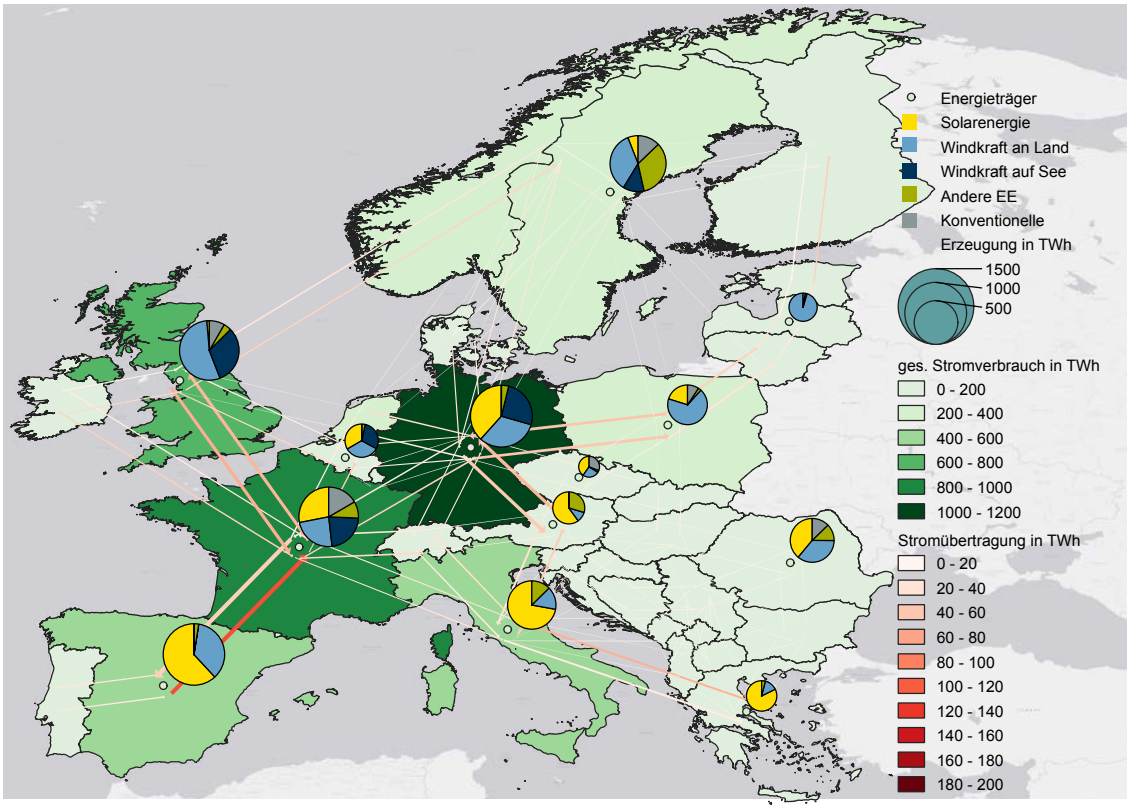
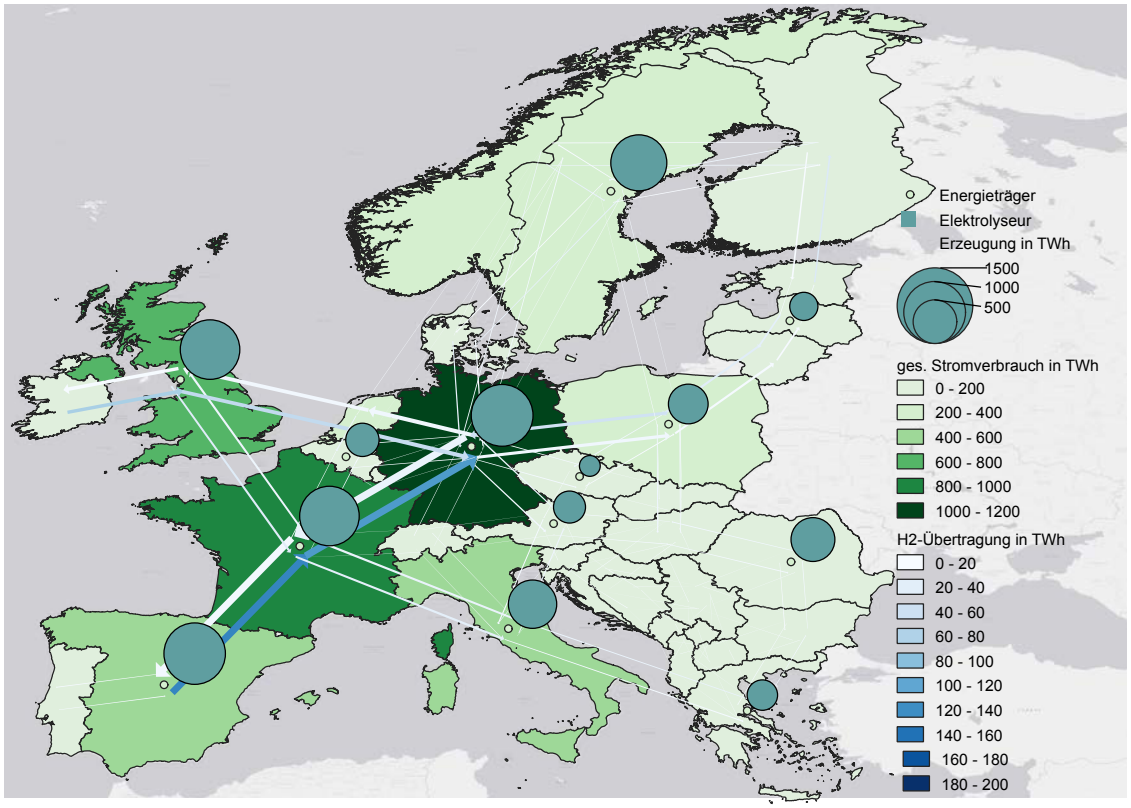


Abbildung 4.13: Erzeugung und Verbrauch in Europa im MENA-Szenario (oben: Strom; unten: H_2).



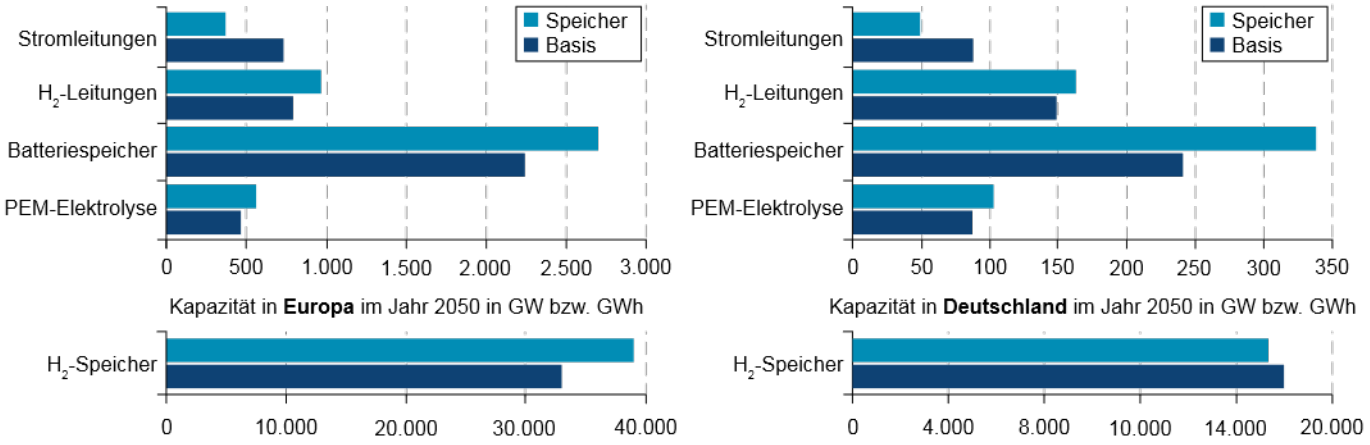


Abbildung 4.15: Ausgewählte Kapazitäten in Europa (links) und in Deutschland (rechts) im Basis- und Speicherszenario.

Im Speicherszenario wurde die Rolle der Stromtransportleitungen genauer untersucht. Durch Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren und den daraus möglicherweise resultierenden Umplanungen ist mit höheren Transportkosten oder sogar mit einer Kapazitätslimitierung zu rechnen. Wenn der Ausbau von Stromübertragungstechnologien beschränkt wird, resultiert das in steigenden Kapazitätsbedarfen für Elektrolyseure, Batterie- und Salzkavernenspeicher sowie für Wasserstoffpipelines. **Abbildung 4.15** stellt diese Veränderungen einmal für Europa (links) und einmal für Deutschland (rechts) dar. Den größten (absoluten) Anstieg haben Salzkavernenspeicher zu verzeichnen, deren Kapazität in Europa sich um rund 6 TWh erhöht. Doch auch Batteriespeicher erfahren einen Anstieg um 20 % in Europa und um 40 % in Deutschland. Ebenso steigen die benötigten Elektrolyse- und Wasserstoffpipelinekapazitäten um 20 % an. Die strikten Einschränkungen der Transportkapazitäten werden demnach durch eine Umwidmung zu Speicherkapazitäten kompensiert. Dies erfordert jedoch eine höhere Elektrolyseleistung. Hier besteht eine stärkere Abhängigkeit zwischen Batterie- und Elektrolyseleistung, um die zu Verfügung stehende und zeitlich fluktuierende Stromerzeugung zu verwenden. Diese kann nun entweder zeitlich geglättet werden (mehr Batteriespeicherleistung) oder die Abnahme wird in Zeiten von hoher Erzeugung erhöht (größerer Elektrolyseur). Das hat ebenso Einfluss auf die Auslastung des Elektrolyseurs, dessen Volllaststunden auf 4.000 h sinken. Im Vergleich dazu liegen diese im Basisszenario bei 4.500 h.

Im Suffizienzszenario zeigen sich mögliche KapazitätseinsparPotenziale in der Stromerzeugung durch eine Reduktion des Verbrauchs. Besonders bei den Kapazitäten der Batteriespeicher und Freiflächenanlagen auf europäischer und deutscher Ebene ergeben sich Unterschiede im Vergleich zum Basisszenario (s. **Abbildung 4.16)**. So kann durch die geringere Nachfrage in Deutschland die Kapazität von PV-Freiflächenanlagen um ein Drittel reduziert werden. Damit einhergehend reduziert sich auch die benötigte Batteriespeicherkapazität um nahezu 50 %. Ebenso wird etwas weniger in Windkraftanlagen und Elektrolyseure investiert. In Europa zeigt sich ein ähnliches Bild, wobei die Einsparungen nicht so deutlich erkennbar sind wie in Deutschland, da besonders hier der Wasserstoffbedarf einen großen Teil der Nachfrage ausmacht.

Das Energiemodell liefert neben der Ausgestaltung des Energiesystems auch die korrespondierenden Grenzkosten, also die Kosten, die eine zusätzliche Einheit an Nachfrage kostet. Bei der verwendeten Ausbauplanung sind diese Kosten die Stromgestehungs-, bzw. Wasserstoffgestehungskosten im Sinne des Gesamtsystems. **Abbildung 4.17** zeigt diese Kosten für jedes Stützjahr. Zum Vergleich ist für das Jahr 2020 der mittlere Großhandelsstrompreis aufgetragen. Durch das bestehende Marktmodell nehmen Stromerzeuger allein mit ihren variablen Kosten am Strommarkt teil, die Investitions- oder fixen Betriebskosten werden nicht berücksichtigt und müssen über die Zusatzerlöse am Strommarkt gedeckt werden (Energy-Only-Markt). Mit der Transformation des Energiesystems wächst der Anteil der Marktteilnehmer, die variable Kosten nahe null

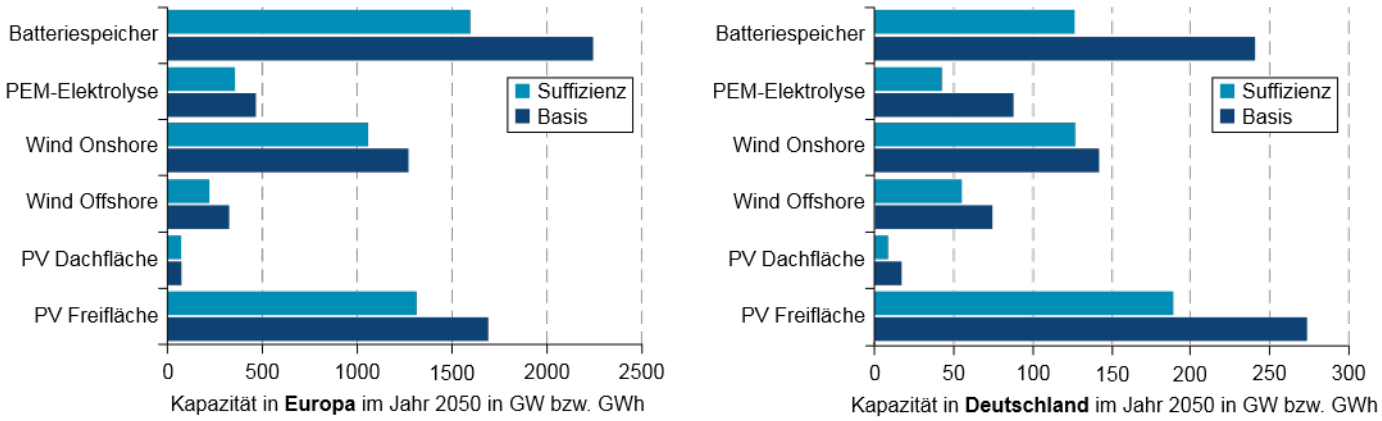


Abbildung 4.16: Ausgewählte installierte Kapazitäten in Europa (links) und Deutschland (rechts) im Basis- und Suffizienzszenario.

aufweisen. Dies sind beispielsweise erneuerbare Energien ohne Brennstoffkosten, wie Solar- oder Windkraftanlagen. Somit stellt sich die Frage, wie diese Anlagen in Zukunft den Marktpreis bestimmen sollen und wie sie ihre Investitionskosten decken können. Nachdem eine Prognose der Marktentwicklung und eine mögliche Ausgestaltung dessen den Rahmen dieser Roadmap übersteigt, wird hier nur die Diskrepanz zwischen der momentanen Marktpreisbildung und der notwendigen mittleren Strom- und Wasserstoffkosten aufgezeigt (welche eine komplette Deckung der anfallenden Erzeugungskosten beinhalten). Es zeigt sich ein starker Anstieg des Strompreises im Jahr 2030, welcher in den Folgejahren wieder abnimmt. Dies liegt daran, dass die Investitionskosten von erneuerbaren Anlagen deutlich sinken und die Auslastung durch die zusätzlichen Speicher und Übertragungsnetze erhöht wird. Trotz der Reduktion des Strompreises nach dem Jahr 2030 liegt dieser immer noch deutlich über dem mittleren Großhandelsstrompreis im Jahr 2020. Dies kann hauptsächlich mit den aufgeführten Unterschieden der Marktpreisbildung begründet werden.

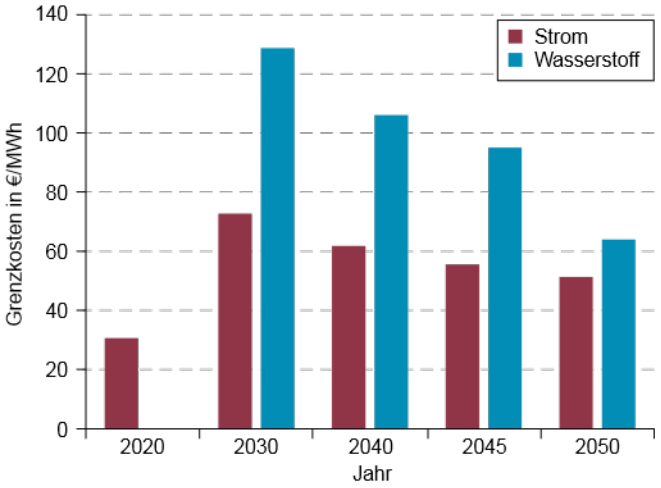


Abbildung 4.17: Grenzkostenentwicklung im Basisszenario.

Die in diesem Kapitel aufgeführten Ergebnisse der Energiesystemmodellierung und insbesondere der Stromerzeugung werden in vielen weiteren Kapiteln der Roadmap als übergeordnete Größen genutzt. So fließen sowohl die Strompreise als auch die Zusammensetzung des Strommix in die ökologische und ökonomische Bewertung ein. Der Strommix stellt sich dabei als Haupteinflussfaktor dieser Analysen heraus, wie im nächsten Abschnitt erläutert wird.

4.2 Strom als Haupteinflussfaktor für die ökologischen und ökonomischen Bewertungen

Im Kopernikus P2X Projekt werden einzelne Wertschöpfungsketten als Blickpunkte hervorgehoben. Diese P2X-Wertschöpfungsketten werden in den Kapiteln 5 bis 8 detailliert ökologisch und ökonomisch bewertet. Für die Bewertungen wird eine zukünftige Entwicklung des Stromsektors basierend auf dem „Basisszenario" der übergreifenden Energiesystemmodellierung berücksichtigt (vgl. Kapitel 4.1). Aufgrund der stets hohen Abhängigkeit zwischen PtX-Technologien und dem Stromsektor [4], werden im Folgenden die Umweltwirkungen der Stromerzeugung und die Kosten der Stromerzeugung vorgestellt.

4.2.1 Umweltauswirkungen der Stromerzeugung

*Autor*innen: Lara Meuleneers, Sarah Deutz, Niklas von der Aßen*

Im Stromsektor haben Technologien zur Nutzung von erneuerbaren Energien vor ein bis zwei Jahrzehnten die technologische Reife erreicht und hatten im Jahr 2020 mit 45,2 % einen hohen Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland [36]. In anderen Sektoren, wie der Chemieindustrie und dem Transportsektor, gestaltet sich die Substitution von konventionellen Technologien deutlich schwieriger. In diesen Sektoren können PtX-Technologien in Verbindung mit einem CO_2-armen Stromsektor THG-ReduktionsPotenziale bieten. Die Bewertung von PtX-Technologien weist stets eine hohe Abhängigkeit vom zugrundeliegenden Strommix auf [4], weshalb die mit dem Strommix verbundenen Umweltwirkungen im Folgenden detailliert betrachtet werden. Um die fortschreitende Defossilisierung des Stromsektors zu berücksichtigen, werden die P2X-Wertschöpfungsketten jeweils für die Szenarien „heute", 2030 und 2050 analysiert. Die Zusammensetzung des Strommixes entsprechend der verschiedenen Erzeugungstechnologien basiert auf den jeweiligen Ergebnissen der übergreifenden Energiesystemmodellierung (s. Technischer Anhang, Kapitel Energiesystemmodellierung).

Abbildung 4.18 zeigt die Entwicklung der THG-Emissionen der Stromerzeugung der Bezugsjahre „heute" bis 2050 basierend auf der Technologiezusammensetzung aus der übergeordneten Energiesystemmodellierung, umgesetzt mittels Daten aus der LCA-Datenbank Ecoinvent 3.6. Hierbei sind sowohl die direkten Emissionen während der Nutzungsphase (z. B. CO_2-Emissionen aus dem Schornstein eines Kohlekraftwerkes) als auch die indirekten Emissionen, die z. B. durch die Infrastruktur anfallen (z. B. Herstellung/Entsorgung einer PV-Zelle), berücksichtigt. Die Aufwendungen für Bau und Konstruktion der Infrastruktur werden als konstant angenommen. Die Stromimporte werden für relevante Erzeugungstechnologien anhand der Technologie der Importnationen berücksichtigt, aus denen der Strom jeweils importiert wird (siehe Kapitel 4.1). Die länderspezifisch modellierten Importe sind beispielsweise Photovoltaik auf Dachflächen und onshore Windstromerzeugung.

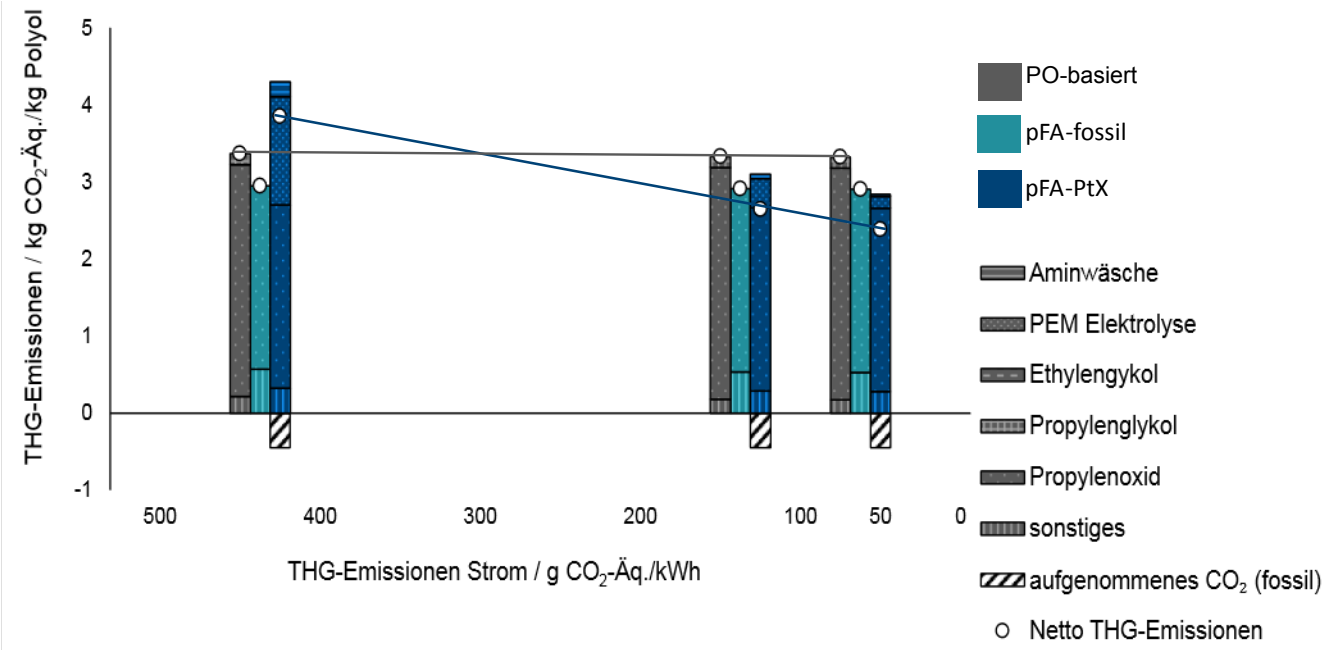


Abbildung 4.18: Entwicklung der lebenszyklusbezogenen THG-Emissionen der Stromerzeugung bezogen auf 1 kWh elektrisch inklusive Umwandlungs- und Transmissionsverluste.

Die THG-Emissionen des Strommixes mit heutiger Technologiezusammensetzung der Erzeugungstechnologien (Hinweis: Szenario „heute", s. Kapitel 4.1) betragen 424 g CO_2-Äq./kWh und werden durch die Anteile der Braun- und Steinkohleverstromung sowie Gaskraftwerke dominiert (siehe **Abbildung 4.18**). Bei dem in den Szenarien 2030, 2045 und 2050 jeweils angenommenen Technologieumschwung reduzieren sich die THG-Emissionen im Vergleich zum Referenzjahr „heute" sukzessive. Im Stützjahr 2030 betragen sie noch 123 g CO_2-Äq./kWh, in 2045 61 g CO_2-Äq./kWh und im Zieljahr 2050 lediglich 55 g CO_2-Äq./kWh. In letzterem werden die THG-Emissionen fast ausschließlich durch die indirekten Emissionen erneuerbarer Stromerzeugertechnologien verursacht, insbesondere durch die Herstellung von Photovoltaik-Zellen. Die Aufwendungen für Bau und Konstruktion der erneuerbaren Energien Anlagen sind über den gesamten Betrachtungszeitraum als konstant angenommen.

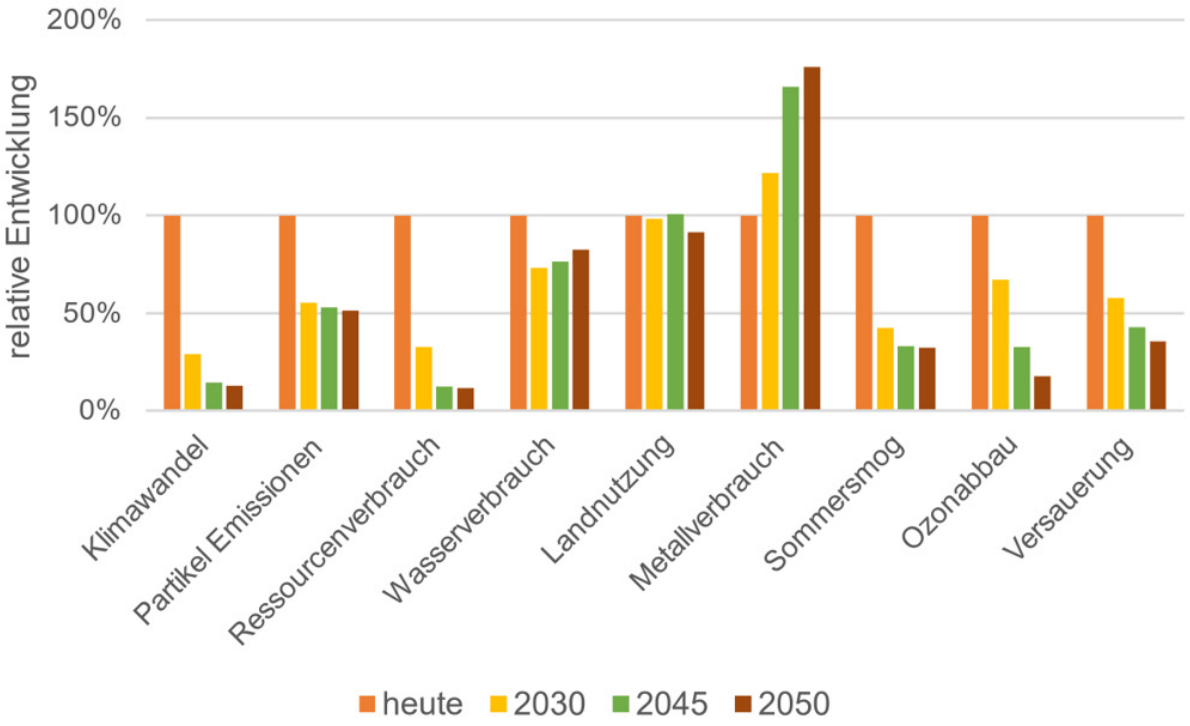


Abbildung 4.19: Relative Entwicklung der Umweltauswirkungen der Stromerzeugung bezogen auf 1 kWh elektrisch inklusive Umwandlungs- und Transmissionsverluste.

Abbildung 4.19 zeigt die relative Entwicklung der Auswirkungen pro kWh Strom in allen Umweltwirkungskategorien. Der Umschwung auf erneuerbare Energien erzielt in fast allen Kategorien geringere Umweltwirkungen mit Ausnahme des Metallverbrauchs und der Landnutzung. Während sich die THG-Emissionen für 2050 auf 15 % ihres heutigen Ausstoßes reduzieren, so reduzieren sich die anderen Umweltwirkungskategorien auf 14 % bis 92 % ihrer heutigen Auswirkung. Dahingegen steigt der Metallverbrauch pro kWh Strom in 2050 auf 156 % des heutigen Verbrauchs. Dies ist auf den massiven Ausbau von Windrädern und Photovoltaik-Anlagen zurückzuführen. Zusammen verursachen Windkraft und Photovoltaik über 61 % des Metallverbrauchs während sie zu 73 % der Stromerzeugung beitragen. Der restliche Metallverbrauch ist auf die Infrastruktur zur Netzübertragung zurückzuführen. Für die Umweltwirkungskategorie Landnutzung ist deutlich zu erkennen, dass es keine relevante Verringerung dieser Umweltwirkungskategorie in den Zukunftsszenarien gibt. Hier bleibt die Landnutzung nahezu konstant auf dem Niveau des heutigen Verbrauchs (zwischen 92 % und 100 % des heutigen Verbrauchs), wobei dies hauptsächlich durch die Stromerzeugungstechnologien Photovoltaik auf Freiflächen und Windkraft zurückzuführen ist.

INFOBOX 4.1
LESEHILFE ZU DEN LCA-GRAPHIKEN

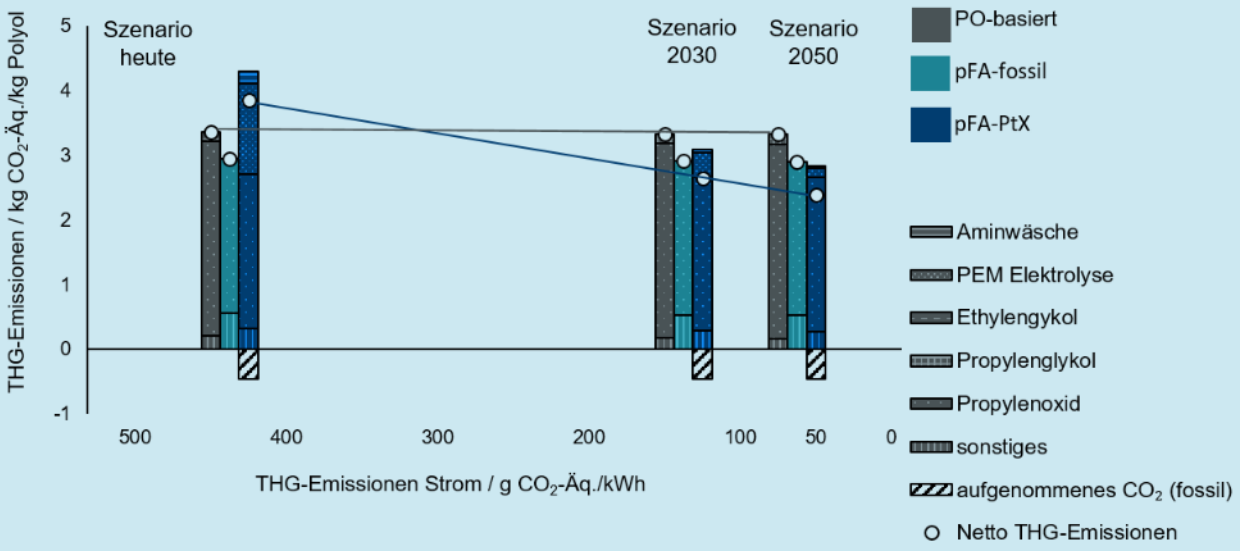


Abbildung 4.20: Entwicklung der THG-Emissionen einer beispielhaften Wertschöpfungskette in Abhängigkeit der THG-Emissionen der Stromerzeugung.
pFA-PtX: PtX Polyol-Herstellung über Paraformaldehyd.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die PtX-Wertschöpfungsketten ökologisch bewertet. Aufgrund der inhärent hohen Abhängigkeit vom Stromsektor werden die Ergebnisse als Funktion der THG-Intensität des Stroms dargestellt. Die Darstellungsweise wird hier am Beispiel der Polyole eingeführt.

In **Abbildung 4.20** sind die THG-Emissionen der Wertschöpfungskette (y-Achse) in Abhängigkeit der THG-Intensität des Stroms (x-Achse) gezeigt. Die Ergebnisse sind in Gruppen des jeweiligen Szenarios eingeteilt und in der Grafik an der Stelle der THG-Emissionen des Strommixes des jeweiligen Bezugsjahres abgebildet. Dies entspricht den THG-Emissionen des zugrundeliegenden Strommixes zwischen 424 g CO_2-Äq./kWh für das Szenario „heute" und 55 g CO_2-Äq./kWh für das Szenario 2050. Die Grundfarbe der Säule gibt die jeweilige Wertschöpfungskette an. Die Schraffur zeigt, welcher Prozessschritt bzw. welches Ausgangsstoff die THG-Emissionen verursacht. Das ursprünglich fossile, bei der Produktion des PtX-Produktes aufgenommene CO_2 wird hier durch einen schwarzweiß schraffierten negativen Balken dargestellt. Atmosphärisches CO_2, das mittels Direct Air Capture gewonnen wird und in die PtX-Wertschöpfungskette eingeht, wird mit einem weißen negativen Balken dargestellt (**s. Abbildung 4.20**). Die resultierenden Netto THG-Emissionen aus allen positiven und negativen Beiträgen werden anhand des weißen Punktes gezeigt.

Die Referenzlinien stellen die Entwicklung in Abhängigkeit der THG-Intensität des Stromes dar. Der Schnittpunkt der beiden Referenzlinien zeigt deutlich, dass die PtX-Technologie ab einer THG-Intensität des Stromes von unter circa 300 g CO_2-Äq./kWh im Vergleich zu der Referenztechnologie vorteilhafter ist. Dieser Punkt kann als ökologischer Break-Even Punkt bezeichnet werden. Der Punkt markiert, wie weit der Stromsektor defossilisiert werden muss, damit die untersuchte PtX-Technologie eine THG-Emissionsreduktion im Vergleich zu den herkömmlichen Referenzprozessen erreicht.

4.2.2 Kosten der Stromerzeugung

Autorin: Kerstin Wiesner-Fleischer

Einen großen Einfluss auf die Kosten der neuen PtX-Verfahren haben die Stromkosten. Aufgrund hoher Investitionskosten in erneuerbare Energien werden diese in Deutschland gemäß dem Szenario des Energiemodells weiter ansteigen (vgl. Kapitel 4.1.3.3). Für das Jahr 2030 ist mit einem starken Anstieg im Vergleich zum mittleren Großhandelsstrompreis von 2020 zu rechnen, in den Folgejahren sinkt der Strompreis wieder, bleibt aber dauerhaft höher als zum heutigen Zeitpunkt.

CO_2-Vermeidung ist naturgemäß mit Kosten verbunden, weshalb die Einführung von neuen PtX-Produktionsverfahren im direkten Vergleich mit Verfahren mit fossilen Rohstoffen wirtschaftlich schwierig ist. Die fossilen Verfahren haben versteckte Kosten, die bei einer rein betriebswirtschaftlichen Betrachtung nicht transparent werden. Die rein betriebswirtschaftliche Perspektive greift daher zu kurz und eine gesamtwirtschaftliche Perspektive ist gefordert.

4.2.3 Auswirkungen des neuen KSG 2021 auf die Modellierungen und den dargestellten Stützjahren

*Autor*innen: Kerstin Wiesner-Fleischer, Julia Gawlick, Franz Bauer*

Das novellierte Klimaschutzgesetz fordert sowohl im gesamten Energiesystem als auch in den einzelnen Nachfragesektoren eine drastische Reduktion der Treibhausgase und eine Klimaneutralität im Stützjahr 2045. Dies hat im Wesentlichen zwei Auswirkungen im Energiesystem zur Folge: Erstens erfolgt ein im Vergleich zur Roadmap 3.0 rascherer Ausbau der erneuerbaren Energien und der PtX-Technologien und damit ein schnellerer Rückgang fossiler Energieträger und Rohstoffe. Das zeigt sich beispielsweise im Stromsektor. Hier wurden in der Roadmap 3.0 im Jahr 2040 noch 30 TWh Erdgas eingesetzt. Diese Menge reduziert sich mit dem neuen KSG 2021 auf 0,2 TWh. Zweitens verschieben sich die Ergebnisse des Jahres 2050 der Roadmap 3.0 auf das Jahr 2045 der vorliegenden Arbeit und bleiben dann in etwa auf diesem Niveau bis zum Jahr 2050. Dies ist anhand der PtX-Mengen in **Abbildung 4.6** gut erkennbar. Auch im europäischen Stromsystem ist die Transformation im Jahr 2045 bereits so weit fortgeschritten, dass sich ein ähnliches Kraftwerksportfolio wie im Jahr 2050 einstellt. Da auf europäischer Ebene weiterhin das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2050 angenommen wird, sind hier aber teilweise noch Erdgaskraftwerke im Stromsystem vorhanden. Die aktualisierten deutschen Klimaziele haben hier allerdings einen geringeren Einfluss als die Höhe des CO_2-Preises, durch den sich Investitionen in erneuerbare Kraftwerke schon früh lohnen.

Die Einführung des neuen Stützjahres 2045, in dem nach dem KSG 2021 Deutschland eine Klimaneutralität anstrebt, hat aus Sicht der LCA und TÖA für die Bewertung der P2X-Wertschöpfungsketten keinen direkten Einfluss. In Bezug auf den Stand der technologischen Weiterentwicklung dieser Prozesse lassen sich für 2045 und 2050 aus heutiger Sicht keine signifikanten Unterschiede angeben. Da sich auch in Hinblick auf die Stromkosten für die Jahre 2045 und 2050 nur geringfügige Unterschiede ergeben (vgl. **Abbildung 4.17**) wird daher auf eine Darstellung von Ergebnissen der LCA und TÖA für das Jahr 2045 verzichtet.

4.3 Die CO_2-Quelle als weiterer Einflussfaktor auf die ökonomischen/ ökologischen Bewertungen

4.3.1 Punktquelle Zementwerk – CO_2-Abscheidung durch Aminwäsche

*Autor*innen: Marian Rosental, Jana Späthe, Lara Meuleneers, Sarah Deutz, Thomas Fröhlich*

GRUNDLEGENDE ASPEKTE

Nachdem in der Roadmap 3.0 [4] die Abscheidung von CO_2 aus der Luft mittels Direct Air Capture (DAC) betrachtet wurde, wird in dieser Roadmap 4.0 eine weitere CO_2-Quelle als Rohstoffquelle für einige Wertschöpfungsketten untersucht. Zementwerke, deren Prozessemissionen nur mittels langfristiger Speicherung reduziert werden können, spielen hierbei eine wichtige Rolle und wurden deshalb exemplarisch ausgewählt.

Die Abscheidung von CO_2 aus konzentrierten Punktquellen durch Aminwäsche ist eine in der Industrie etablierte Technik mit hohem Reifegrad. Durch die hohe CO_2-Konzentration im Abgas sind Punktquellen und insb. Zementwerke bezogen auf den Energiebedarf klar vorteilhaft gegenüber der Abscheidung aus der Luft. Dem System kommt dabei zugute, dass die Abscheidung von CO_2 aus konzentrierten Quellen deutlich weniger Energie benötigt als eine Abscheidung aus der Luft mittels DAC [37].

Solange für die Prozessemissionen in der Zementherstellung also keine geeigneten Speichermöglichkeiten (z. B. durch CCS) zur Verfügung stehen, kann es also von Vorteil sein diese Emissionen stofflich zu nutzen und somit die weitere Förderung fossiler Rohstoffe wie Öl und Gas zu reduzieren bzw. substituieren.

Dennoch ist das mittels Aminwäsche aus der Kalzinierung abgeschiedene und im PtX-Produkt eingebaute CO_2 fossilen Ursprungs und führt am Lebensende des PtX-Produktes zu einer entsprechenden Emission von CO_2. Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität ist deshalb eine langfristige Speicherung (CCS) der Emissionen aus fossilen Punktquellen und die Nutzung von atmosphärischem bzw. kurzfristig gebundenem biogenen CO_2 in PtX-Produkten nötig. Die hier skizzierte stoffliche Nutzung von fossilem CO_2 ohne langfristige Speicherung sollte der Entwicklung langfristiger Speicherinfrastruktur für die Zementindustrie nicht im Wege stehen und in dieser Anwendung nur als Übergangslösung verstanden werden. Allgemeine Empfehlungen und Kriterien für die Auswahl und Bewertungen von CO_2 aus verschiedenen Quellen wurden am ifeu entwickelt und bspw. als Kriterienkatalog für die Zertifizierung von PtL-Kraftstoffen im Flugverkehr veröffentlicht [38].

ZEMENTHERSTELLUNG, EMISSIONEN UND CO_2-ABSCHEIDUNG

Die Zementherstellung erfolgt in der Regel in vier Schritten. Zunächst werden die Rohstoffe (Kalk, Tonerde, etc.) gesammelt, transportiert, gemahlen und vermischt (1). Diese Mischung wird bei 850 °C kalziniert, wobei der Kalkstein ($CaCO_3$) zu Kalziumoxid (CaO) reagiert und CO_2 freisetzt (2). Durch Sintern bei 1.450 °C entsteht Klinker (3), welcher durch weitere Schritte und mischen mit Gips zum herkömmlichen Portland Zement verarbeitet wird (4) [39]. Ein Prozessschema ist in **Abbildung 4.21** dargestellt.

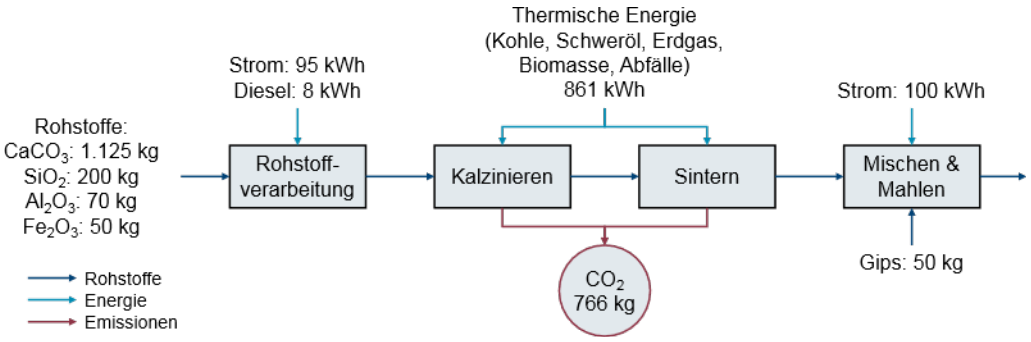


Abbildung 4.21: Vereinfachtes Prozessschema der Zementherstellung. Rohstoff- und Energiebedarfe sowie CO_2-Emissionen für die Herstellung von 1.000 kg Zement.

CO_2 wird im Prozess auf zwei Wegen freigesetzt: Zum einen durch den Einsatz von (fossilen) Brennstoffen und zum anderen durch Kalzinieren und Sintern von Kalkstein. Bei der Produktion einer Tonne Zement werden insgesamt 766 kg CO_2 durch diese Prozesse emittiert, das entspricht 90 % der gesamten Prozessemissionen. Die restlichen 10 % der indirekten Emissionen entstehen durch die Bereitstellung von Strom und den Transport der Materialien und können nicht abgeschieden werden [39]. Das Abgas der Zementherstellung hat eine CO_2-Konzentration von 14 – 33 Vol.-% [40].

In der Aminwäsche wird dieses CO_2 durch ein geeignetes Sorbens, z. B. Monoethanolamin, aus dem Abgas abgetrennt. CO_2 löst sich in der Waschlösung und bildet mit dem Amin ein sogenanntes Carbamat, welches durch die Zufuhr thermischer Energie wieder in das Amin und CO_2 zerfällt. Die Abscheiderate einer konventionellen Aminwäsche mit einer 30%igen Monoethanolamin-Lösung liegt bei ca. 90 % [41], [42]; bei einer Konzentration von 20 Vol.-% CO_2 im Abgas liegt der Energiebedarf für die Abscheidung bei rund 3,2 MJ/kg CO_2 [37]. Weitere Parameter der Aminwäsche sind im Technischen Anhang aufgeführt.

METHODISCHE HERANGEHENSWEISE UND IMPLIKATIONEN

An dieser Stelle sei angemerkt, dass eine ausführliche Diskussion der methodischen Herangehensweise für die CO_2-Bewertung und -Allokation bereits in Kapitel 3.2.3 der Roadmap 2.0 stattgefunden hat [3]. Diese Diskussion wird hier nicht erneut aufgenommen, sondern nur die wichtigsten Aspekte und Implikationen beschrieben, die einen Einfluss auf die Bewertung und Interpretation der Ergebnisse der LCAs in dieser Roadmap haben.

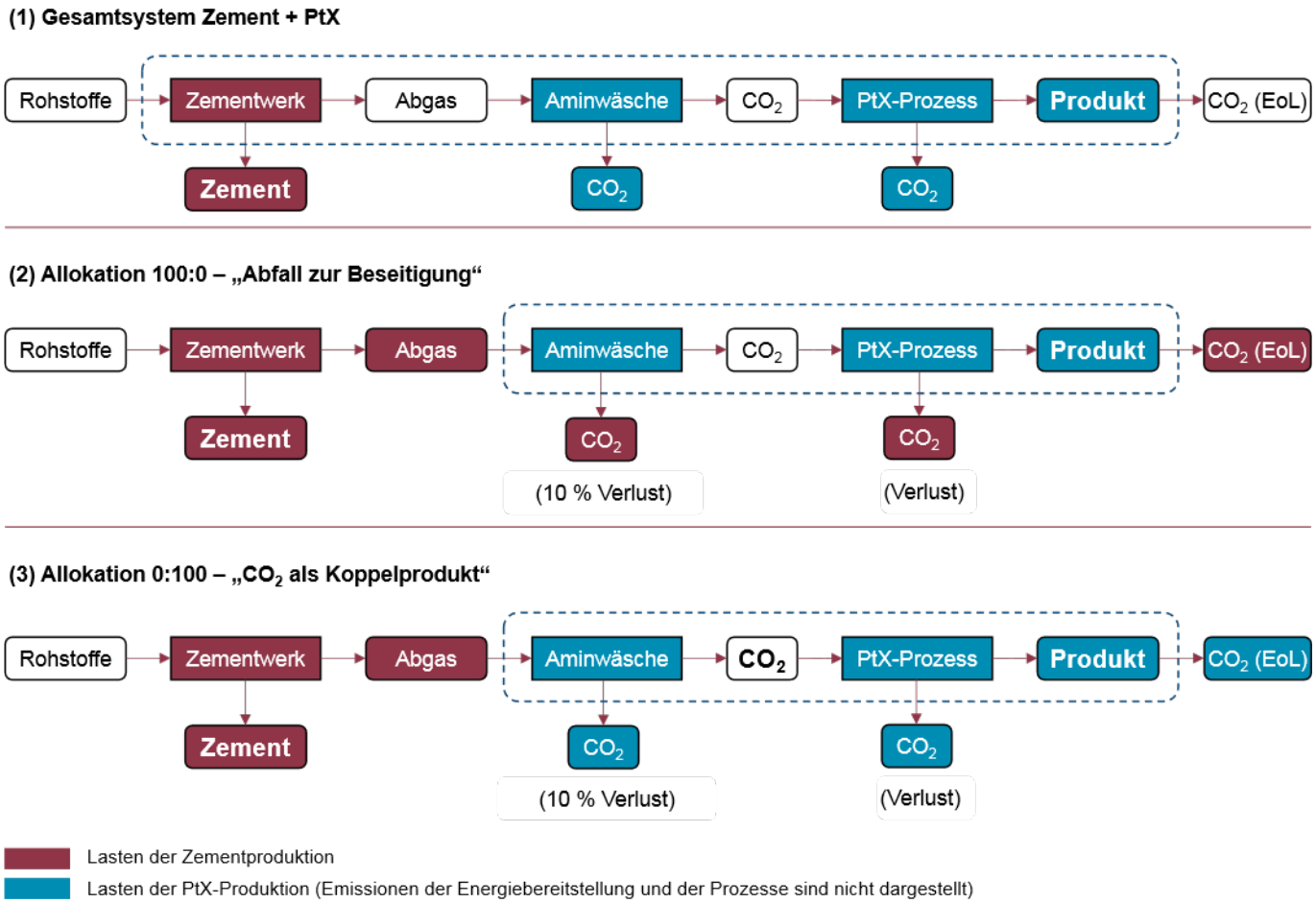


Abbildung 4.22: Vereinfachtes Prozessschema der PtX-Herstellung mit CO_2 aus Zement und verschiedenen methodischen Ansätzen: (1) Systemraumerweiterung, (2) 100:0 Allokation, (3) 0:100 Allokation. Wertprodukte sind fettgedruckt. Stoffliche CO_2-Verluste entlang der PtX-Wertschöpfungskette werden je nach Allokationsmethode den unterschiedlichen Produktsystemen angelastet.

EoL: End of Life.

Die prinzipielle Herausforderung besteht darin, dass zwei unterschiedliche Produktsysteme und ihre Prozesse miteinander gekoppelt werden, indem das Abfallprodukt CO_2 aus der Zementherstellung nun als Rohstoff für das PtX-System dient. Durch eine Systemraumerweiterung (**Abbildung 4.22**) wird dieses gekoppelte Produktsystem gemeinsam betrachtet und CO_2-Emissionen müssen nicht zwischen den Prozessen aufgeteilt werden. Da in diesem Vorhaben jedoch nur einzelne PtX-Produkte ökologisch bewertet werden sollen, ist dieses Vorgehen hier nicht zielführend; eine Unterteilung ist nötig.

Die Unterteilung von Prozesslasten zwischen gekoppelten Systemen wird in der LCA als Allokation bezeichnet. Je nachdem ob CO_2 als „Abfall zur Beseitigung", „Abfall zur Verwertung" oder „Koppelprodukt" bewertet wird, müssen verschiedene Allokationsansätze herangezogen werden, die zudem gewisse Implikationen für die Zementherstellung und das PtX-System bedeuten:

„CO_2 aus Industrieprozessen wird üblicherweise in die Atmosphäre entlassen („Abfall zur Beseitigung"): Die Verwendung von CO_2 in einem PtX-Prozess wird als CO_2-Aufnahme angerechnet (1 kg CO_2/kg CO_2), die sich mit der Emission am Lebensende rechnerisch aufhebt (100:0-Allokation)." [3]

- Dieses Vorgehen impliziert, dass ein Zementwerk keine Vorteile hat, wenn CO_2 in PtX-Produkten zwischengespeichert wird. Die Emissionen durch CO_2-Verluste entlang der Prozesskette und am Lebensende werden dem Zementwerk angerechnet (**Abbildung 4.22**, in rot) und auch die Lasten der restlichen Abgase verbleiben beim Zement. Das PtX-Produkt erfährt gleichzeitig die bestmögliche Bewertung. Dabei ist es zwingend erforderlich, dass das aufgenommene CO_2 die Information „fossil" über den gesamten Lebensweg mit sich trägt.

- Solange keine Möglichkeiten bestehen die Emissionen aus der Zementherstellung durch langfristige Speicher zu reduzieren (Stichwort „unvermeidbare Emissionen"), ist dieser Ansatz eine Möglichkeit, um die Primärförderung fossiler Rohstoffe für die Herstellung des zweiten Produktes zu reduzieren (im Falle einer realen Substitution). Der Vorteil gegenüber dem Einsatz von DAC besteht darin, dass weniger Energie für die CO_2-Abscheidung aufgewendet werden muss.

- Auf lange Sicht können so allerdings Lock-In-Effekte gefördert werden, wenn das PtX-System in eine Abhängigkeit der fossilen Punktquelle gerät, obwohl bereits CCS-Maßnahmen verfügbar sind. Damit wäre eine längerfristige Förderung von fossilem CO_2 verbunden, was zu deutlich höheren THG-Emissionen führen würde als der Einsatz von DAC in der PtX-Herstellung und CCS für fossile Punktquellen.

Die Verwendung von CO_2 aus Industrieprozessen wird als Recycling angesehen („Abfall zur Verwertung"): In Analogie zu Recyclingprozessen wird eine Aufteilung der Nutzen und Lasten gemeinsam genutzter Prozess gleichmäßig auf beide Produktsysteme vorgenommen (50:50-Allokation)." [3]

- Dieses Vorgehen impliziert, dass die Zementherstellung eine einfache Möglichkeit erhält, ihre Emissionen um die Hälfte zu reduzieren. Gleichzeitig werden die Vorteile der PtX-Prozesse gegenüber den konventionellen Prozessen kleiner, da sie anteilig die Lasten der Zementherstellung mittragen.

- Bei diesem Ansatz ist keines der beiden Systeme gegenüber einem anderen System bevorzugt. Es sind allerdings auch andere Verhältnisse für die Allokation möglich, beispielsweise 60:40 oder 70:30.

„CO_2 wird als „Koppelprodukt" des Industrieprozesses eingestuft: Die Emission des CO_2 am Lebensende wird dann vollständig dem PtX-Produkt zugeordnet, da hier das CO_2 tatsächlich emittiert wird (0:100). […] Die Emissionen des Industrieprozesses vermindern sich entsprechend." [3]

- Dieses Vorgehen impliziert, dass ein Zementwerk nahezu emissionsfrei operieren kann, da alle Prozesslasten der Kalzinierung und des Sinterns, der Aminwäsche sowie die Emissionen am Lebensende (EoL) dem PtX-Prozess zugeschrieben werden (**Abbildung 4.22**, in blau). Emissionen aus der Rohstoffbereitstellung und der Zementverarbeitung verbleiben beim Zement. Für das PtX-Produkt wird es äußerst schwer eine bessere Umweltbilanz gegenüber einem herkömmlichen Produkt zu erzielen.

- Durch die Anrechnung der Umweltlasten der Zementproduktion werden potenzielle Lock-In-Effekte von vornherein vermieden. Ein PtX-Hersteller wäre bemüht auf nicht fossile CO_2-Quellen zurückzugreifen, um entsprechend weniger Prozesslasten auf sich zu nehmen. Eine „billige Entsorgung" von CO_2 in PtX-Produkten könnte so umgangen werden.

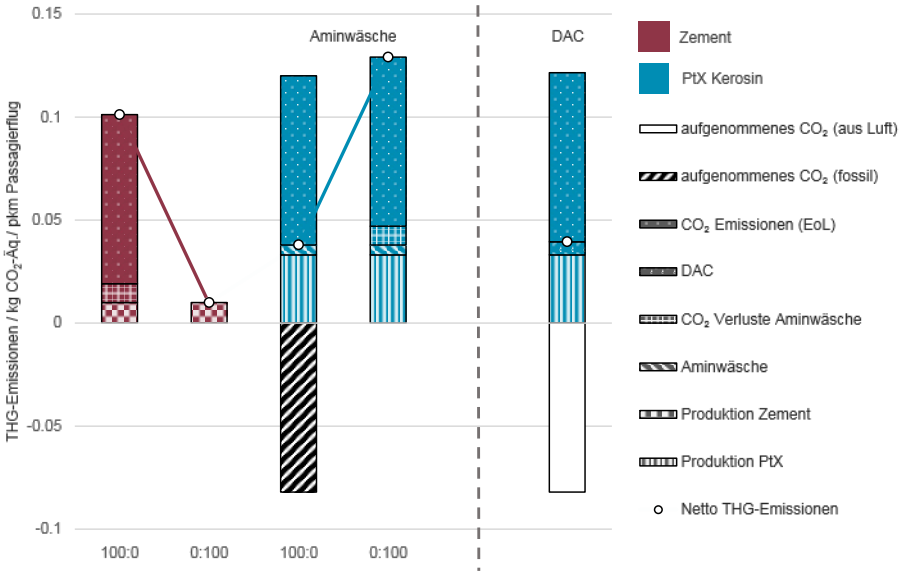


Abbildung 4.23: Einfluss der verschiedenen Allokationsmöglichkeiten (100:0 und 0:100) im Szenario 2050 auf die Treibhausgasemissionen der PtX-Kraftstoffherstellung mit CO_2 aus dem Abgas der Zementproduktion sowie der Zementproduktion selbst.

› Diese Methode eignet sich vor allem dann, wenn ausreichend Möglichkeiten bestehen, fossiles CO_2 einer langfristigen Speicherung, z. B. der geologischen Speicherung (CCS) zuzuführen. Die langfristige Speicherung bringt größere Umweltvorteile als eine kurzfristige Speicherung mit anschließender Emission des fossilen CO_2. Gleichzeitig wird das PtX-System angeregt, effizient mit CO_2 umzugehen, da ein Verlust entlang der Prozesskette zu höheren Emissionen führt. Ein spannender Aspekt, der sich aus der 100:0 Allokation ergibt, ist, dass die Zuordnung der CO_2-Verluste als Emissionen der Zementherstellung dazu führt, dass das PtX-System aus ökobilanzieller Sicht nicht effizient mit CO_2 umgehen muss. Allerdings führt der Mehrbedarf an Energie und Materialien für die Aminwäsche zu größeren Belastungen des PtX-Systems, welche erst mit fortschreitender Dekarbonisierung des Energiesektors an Relevanz verlieren.

VERGLEICH DER PUNKTQUELLE MIT DIRECT AIR CAPTURE

Wertschöpfungsketten in dieser Roadmap, die CO_2 als Rohstoff benötigen, sind die Herstellung synthetischer Kraftstoffe (Kapitel 5.4), die biologische Umwandlung zu Butanol (Kapitel 6.4) und die Herstellung von PME Polymeren (Kapitel 6.5). In diesen Prozessketten (mit Ausnahme der PME Polyole) werden zwei CO_2-Bezugsoptionen dargestellt und analysiert: CO_2 aus DAC und aus Zement.

Für die fossile Punktquelle Zementwerk wird für alle Szenarien der Allokationsansatz 100:0 gewählt, das heißt alle Prozesslasten der Zementherstellung verbleiben beim Zementwerk und der PtX-Prozess erhält das CO_2 frei von Prozesslasten („Abfall zur Beseitigung"). Dementsprechend wird auch die CO_2-Aufnahme in das PtX-System zunächst als „negative cradle-to-gate Emission" gerechnet. Der fossile Charakter des CO_2 wird entsprechend ausgewiesen. Dem PtX-System werden allerdings die Material- und Energieaufwendungen der CO_2-Abscheidung und des CO_2-Transports angerechnet. Da in einigen der betrachteten Wertschöpfungsketten keine End-of-Life-Emissionen berücksichtigt werden (Cradle-to-Gate bei Butanol und PME Polymeren), kann die CO_2-Aufnahme durch Bezug aus einer fossilen Punktquelle ebenfalls zu einem negativen partiellen CO_2-Fußabdruck führen (negative Netto-Emissionen). In der Realität wird diese negative Emission allerdings durch die CO_2-Freisetzung am Lebensende des PtX-Produktes (z. B. PtX Kerosin) wieder ausgeglichen.

Der Bezug von CO_2 aus DAC entspricht einer realen CO_2-Aufnahme aus der Atmosphäre und wird ebenfalls als „negative Emission" gerechnet. Auch hier werden dem PtX-System Material- und Energieaufwendungen zugeschrieben. Der Energiebedarf für DAC ist höher als bei der Abscheidung aus einer Punktquelle, sodass hier energiebedingt höhere Emissionen entstehen. Das im Produkt gespeicherte CO_2 wird ebenfalls am Lebensende emittiert.

In **Abbildung 4.23** sind beispielhaft die THG-Emissionen der PtX-Kerosin-Synthese aus DAC und fossilem CO_2 im Szenario 2050, jeweils mit 100:0 und 0:100 Allokation, dargestellt. Darüber hinaus ist der Einfluss der Allokation auf die THG-Emissionen bei der Herstellung von Zement entsprechend dem Prozessschema in **Abbildung 4.21** dargestellt.

Zusätzlich ist zum Vergleich die PtX- Kraftstoffherstellung mit CO_2-Bereitstellung durch Abtrennung aus der Luft (DAC)

dargestellt. DAC ist von der Zementproduktion vollständig unabhängig. „Produktion PtX" umfasst die in Kapitel 5.4 näher beschriebenen Prozessschritte HT-Co-Elektrolyse, FT-Synthese und ein finales Upgrading des FT-Produkts.

Auch wenn die THG-Emissionen der DAC-Route in einzelnen Szenarien mit vorteilhafter Allokation höher ausfallen als bei der Zement-Route, bedeutet das nicht, dass die Zement-Route in jedem Fall bevorzugt verfolgt werden sollte. Eine fundierte Aussage kann erst dann getroffen werden, wenn sowohl die Emissionen der Zementherstellung als auch die Emissionen am PtX-Lebensende, die Emissionen der fossilen Kerosinherstellung und mögliche Optionen zur langfristigen Speicherung von CO_2 (CCS) mitberücksichtigt werden. In Anbetracht der ambitionierten Treibhausgasneutralitätsziele für Deutschland müssen oben aufgeführte Abhängigkeiten von der fossilen Industrie und mögliche Lock-in Effekte in die Planung hinzugenommen werden. Bei der isolierten Betrachtung des PtX-Prozesses können unter Einbezug aller Emissionen (cradle-to-grave LCA) substantielle Emissionsminderungen nur mittels nachhaltigem CO_2 (z. B. aus Biomasse oder mittels DAC) erreicht werden. Werden durch CCU oder PtX-Routen emissionsintensive Produkte ersetzt, so können Emissionen auch durch direkte Substitution reduziert werden.

4.3.2 Punktquelle Zementwerk – TÖA der CO_2-Abscheidung durch die Aminwäsche

Autor: Moritz Raab

Für die Realisierung von PtX-Prozessen muss prinzipiell die Versorgung der drei wichtigsten Rohstoffe; elektrische Energie, Wasser und CO_2 sichergestellt sein. Für letzteres gibt es mit der DAC-Technologie eine Möglichkeit, durch welche die Prozesse standortunabhängig realisiert werden können (wird die Co-Adsorption von Wasser mitberücksichtigt, gilt dies ebenfalls für die Versorgung von Wasser). Wie in Kapitel 4.3.1 erwähnt, benötigt die Bereitstellung von CO_2 aus sog. Punktquellen weniger Energie als die Bereitstellung aus Luft. Dies lässt sich u.a. durch folgenden physikalischen Zusammenhang veranschaulichen:. Aus dem idealen Gasgesetz kann die minimale erforderliche Arbeit ermittelt werden, welche für die Aufkonzentrierung eines Gases aus einem Gasgemisch erforderlich ist [43]. Die Abhängigkeit zwischen der Ausgangskonzentration und der minimalen Arbeit ist in **Abbildung 4.24** grafisch dargestellt. Bei Luft wird eine CO_2-Konzentration von 415 ppm angenommen, bei dem Zementwerk die im vorherigen Abschnitt genannte Spanne von 14 – 33 %.

Dabei ist ersichtlich, dass die minimale erforderliche Arbeit für die Abscheidung von CO_2 aus der Luft in etwa viermal so hoch ist wie bei der Abscheidung aus Zementwerkabgasen. Bei beiden Prozessen liegen die realen Werte jedoch deutlich höher (bei der Aminwäsche um den Faktor 20, mit 3,2 MJ/kg

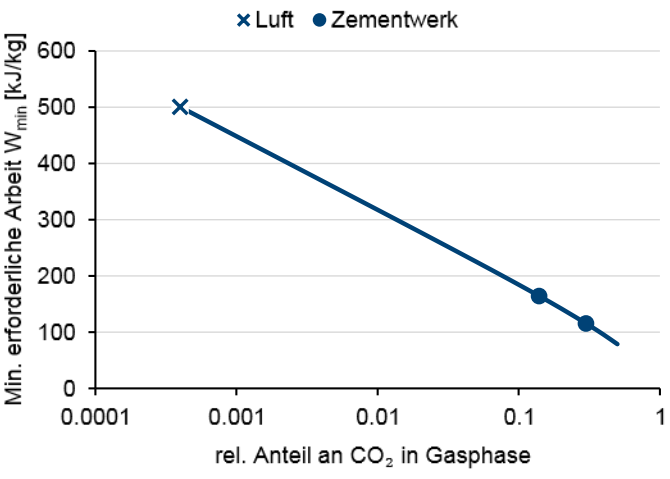


Abbildung 4.24: Abhängigkeit zwischen der CO_2-Ausgangskonzentration und der minimal erforderlichen Arbeit zur Bereitstellung von reinem CO_2.

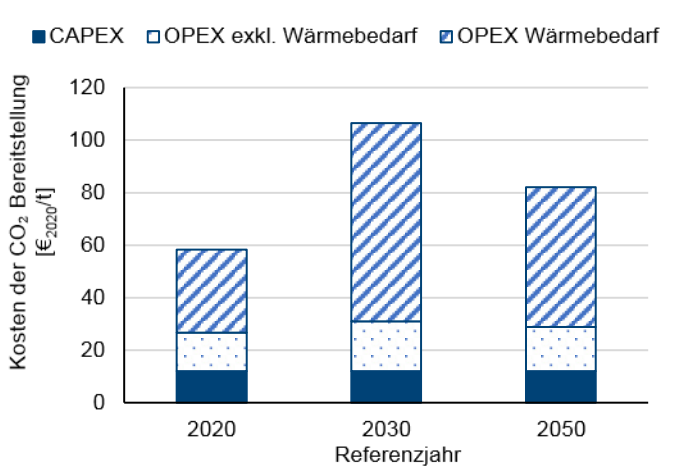


Abbildung 4.25: Kosten der CO_2-Bereitstellung durch die Aminwäsche.

im Vergleich zu ≈ 0,16 MJ/kg). Während die CO_2-Abscheidung durch Aminwäsche ein technisch ausgereifter Prozess ist, bei welchem keine nennenswerten Effizienzsteigerungen zu erwarten sind, befindet sich die DAC in der frühen Kommerzialisierungsphase bei welcher noch deutliche Effizienzsteigerungen prognostiziert werden (s. Technischer Anhang). Der unterschiedliche Energiebedarf für die Bereitstellung von CO_2 hat auch einen Einfluss auf dessen Bereitstellungskosten sowie die Gestehungskosten der jeweiligen PtX-Produkte. Zwar kann durch eine geeignete Wärmeintegration ein Teil der erforderlichen Energie durch Abwärme der Syntheseschritte gedeckt werden, die Prozesse benötigen Wärme in einem Temperaturbereich von ≈100°C bei der DAC und ≈130 °C bei der Aminwäsche. Bei beiden CO_2-Bereitstellungsprozessen müssen jedoch größere Mengen an Gasen durch Verdichter bzw. Ventilatoren bewegt werden, wofür meist elektrische Energie benötigt wird. Der aktuelle sowie der perspektivische Einfluss der CO_2-Quelle auf die Kosten von PtX-Produkten wird u.a. in Kapitel 5.4.3 evaluiert.

Während die DAC in den Prozessen mit integriert ist und somit die alleinigen Bereitstellungskosten des CO_2 nicht direkt darstellbar sind, wird im Folgenden davon ausgegangen, dass die Aminwäsche von der PtX-Anlage räumlich getrennt ist. Dies ermöglicht eine reine TÖA der CO_2-Bereitstellung, welche im Folgenden beschrieben wird. Die Anlage umfasst drei Kolonnen: die Vorwäscher-, Absorber- und Desorberkolonne gemäß [44]. Der Energiebedarf für den Desorptionsprozess wird über elektrischen Strom gedeckt. Um den Zusammenhang zwischen den Kosten für die erforderliche Wärme des Desorptionsprozesses und den Bereitstellungskosten darzustellen, sind in **Abbildung 4.25** die Kosten für den Wärmebedarf gesondert dargestellt.

4.4 Übergreifende Ergebnisse der Akzeptanzanalyse

*Autor*innen: Jan Hildebrand, Irina Rau*

4.4.1 Prinzipielle Wahrnehmung und Bewertung von PtX

Die öffentliche Akzeptanz von PtX-Technologien ist laut den Ergebnissen der Akzeptanzanalyse prinzipiell hoch und verläuft dabei in der Tendenz stabil bis leicht zunehmend über die bisherigen Messzeitpunkte (51 % bei T1, 59 % bei T2, nur sehr geringe Ablehnung) (s. **Abbildung 4.26**). Ein immer noch substantieller Teil der befragten Personen (17 %) gibt an, dies nicht beurteilen zu können. Mit dieser allgemein positiven Bewertung ist eine gute Ausgangsposition für die Technologieentwicklung und Diffusion gegeben, sofern diese mit der Akzeptanz verknüpften erwarteten bzw. erhofften Vorteile mit der späteren konkreten PtX-Nutzung eintreten. In diesem Zusammenhang müssen die gesellschaftlichen Diskurse um PtX mit weiteren Energiewende- und Nachhaltigkeitsdiskursen gesehen werden (s. u.).

Zentrale Akzeptanzfaktoren sind dabei die Zuschreibungen im Sinne erwarteter Eigenschaften von PtX-Technologien. Insgesamt besteht eine große Hoffnung bzw. Annahme, dass sie ein geeignetes Instrument im Kampf gegen den Klimawandel darstellen (s. **Abbildung 4.27**) sowie die Abhängigkeit von fossilen Ressourcen reduzieren (**Abbildung 4.28**).

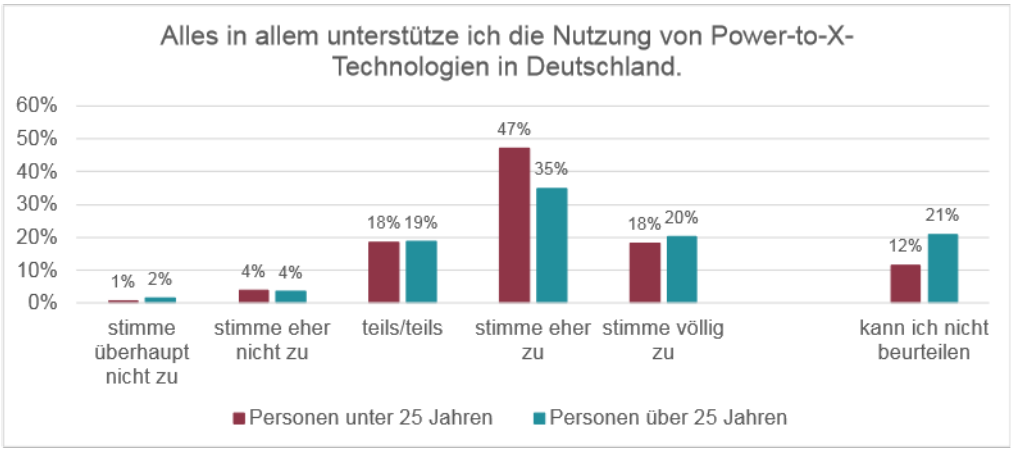


Abbildung 4.26: Zustimmung zur Nutzung von PtX-Technologien in Deutschland.

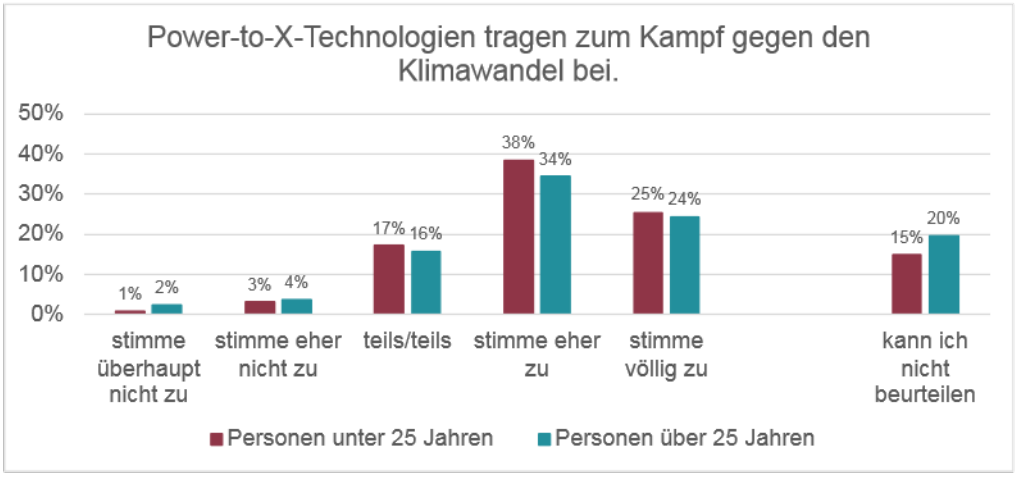


Abbildung 4.27: Wirkung von PtX-Technologien auf den Klimawandel.

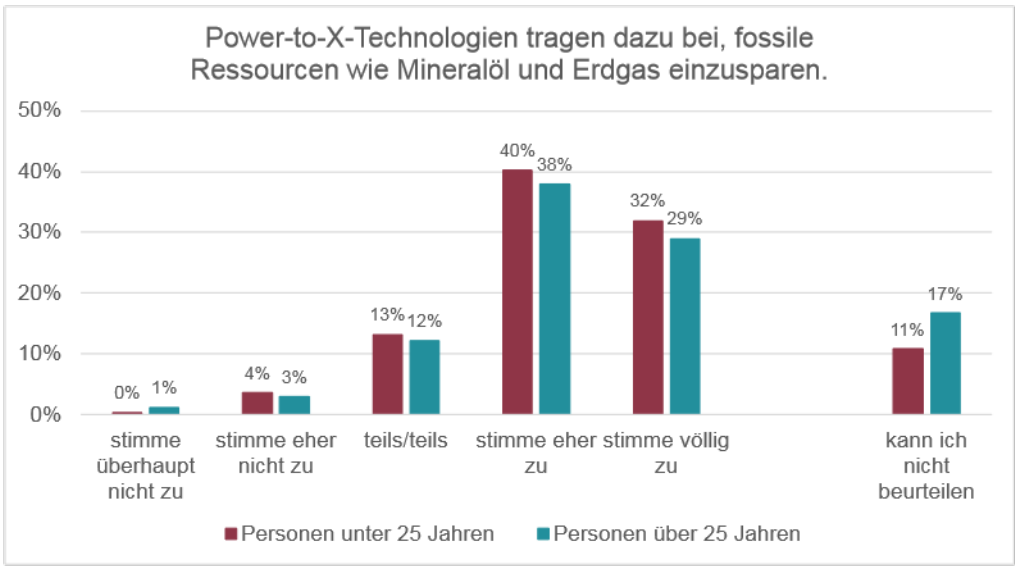


Abbildung 4.28: Verringerung von fossiler Ressourcen-abhängigkeit durch PtX.

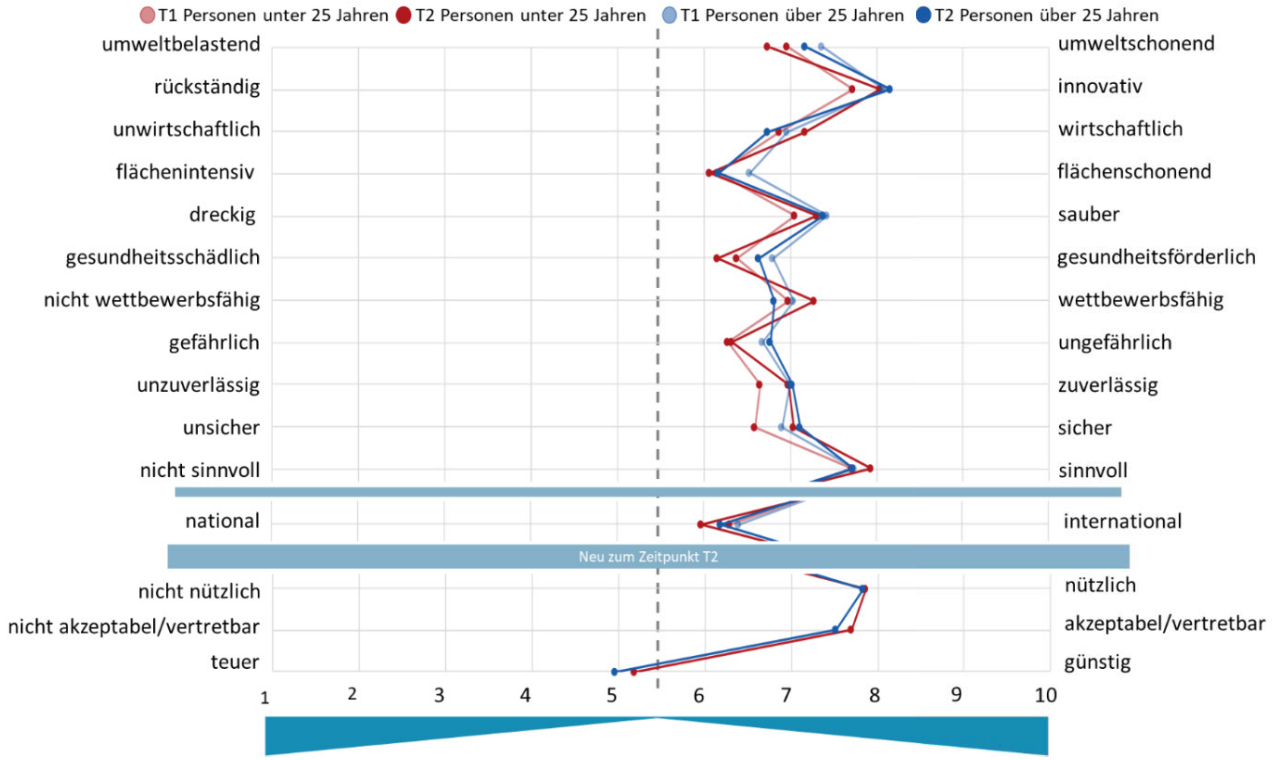


Abbildung 4.29: Assoziationen mit PtX.

Diese allgemein positive Einschätzung von PtX-Technologien verbunden mit positiven Umweltwirkungen lässt sich auch in den Ergebnissen des semantischen Differentials ablesen, in welchem verschiedene Begriffspaare abgefragt werden (s. **Abbildung 4.29**).

Die Ergebnisse der Profile zeigen, dass insbesondere die Assoziationen „innovativ", „sauber", „sinnvoll" und „umweltschonend" in Zusammenhang mit PtX-Technologien hervorgerufen werden, wobei die Profile insgesamt relativ stabil über beide Messzeitpunkte und beide Altersgruppen hinweg verlaufen.

Für die Erfüllung der zugeschriebenen positiven Umweltwirkungen bestehen die Nachhaltigkeitskriterien als Anspruch an den gesamten Lebenszyklus, d.h. nicht nur die Technologien selber, sondern auch die Bereitstellung der benötigten Ausgangsstoffe Strom, Wasser und Kohlenstoff sollte aus nachhaltigen Quellen bzw. auf umweltschonende Art und Weise passieren, um dem Anspruch an eine nachhaltige Versorgung gerecht zu werden. Grundlage für alle PtX-Technologien ist erneuerbarer Strom. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, inwiefern der Ausbau von EE-Erzeugungstechnologien in Deutschland von der Gesellschaft unterstützt wird. Hier zeigen sich mit 73 % (ältere Altersgruppe) und 78 % (jüngere Altersgruppe) deutliche Zustimmungsraten. Diese Werte sind Akzeptanzwerte, die auch den Ergebnissen anderer jährlich durchgeführter Repräsentativumfragen in Deutschland entsprechen.

Da der erneuerbare Strom in den erforderlichen Mengen nicht ausschließlich in Deutschland produziert werden kann, wird ein Teil über Importe gedeckt werden müssen. Hierbei kam in den gesellschaftlichen Diskursen die Frage auf, inwieweit die Gefahr eines neuen Energiekolonialismus besteht, wenn Staaten in z. B. Südamerika und Afrika, welche zum Teil selber noch erheblichen Entwicklungsbedarf im eigenen Energiesystem bzw. der grundlegenden Energieversorgung haben, ihren erneuerbaren Strom bzw. die Folgeprodukte daraus nach Deutschland exportieren und so ggf. die eigenen Energiewende- bzw. Klimaschutzpläne konterkariert werden. Über 40 % der befragten Personen geben an, einen evtl. drohenden Energiekolonialismus nicht beurteilen zu können – hier herrscht folglich noch viel Unsicherheit in der Einschätzung.

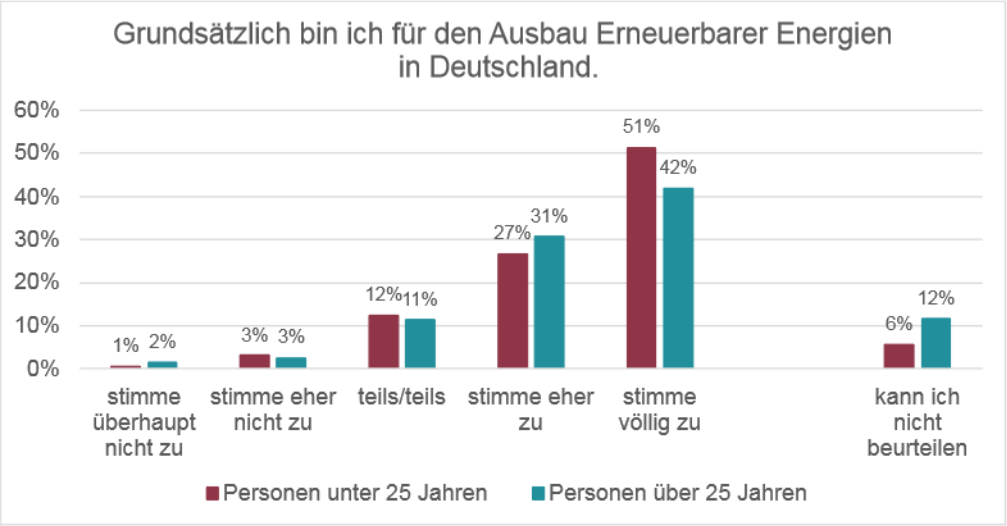


Abbildung 4.30: Zustimmung zum Ausbau von EE in Deutschland.

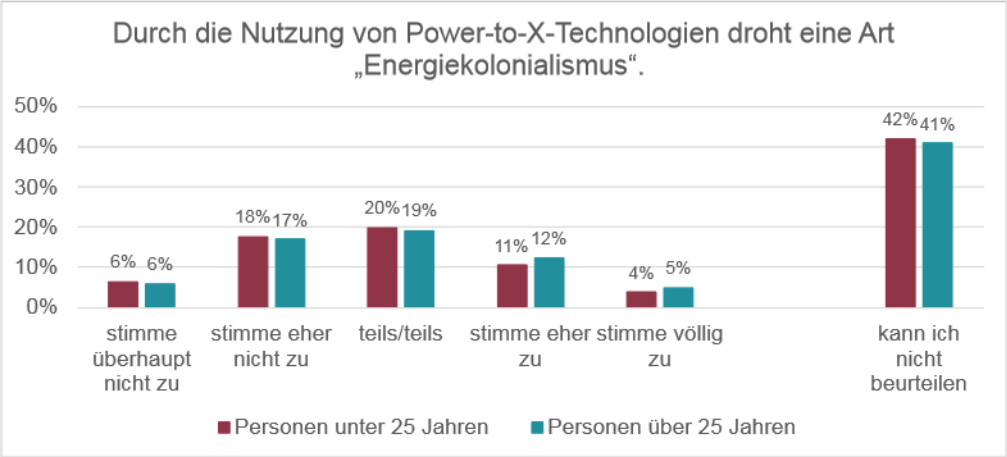


Abbildung 4.31: Risiko von Energiekolonialismus durch PtX.

Demzufolge besteht aus Sicht der gesellschaftlichen Akzeptanzdiskurse entsprechend Bedarf sowohl an Kommunikation und Aufklärungsarbeit für die Bevölkerung über Zusammenhänge und Abhängigkeiten, als auch an expliziten Kriterien und Standards (beispielsweise Aspekte der Due Dilligence, ESG Environmental Social Governmental Framework, Einbezug der lokalen Bedarfe und der Bevölkerung), um die Lieferketten über den Lebenszyklus hinweg nachhaltig zu gestalten. Ebenso erscheint es relevant, mögliche bestehende Zielkonflikte bzw. Trade-Offs zwischen den unterschiedlichen Nachhaltigkeitszielen transparent zu diskutieren. In diesem Kontext spielen die Ergebnisse der Auswirkungen (Impacts) von PtX-Pfaden auf die unterschiedlichen Wirkkategorien innerhalb der Lebenszyklusanalysen eine relevante Rolle für die Wissenschaftskommunikation.

Insgesamt ist festzustellen, dass die Akzeptanz eine große Rolle im weiteren Hochlauf der PtX-Wirtschaft spielen wird – sei es für den Ausbau von EE oder Infrastruktur, für den Aufbau von PtX-Projekten, für den industriellen Wandel und für die mit der Transformation einhergehende sich ändernde Beschäftigungslandschaft, den Konsum von Produkten, die auf nicht fossilem CO_2 basieren u.v.m. Eine Grundlage für die Bildung von Akzeptanz sind transparente und gut aufgearbeitete Informationen von neutralen Quellen. Deswegen wird der Bereich Wissenschaftskommunikation und Bildung einen weiter zunehmenden Stellwert in der PtX-Landschaft erhalten.

5. Verkehr

Seit dem internationalen Referenzjahr 1990 bis zum Jahr 2019 waren die Treibausgasemissionen des Verkehrssektors in Deutschland auf einem nahezu konstanten Niveau. Durch die Maßnahmen zur Bekämpfung der Corona-Pandemie und und der damit einhergehenden Verringerung des Pkw-Verkehrs, sanken die Emissionen im Jahr 2020 auf rund 145 Mio. t CO_2. Der Sektor ist damit für rund 23 % aller Treibhausgasemissionen in Deutschland verantwortlich [18]. Aufgrund eines erhöhten Straßengüterverkehrs sind die Emissionen im Jahr 2021 allerdings wieder angestiegen und liegen aktuell bei 148 Mio. t CO_2 [45]. Damit wurden die novellierten Klimaschutzziele im Verkehrssektor nach KSG2021 um etwa 3 Mio. t CO_2 überschritten.

Um die gesetzten Klimaziele zukünftig einzuhalten (Reduktion um 48 % gegenüber 1990 und Klimaneutralität bis 2045) sind einerseits verkehrsverlagernde und -vermeidende und andererseits technische Maßnahmen notwendig. Dies beinhaltet neben einer Effizienzsteigerung und einer starken Elektrifizierung der Fahrzeuge auch den Einsatz von alternativen Kraftstoffen aus Power-to-X, da sich einige Verkehrsträger wie Flugzeuge und Schiffe nach heutigem Stand der Technik nicht ohne weiteres auf Strom umstellen lassen [4].

In diesem Kapitel werden mögliche Transformationspfade des Verkehrssektors beschrieben, die eine Einhaltung der Klimaschutzziele nach KSG 2021 gewährleisten. Die Modellierung dieser Zielpfade erfolgte anhand des in Kapitel 3.1 beschriebenen Energiemodells. Dies spannt den Rahmen für die Potenzialanalyse von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen sowie weiteren ökologischen und ökonomischen Analysen von PtX-Kraftstoffen. Der Fokus liegt hierbei exemplarisch auf der Herstellung von Kerosin durch die Fischer-Tropsch-Synthese. Zudem erfolgt eine Analyse zur sozialen Akzeptanz synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor.

5.1 Entwicklung und Einordnung des Verkehrssektors

Autoren: Franz Bauer, Michael Sterner

Der Verkehrssektor wird unterteilt in Personen- und Güterverkehr und analog zu [4] anhand exogen vorgegebener Transportleistungen modelliert. In den Szenarien Basis, MENA und Speicher wird der Status Quo fortgeschrieben. Das heißt, dass kein Modal Shift stattfindet und dass sich der Verkehrsaufwand proportional zum Wachstum der Bevölkerung (Personenverkehr) sowie der Wirtschaft (Güterverkehr) entwickelt. Daraus resultieren im Jahr 2050 Verkehrsleistungen von 1.063 Mrd. Personenkilometer (Pkm) und 849 Mrd. Tonnenkilometer (tkm). Dies entspricht im Vergleich zum Jahr 2020 einer Reduktion von 7 % im Personen- und einer Steigerung von 24 % im Güterverkehr. Im Szenario Suffizienz wird hingegen zum einem eine Verlagerung des Straßen- und Flugverkehrs zu klimafreundlicheren Verkehrsträgern (Fahrrad, Bahn, Bus und Schiff) und zum anderen eine Reduktion der Verkehrsleistung angenommen. Letztere ergibt sich aus Änderungen des Verkehrsverhaltens in der Bevölkerung (Personenverkehr) sowie aus der Senkung des Wirtschaftswachstums durch einen geringeren Konsum (Güterverkehr). Die nachgefragten Transportleistungen betragen in diesem Szenario 839 Mrd. Pkm und 712 Mrd. tkm. Zur Defossilisierung des Sektors sind innerhalb des Energiemodells direktelektrische Antriebe im motorisierten Individualverkehr (E-Pkw), im Schienenverkehr (Oberleitung) und im Busverkehr (E-Busse) integriert. Zudem ist in allen Subsektoren des Verkehrs der Einsatz von H_2/PtX-Kraftstoffen möglich. Im Gegensatz zu [4] wird auf die Nutzung von Oberleitung-Lkw als Option verzichtet, da diese laut Lkw-Herstellern nur dann realistisch sind, wenn der Aufbau der Oberleitungsinfrastruktur staatlich finanziert wird und neben der Entwicklung von H_2-Lkw entsprechende Ressourcen dafür eingesetzt werden.

Die kumulierte Endenergienachfrage des Verkehrssektors ist in **Abbildung 5.1** dargestellt. Die Sensitivitäten Basis, MENA und Speicher sind hier zusammengefasst als Basisszenarien aufgetragen, da sich diese nur in der Herkunft des Stroms sowie der H_2/PtX-Kraftstoffe und nicht in der Höhe und Zusammensetzung der Nachfrage unterscheiden.

Zudem sind die PtX-Mengen in Form von H_2 und FT-Kraftstoffen (Heizwerte) aufgetragen. Der hierfür benötigte Strom ist deshalb nicht in der Abbildung enthalten. Wie zu erkennen ist, wird derzeit ein Großteil der Endenergie aus Diesel, Benzin und Kerosin bereitgestellt. Insgesamt beträgt der Anteil dieser Mineralölprodukte 93 % am Endenergiebedarf des Sektors im Jahr 2020. Der Rest der Energie stammt aus Erdgas, Biomasse (Biodiesel und Bioethanol als Beimischung zu Diesel und Benzin) und Strom.

In allen Szenarien erfolgt getrieben durch die Klimaziele eine rasche Reduktion des Endenergieverbrauchs. Fossile Mineralprodukte und damit auch die beigemischten Biokraftstoffe werden nach und nach durch eine zunehmende Elektrifizierung von Pkw, Bussen und der Bahn verdrängt. Da elektrische Antriebe einen höheren Wirkungsgrad aufweisen, ergibt sich eine starke Senkung der Endenergie. Im Szenario Suffizienz ist diese aufgrund der Verkehrsvermeidung und -verlagerung nochmals deutlich niedriger als in den Basisszenarien. Aus Effizienz- und Kostengründen werden zur Defossilisierung des Sektors zuerst elektrische und wasserstoffbetriebene Verkehrsträger eingesetzt, welche im Jahr 2030 je nach Szenario 17 bis 20 % des Endenergiebedarfs bereitstellen. Der Hochlauf von flüssigen synthetischen Kraftstoffen für den Flug- und Schiffsverkehr beginnt im Jahr 2035 und steigert sich langsam, sodass deren Anteil an der Endenergie im Jahr 2040 bei 8 bis 10 % liegt. In diesem Jahr sind nur noch etwa 120 TWh fossile Kraftstoffe im Verkehrssektor vorhanden und damit 84 % weniger als im Jahr 2020. Die Umstellung auf direktelektrische Antriebe ist hier nahezu abgeschlossen. In den Jahren 2045 und 2050 stammt die komplette Endenergie für den Verkehr aus klimaneutralem Strom, Wasserstoff und flüssigen PtX-Kraftstoffen, wobei hier PtX-Mengen zwischen 173 und 236 TWh benötigt werden, welche maßgeblich vom Bedarf des Lkw-, Schiff- und Flugverkehrs abhängen. Sinkt deren Transportleistung wie im Suffizienzszenario, sinkt die PtX-Nachfrage ebenso. Auch eine Einführung von Oberleitungs-Lkw wirkt sich reduzierend auf den Einsatz von synthetischen Kraftstoffen aus. Dies zeigt ein Vergleich mit den Ergebnissen aus [4]. Hier werden im Verkehrssektor im Jahr 2050 zwischen 130 und 170 TWh PtX-Produkte eingesetzt, da die Option von Oberleitungs-Lkw für bestimmte Strecken zugelassen wurde.

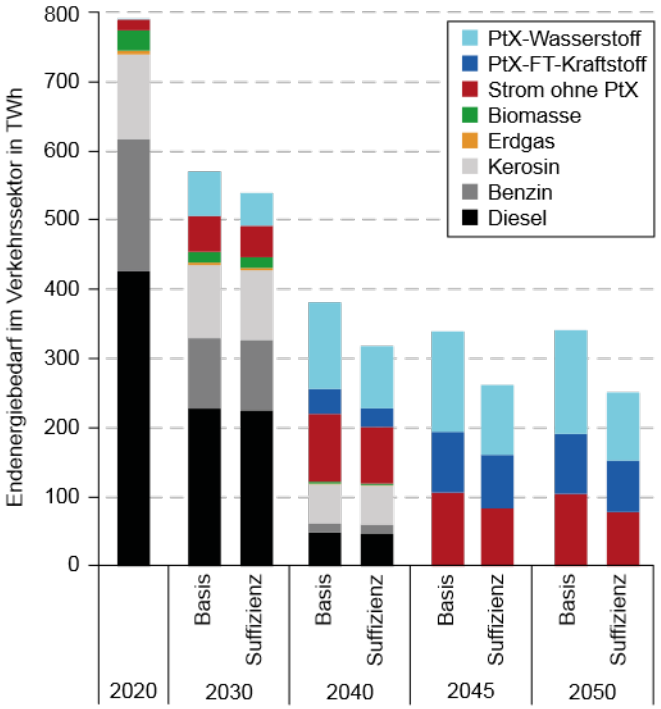


Abbildung 5.1: Endenergiebedarf im Verkehrssektor.

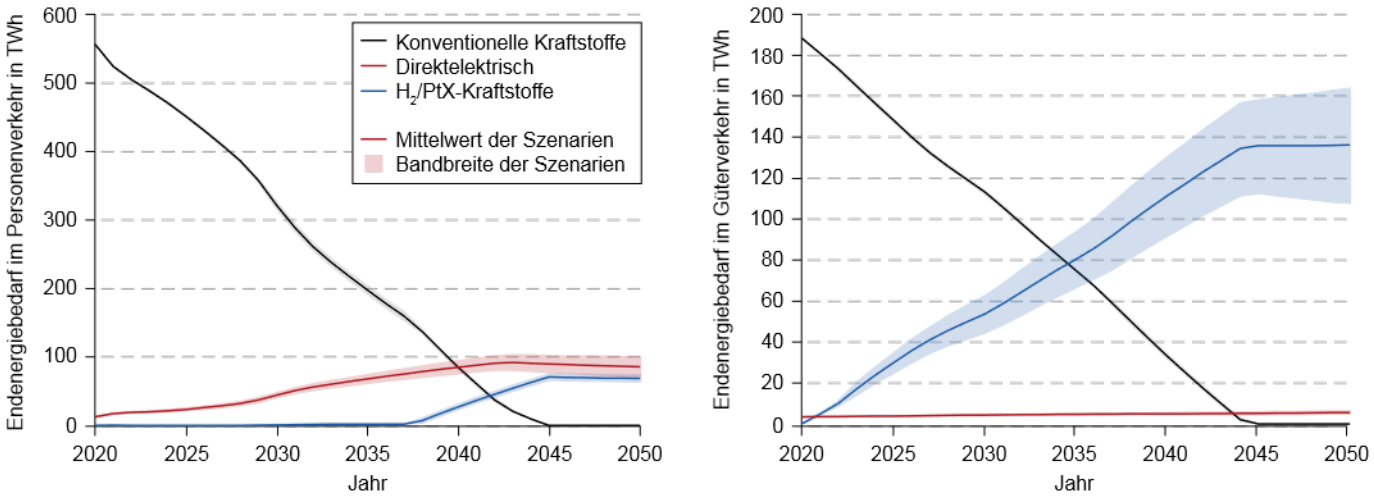


Abbildung 5.2: Entwicklung der Endenergie im Personen- und Güterverkehr nach Kraftstoffart.

Im Personenverkehr erfolgt zuerst eine Defossilisierung des Individualverkehrs durch die Elektromobilität. Im Jahr 2030 werden durchschnittlich 30 % der Personenkilometer von elektrisch betriebenen Pkw zurückgelegt und dabei eine Endenergiemenge von 24 bis 32 TWh verbraucht. Hierfür sind in den Basisszenarien etwa 15,5 Millionen batterieelektrische Fahrzeuge auf den Straßen unterwegs. Dies entspricht in etwa dem Ziel der Bundesregierung von mindestens 15 Millionen Elektroautos im Jahr 2030 [35]. Im Suffizienzszenario beträgt die Anzahl der E-Pkw hingegen lediglich 11,5 Millionen. Ab dem Jahr 2045 wird in allen Sensitivitäten die gesamte Pkw-Fahrzeugflotte elektrisch angetrieben. Weiterhin werden die Busse und der Schienenverkehr bis an das exogen vorgegebene Maximum auf Strom umgestellt. Die Strecken des Schienenverkehrs, welche nicht elektrifiziert werden können sowie Busse für Fernreisen, werden zukünftig mit Wasserstoff zurückgelegt. PtX-Kraftstoffe werden im Personentransport nur zu geringen Mengen als Brückentechnologie im Pkw-Bereich und ab dem Jahr 2036 in Flugzeugen eingesetzt. In Summe ergibt sich dadurch je nach Ambition der Suffizienzmaßnahmen eine H_2/PtX-Menge im Personenverkehr zwischen 64 und 73 TWh im Jahr 2050 (s. **Abbildung 5.2**, links).

Der Endenergiebedarf des Güterverkehrs wird dominiert von Lkw mit Dieselantrieben, welche bis zum Jahr 2045 nahezu linear durch wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-Lkw substituiert werden (s. **Abbildung 5.2**, rechts). Dies erfordert bereits im Jahr 2030 Wasserstoffmengen zwischen 47 und 65 TWh. Die bisher mit konventionellen Kraftstoffen betriebenen Züge werden zudem sukzessive auf Strom und Wasserstoff umgestellt. Ab dem Jahr 2036 beginnt schließlich die Defossilisierung des Schiff- und Flugverkehrs durch flüssige PtX-Kraftstoffe (FT-Diesel und FT-Kerosin). Der Einsatz von PtX im Güterverkehr ist zum einen stark von den Klimazielen und zum anderen von der nachgefragten Transportleistung abhängig. Mit steigendem Ambitionsniveau der Klimaschutzziele verschiebt sich der Einsatzbeginn von PtX-Kraftstoffen nach vorne, wie in [4] gezeigt wurde. Durch das KSG 2021 aber auch durch die fehlende Option der Oberleitungs-Lkw sind im Vergleich zur Roadmap 3.0 bereits früher signifikante Mengen Wasserstoff notwendig. Ein Modal Shift hin zur Bahn und zu Schiffen sowie ein Rückgang des Konsums verringern hingegen die nachgefragten PtX-Mengen.

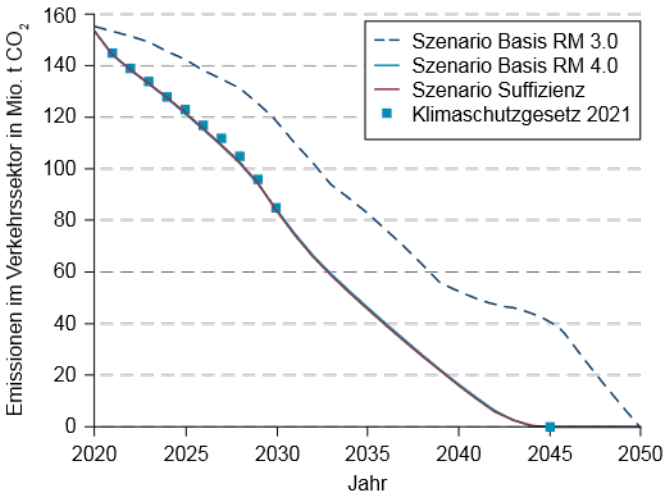


Abbildung 5.3: THG-Emissionen des Verkehrssektors und deutsche Reduktionsziele.

Die Reduktion der Treibhausgasemissionen erfolgt in allen Szenarien nahezu identisch, da durch die Klimaziele nur ein sehr begrenzter Spielraum zur Verfügung steht. Die bis 2030 jährlich vorgegebenen Maximalemissionen nach dem KSG 2021 werden kaum bis nicht unterschritten und betragen im Jahr 2030 85 Mt CO_2 im Basis- und 84 Mt CO_2 im Suffizienzszenario (s. **Abbildung 5.3**). Dies entspricht einer Minderung von 45 % gegenüber dem Jahr 2020. Bis zum Jahr 2040 sinken die Emissionen auf 16 bzw. 17 Mt CO_2 und im Jahr 2045 ist der Sektor treibhausgasneutral. Der Einfluss des KSG 2021 auf den Verkehrssektor wird anhand des Vergleichs mit dem Basisszenario der Roadmap 3.0 ersichtlich, in dem die Ziele vor der Änderung des Klimaschutzgesetzes abgebildet wurden. Hier erfolgt die vollständige Defossilisierung des Verkehrssektors einerseits erst im Jahr 2050 und andererseits werden im Zeitraum 2020 bis 2050 rund 920 Mt. CO_2 mehr emittiert als im aktualisierten Basisszenario. Durch das novellierte KSG sind also erhebliche Anstrengungen im Verkehrssektor notwendig. Dies sind eine Erhöhung der Effizienz und damit verbunden ein Wechsel auf direkt-elektrische Fahrzeuge sowie die Nutzung von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen. Durch eine Vermeidung und Verlagerung des Verkehrs können die hierfür notwendigen Mengen an Fahrzeugen und Energieträgern deutlich gesenkt werden.

Die PtX-Mengen betragen je nach Umsetzungsgrad der Verkehrsverlagerung- und Vermeidung 47 bis 65 TWh im Jahr 2030, 117 bis 161 TWh im Jahr 2040 und 178 bis 233 TWh im Jahr 2045. Damit reihen sich die Ergebnisse gut in die Bandbreiten aktueller Studien [22], [29]–[31] ein, die abhängig von den Szenarien und Modellvarianten bei 5 bis 96 TWh im Jahr 2030, bei 37 bis 252 TWh im Jahr 2040 und 48 bis 285 TWh im Jahr 2045 liegen. In welchen Subsektoren des Verkehrs und welchen Mengen die H_2/PtX-Kraftstoffe letztendlich genutzt werden, hängt neben der Technologieentwicklung unter anderem auch von der Akzeptanz in der Bevölkerung ab, auf die im nächsten Abschnitt näher eingegangen wird.

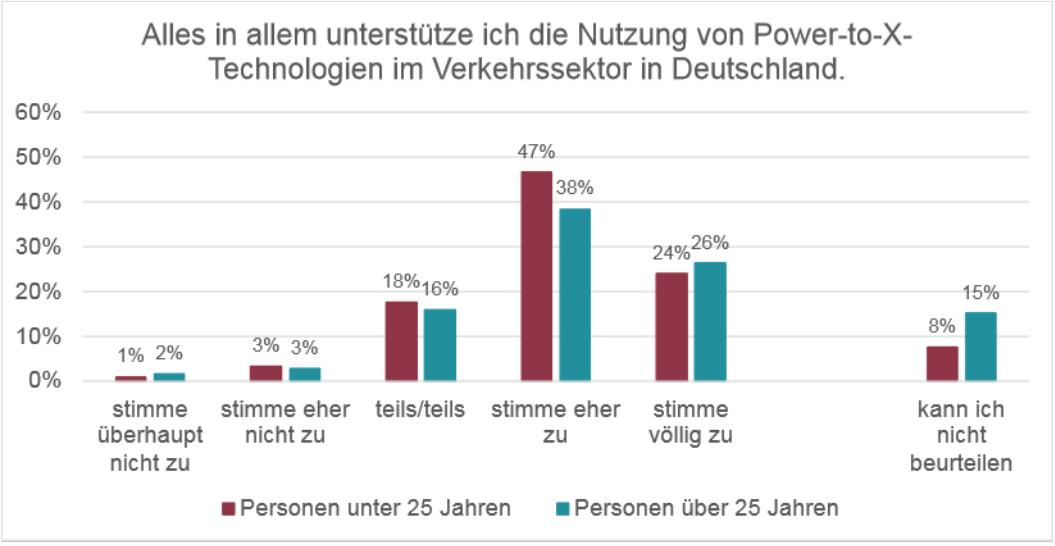


Abbildung 5.4: Unterstützung der Nutzung von Power-to-X-Technologien im Verkehrssektor.

5.2 Analyse der Akzeptanz synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor

*Autor*innen: Jan Hildebrand, Irina Rau*

Der mögliche Einsatz von PtX-basierten Kraftstoffen im Verkehrssektor ist ein wesentlicher Bestandteil aktueller Energie- und Verkehrswendediskurse. Im Zusammenhang mit anderen alternativen Antriebsoptionen wie Elektromobilität, aber auch übergeordneten Strategien wie Verlagerung und Vermeidung (s. Abschnitt 5.1) stellt sich die Frage, welchen Teil synthetische Kraftstoffe oder Wasserstoff zur Defossilisierung des Verkehrssektors beitragen und somit welche Rolle sie innerhalb der zukünftigen Mobilität spielen können. Bezogen auf die öffentliche Akzeptanz zeigen die Ergebnisse eine prinzipielle Befürwortung hinsichtlich des Einsatzes von PtX-Technologien im Verkehrssektor (64 –71 %, Summe der „stimme eher zu" und „stimme völlig zu" Antworten), wobei es leichte Unterschiede zwischen den befragten Altersgruppen gibt (s. **Abbildung 5.4**). Die jüngeren Befragten stimmen insgesamt stärker zu (71 %) und sind sich sicherer in ihrem Urteil, während die ältere Befragtengruppe eine leicht geringere Zustimmungsrate (64 %) aufweist sowie eine höhere Unsicherheit in der Bewertung; 15 % geben an, die Aussage nicht beurteilen zu können. Auffällig ist, dass nur 1–2 % sich eindeutig gegen die Verwendung von PtX-Kraftstoffen in allen Bereichen aussprechen (d.h. stimmen überhaupt nicht zu) bzw. kumuliert mit „stimme eher nicht zu" 4–5 %. Dies illustriert die prinzipielle positive Wahrnehmung, welche dem möglichen Einsatz von PtX-Technologien auch im Verkehrssektor zugeschrieben wird.

Diese prinzipielle Unterstützung der Nutzung von PtX-Technologien im Verkehrssektor zeigt sich auch in einer starken Zustimmung zu der Frage, ob durch Power-to-X-Technologien gewonnene Kraftstoffe in allen Bereichen (Straßenverkehr, Schienenverkehr, Luftverkehr, Schiffverkehr) anzuwenden sind. Hier stimmen mehr als 60 % eher oder völlig zu (s. **Abbildung 5.5**). Dabei gibt es insgesamt eine breite Befürwortung in allen Anwendungsbereichen sowie in der Gegenprobe eine deutliche Ablehnung bei der Antwort „in keinem Bereich".

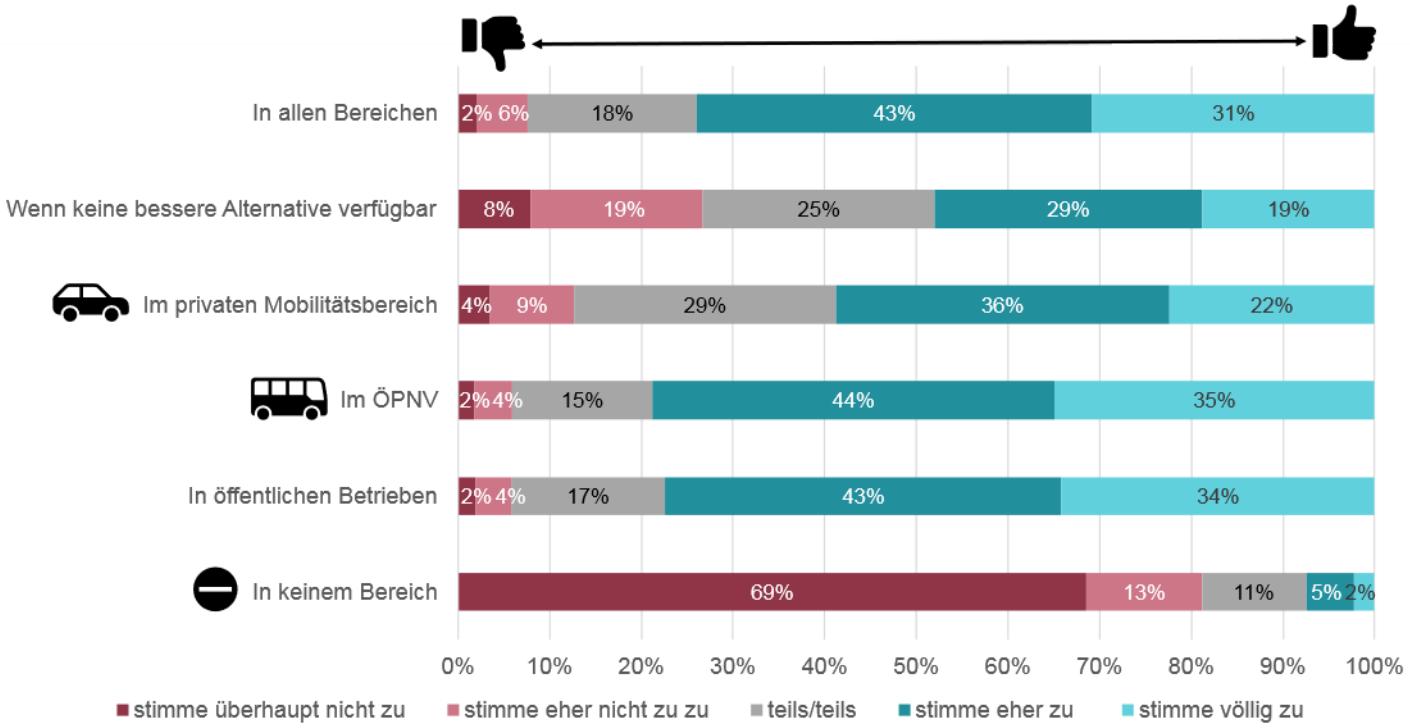


Abbildung 5.5: Akzeptanz bezüglich der möglichen Anwendungsgebiete für durch Power-to-X-Technologien gewonnene Kraftstoffe.

WO SOLLTEN DURCH POWER-TO-X-TECHNOLOGIEN GEWONNENE KRAFTSTOFFE ANGEWENDET WERDEN?

Bei Betrachtung der einzelnen Verkehrsmodi zeigen sich leichte Unterschiede in der Stärke der Befürwortung: Während der Einsatz in öffentlichen Betrieben (77 %) und ÖPNV (79 %) am stärksten befürwortet werden, fällt die Befürwortung des Einsatzes im privaten Mobilitätsbereich mit 58 % (Summe der Antworten „stimme eher zu“ und „stimme voll zu“) deutlich geringer aus, auch wenn sie dennoch im positiven Bereich bleibt. Diese Einschätzung kann neben den spezifischen Bewertungen und möglichen verfügbaren Alternativen für den privaten Pkw-Verkehr auch mit der Gesamttendenz verbunden sein, dass für eine nachhaltige Mobilität mehr ÖPNV-Nutzung notwendig ist und dass auch im Flottenverkehr entsprechend große Hebelwirkungen vorhanden sind. Die Einsatzbereiche Flug- und Schiffsverkehr wurden zudem als Beispiele bei der Antwortoption „Nur in Bereichen, in denen es derzeit keine (bessere) Alternative gibt“ angeführt. Während in aktuellen Expertendiskursen insbesondere diese beiden Bereiche als wahrscheinlichste Anwendungsfelder für PtX-Kraftstoffe diskutiert werden, fällt die Zustimmung hier mit 48 % tendenziell geringer aus. Dies kann zum einen darin begründet sein, dass diese mit der Einschränkung auf die „nur Anwendungsbereiche ohne bessere Alternative“ verbundene Einschätzung von der prinzipiellen Zustimmung („in allen Bereichen“) überlagert wird, oder auch die spezifischen Anwendungsgebiete weniger Menschen direkt betreffen. Zum anderen ist die Ausdifferenzierung der Einsatzbereiche ggf. noch nicht in vollem Umfang in die breite öffentliche Wahrnehmung gerückt.

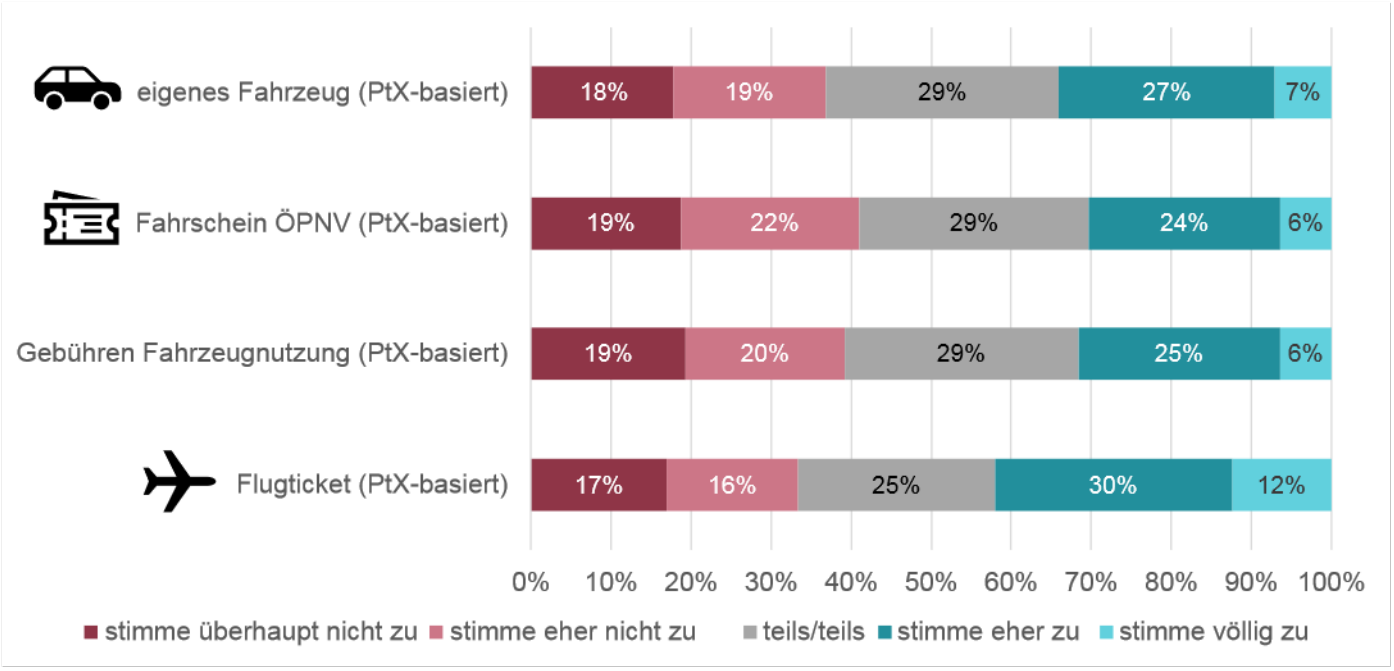


Abbildung 5.6: (Mehr-)Zahlungsbereitschaft für durch Power-to-X-Technologien gewonnene Kraftstoffe.

Auch bei der Frage nach der Nutzungsbereitschaft (ohne Abbildung) liegen die Antworten deutlich im positiven Bereich. Sie reichen bei den Zustimmungswerten von 69 % (Auto), 73 % (Flugzeug, SynFuels), 75 % (Schiff, SynFuel) bis zu 81 % (Bus, Wasserstoff). Dabei zeigt sich ein konsistentes Antwortmuster, nämlich dass die Nutzungsbereitschaft am stärksten bei ÖPNV / Bus ausfällt, wie auch bereits vorher bei der Befürwortung des Einsatzes von PtX-Technologien bezogen auf die verschiedenen Verkehrsmodi.

WÄRST DU BEREIT, FÜR MIT POWER-TO-X-KRAFTSTOFFEN BETRIEBENE FAHRZEUGE MEHR ZU BEZAHLEN ALS FÜR MIT FOSSILEN KRAFTSTOFFEN BETRIEBENE FAHRZEUGE?

Mit der Nutzungsbereitschaft zusammen wurde zudem noch eine mögliche Mehr-Zahlungsbereitschaft bei der Nutzung von PtX-Kraftstoffen abgefragt (s. **Abbildung 5.6**). Dabei zeigt sich, dass über alle Verkehrsträger hinweg für die verschiedenen Einsatzoptionen jeweils eine rund 30 %-ige Zahlungsbereitschaft besteht, wenn die bisherigen fossilen Kraftstoffe durch PtX-basierte Kraftstoffe ersetzt werden. Am stärksten fällt die Zustimmung dabei bei Flugtickets aus (43 %), beim eigenen Pkw sind es 34 %, bei Gebühren für eine geteilte Fahrzeugnutzung wie Carsharing oder Mietwagen 31 % sowie beim ÖPNV 30 % (jeweils Summe aus „stimme eher zu“ und „stimme voll zu“).

Ein weiterer wichtiger Punkt in der Diskussion um den Einsatz von PtX-Technologien auf Gesamtsystemebene betrifft die Frage der Sektorenallokation, d.h., in welchen Bereichen der erneuerbare Strom bzw. der darauf basierende „grüne“ Wasserstoff bzw. „grüne“ Kraftstoff eingesetzt werden sollte. Insbesondere mit Verweis auf mögliche Alternativen wie Elektromobilität oder Strategien der Verkehrsverlagerung findet sich in öffentlichen Diskursen zum Teil die Position, dass im Verkehrsbereich (vor allem private Pkw) eher direkt verstromt werden sollte, sodass zum einen die Entwicklung von anderen alternativen Antrieben wie die Elektromobilität nicht gehemmt werden, zum anderen Wasserstoff bzw. die PtX-Prozesse vornehmlich für den industriellen Bereich zur Verfügung stehen. In den Ergebnissen der Panelbefragung zeigen sich diese Positionen nicht so eindeutig, insgesamt wird ein relativ ausgeglichenes Bild deutlich.

Bei der Frage nach einer möglichen Verhinderungswirkung von anderen nachhaltigen Antrieben durch den Fokus auf SynFuels nähert sich das Antwortverhalten der Befragten einer Normalverteilung an (s. **Abbildung 5.7**): Die Antwortoptionen „stimme überhaupt nicht zu“ (8–10 %) und „stimme völlig zu“ (6 %) wurden am wenigsten ausgewählt und die „teils/teils“-Option am häufigsten (21–25 %). Ein ähnlich großer Anteil der Befragten gibt an „eher nicht“ oder „eher“ zuzustimmen. Dementsprechend scheint knapp jede*r vierte Teilnehmer*in Argumente für und gegen dieses Risiko zu sehen („teils/teils“: 21–25 %). Etwas weniger Personen, ungefähr jede*r Fünfte, scheinen etwas mehr bzw. weniger von dem Risiko überzeugt zu sein, dass durch Power-to-X-Technologien hergestellte Kraftstoffe (Synfuels) einen wirklich nachhaltigen Wandel im Verkehrssektor hin zu anderen klimaneutralen Antrieben verhindert („stimme eher zu“: 18–20 %; „stimme eher nicht zu“: 17–21 %).

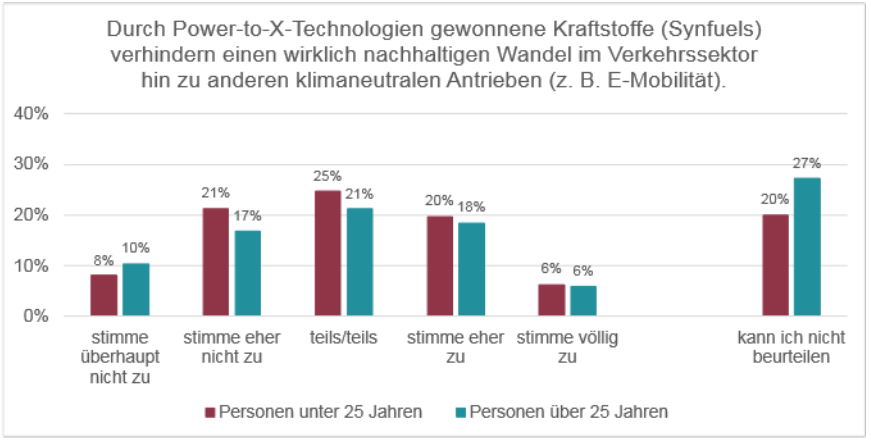


Abbildung 5.7: Mögliche Verhinderungswirkung der Verkehrswende durch den Einsatz von durch Power-to-X-Technologien gewonnene Kraftstoffe.

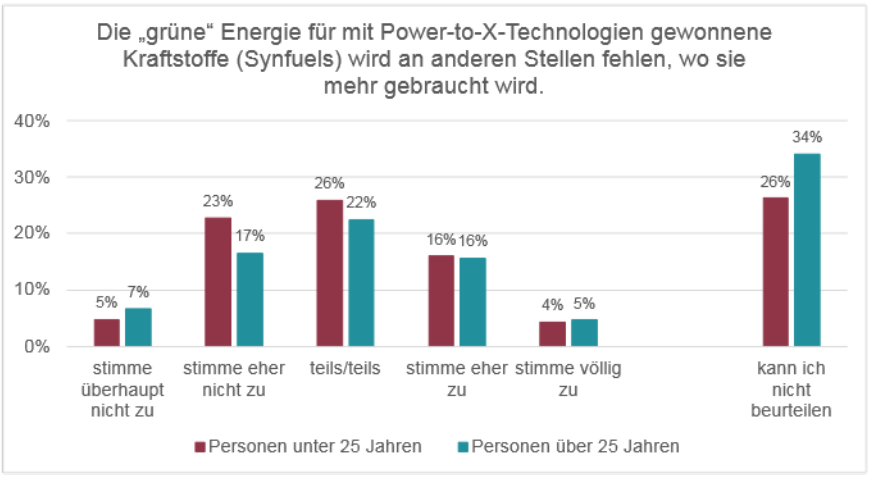


Abbildung 5.8: Mögliche Nutzungskonflikte durch SynFuels hinsichtlich der verfügbaren erneuerbaren Energie.

Ein erheblicher Teil der Befragten (ein Fünftel bis ein Viertel) gibt an, dass sie dieses Risiko („PtX-Kraftstoffe verhindern einen wirklich nachhaltigen Wandel im Verkehrssektor"), nicht beurteilen können. Diese Personen sind häufiger über 25 (27 %) als unter 25 Jahren (20 %).

Auch bei der Frage nach möglichen Nutzungskonflikten werden sowohl die ausgeglichene Einschätzung sowie vor allem die Unsicherheit in der Bewertung deutlich (s. **Abbildung 5.8**). In leichten Tendenzen zeigt sich mehr Ablehnung als Zustimmung insbesondere bei Personen unter 25 Jahren: 23 % der unter 25-Jährigen stimmen eher nicht zu und 5 % stimmen überhaupt nicht zu, dass die grüne Energie, die für die Herstellung von SynFuels mit PtX-Technologien verbraucht wird, an wichtigeren Stellen fehlen wird. Somit kann man sagen, dass mehr als jede*r Vierte (28 %) unter 25 Jahren weniger bis überhaupt nicht überzeugt ist von der Existenz oder Relevanz dieses Risikos. Hinsichtlich der befragten Personen, die eher (16 %) oder völlig (4–5 %) der Aussage zustimmen, zeigen sich keine relevanten Unterschiede zwischen den Altersgruppen. Ungefähr ein Viertel der Befragten gibt an ambivalent zu sein („teils/teils"). Personen über 25 Jahren entscheiden sich etwas seltener (22 %) als Personen unter 25 Jahren (26 %) für diese Antwortoption. Im Gegenzug geben deutlich mehr Personen über 25 Jahren (34 % vs. 26 %) an die Aussage nicht beurteilen zu können. Dieses Muster zieht sich durch den Großteil der Befragung.

Insbesondere im Vergleich zu anderen Fragebogenitems im Mobilitätsbereich ist der Anteil der Personen, der bei diesem Item (und auch bei den anderen Items, die sich inhaltlich mit den möglichen Risiken von PtX-Technologien im Mobilitätssektor beschäftigen) angibt, die Aussage nicht beurteilen zu können, mit knapp einem Drittel (26–34 %), überdurchschnittlich groß. Das Beurteilen dieser eher systemischen Fragen, die einen Gesamtüberblick über verfügbare Mengen und Bedarfe erfordern, scheint vielen Befragten folglich sehr schwer gefallen zu sein. Hier besteht dementsprechend noch ein Bedarf an Wissensvermittlung und transparenter Kommunikation darüber, welche die Möglichkeiten und Grenzen der einzelnen Sektoren hinsichtlich der Verteilung von bzw. Versorgung mit PtX-Produkten darstellt. Das betrifft insbesondere auch die Frage der zur Verfügung stehenden Potenziale, welche im nächsten Abschnitt beschrieben werden.

5.3 Potenzialanalyse synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor

*Autor*innen: Dinh Du Tran, Luisa López*

Die wesentlichen Änderungen der Potenzialanalyse der PtX-Produkte im Verkehrssektor gegenüber der Roadmap 3.0 [4] liegen in den aktualisierten Strompotenzialen aus dem Energiemodell (Basisszenario), welches in Kapitel 3.1 beschrieben wurde. Des Weiteren wurden nicht nur die Stromangebotspotenziale, sondern auch die produktspezifischen Bedarfe übernommen, wie sie in Kapitel 5.1 beschrieben sind. Im Speziellen fokussiert sich dieses Kapitel auf die Potenziale von FT-Diesel/Benzin sowie FT-Kerosin. Da der Fischer-Tropsch-Prozess nicht selektiv ist, fallen dabei verschiedene Fraktionen wie Gase, Naphtha, Kerosin, Diesel und Wachse an. Die entsprechenden Anteile der jeweiligen Produkte können durch verschiedene Faktoren wie Temperatur, Druck und Katalysator beeinflusst werden, wobei eine 100%ige Selektivität auf ein einziges Produkt nicht möglich ist. Bei dem Potenzialanalyse-Tool befinden sich unter der Auswahlmöglichkeit an Produkten u. a. Diesel/Benzin, Kerosin und Naphtha (siehe Kapitel 6.3.1). Wenn eines von diesen FT-Produkten ausgewählt wird, zeigt das Tool das Angebots- bzw. Nachfragepotenzial des ausgewählten Produktes (oder im Fall von Diesel/Benzin beider ausgewählten Produkte) und gliedert alle anderen Fraktionen als „andere FT-Produkte" ein. Der Grund für diese Vorgehensweise ist die Vereinfachung der Komplexität im Tool.

Der nächste Abschnitt ist folgendermaßen aufgebaut: Nach der Erläuterung der spezifischen Ergebnisse zum Nachfragepotenzial (bzw. der Bedarfe an PtX-Grundressourcen) und der anschließenden Gegenüberstellung mit den Angebotspotenzialen erfolgt eine qualitative Einordnung aus Sicht der noch verbliebenden Kriterien in den Kriterienclustern „Industrie" und „Infrastruktur". Eine abschließende Einordnung aus Sicht der Kriterienübergreifenden Faktoren sowie den politischen Grundlagen schließt die Potenzialanalyse für die drei FT-Produkte Benzin, Diesel und Kerosin für diese Projektphase ab.

Tabelle 5.1: Bedarfsmengen (Mio.t) für FT-Benzin, -Diesel und -Kerosin sowie die notwendigen Strommengen, um diese Nachfrage zu decken (TWh). (CO_2 via DAC).

	2020	2030	2040	2050
Nachfrage Mio. t				
Benzin	15,93	8,47	1,13	0,00
Diesel	35,85	19,17	4,22	0,25
Kerosin	10,27	8,86	7,64	7,02
Benötigte Strommenge TWh				
Diesel und Benzin	2.928,91	1.399,77	299,41	17,1
Kerosin	653,19	503,64	421,48	373,82
Wasserbedarf Mio t.				
Diesel und Benzin	846,93	452,97	99,78	5,91
Kerosin	188,88	162,98	140,47	129,12
CO_2-Bedarf Mio t.				
Diesel und Benzin	379,26	202,84	44,68	2,64
Kerosin	84,58	72,98	62,90	57,82

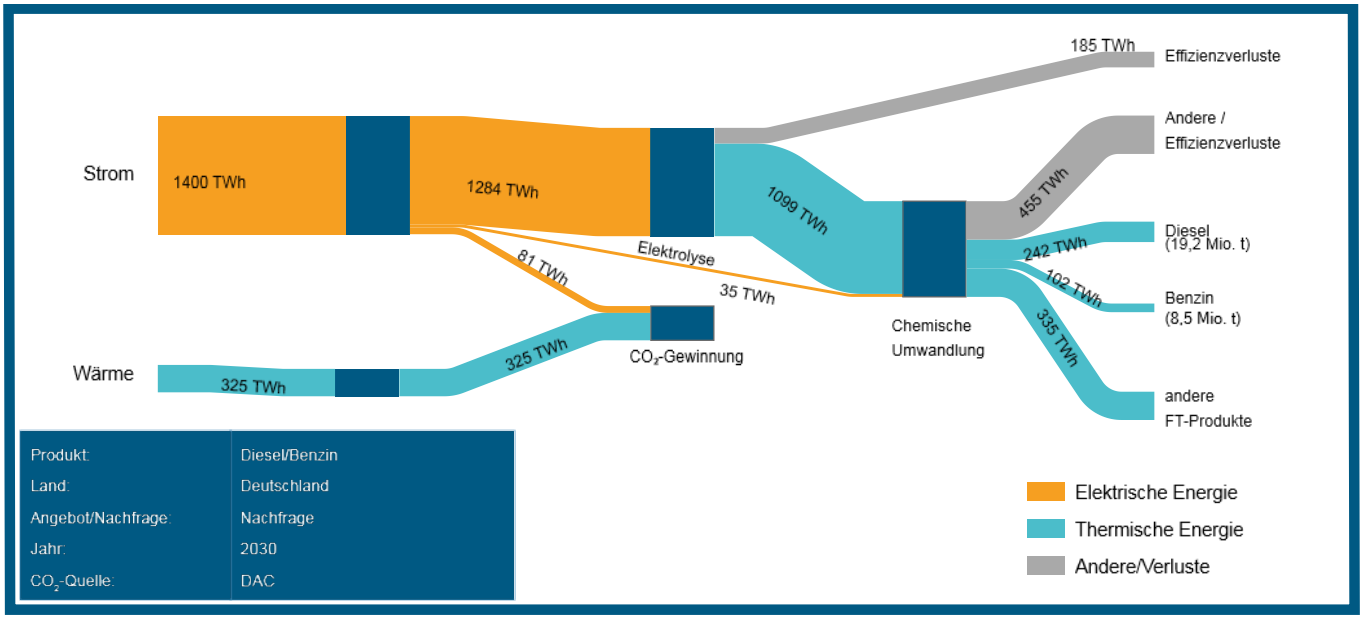


Abbildung 5.9: Nachfragepotenzial für FT-Benzin und -Diesel im Jahr 2030.

5.3.1 Ergebnisse der Potenzialanalyse zu den Fischer-Tropsch-Produkten Benzin, Diesel und Kerosin

Die Bedarfe an synthetischen Kraftstoffen (genauer genommen PtX-Benzin, -Diesel und -Kerosin) innerhalb der Potenzialanalyse entsprechen den Bedarfen des aktualisierten Basisszenarios, welches im Detail in Kapitel 5.1 für den Verkehrssektor beschrieben wird.

Aus Gründen der Übersicht und der Verständlichkeit sind die Beschreibungen der Potenziale im Verkehrssektor in zwei Teile aufgetrennt: Benzin/Diesel und Kerosin. Dies ist damit begründet, dass diese Produkte auch im Tool getrennt ausgewiesen werden (s. Beschreibung zur Schulz-Flory-Verteilung und Produktfraktionen in Roadmap 3.0, Kapitel 5.4 [4]).

Die im Tool hinterlegten Bedarfsmengen für die zwei Prozesse sind in **Tabelle 5.1** aufgeführt. Ebenfalls dargestellt sind die hierfür mittels des Tools berechneten notwendigen Mengen an Strom, Wasser und CO_2. Für die Bestimmung dieser Bedarfsmengen wurde angenommen, dass das Wasser für die Elektrolyse aus erneuerbaren Wasserressourcen stammt und der Kohlenstoff über eine direkte Abscheidung aus der Luft (DAC) gewonnen wird. Zur Größeneinordnung: Die benötigte Menge an CO_2 für die Herstellung der drei untersuchten Kraftstoffe in 2050 entspricht in etwa 9 % des deutschen direkten CO_2-Ausstoßes im Jahre 2021 [46] und der Wasserbedarf 0,11 % der Wasserressourcen [12].

Eine Besonderheit ist der Sprung von 2030 auf 2040, bei dem die Bedarfe und folglich auch die erforderlichen Strommengen stark sinken. Die Ursachen und Details hierfür werden ausführlich in Kapitel 5.1 erläutert und daher an dieser Stelle nicht wiederholt.

BEDARFSPOTENZIALE VON FT-BENZIN,-DIESEL SOWIE FT-KEROSIN

Das Energieflussdiagramm für das Nachfragepotenzial der Fischer-Tropsch-Produkte Benzin/Diesel im Jahr 2030 mit CO_2 aus DAC und Süßwasser als Quelle für die Elektrolyse ist in **Abbildung 5.9** dargestellt. Sie veranschaulicht sehr deutlich, dass von der Wasser-Elektrolyse bis zum Produkt ein nicht unerheblicher Teil der eingesetzten Energie verloren geht. Die restlichen Fraktionen bei der Fischer-Tropsch-Produktion fallen als Nebenprodukte an, da sie noch aufgearbeitet und weiterverarbeitet werden können. Für eine Nachfrage von 8,5 Mio. t Benzin und 19,2 Mio. t Diesel werden insgesamt 1.400 TWh Strom benötigt, um diese vollständig über den synthetischen Weg decken zu können. Diese Strompotenziale sind jedoch in Deutschland nicht vorhanden (s. Strompotenziale in **Tabelle 3.4** abzüglich der Eigenbedarfe in **Tabelle 3.5**). Im Jahr 2030 wird der gesamte Bedarf daher noch nicht über eine synthetische Kraftstofferzeugung in Deutschland gedeckt werden können (s. u.: Angebotspotenzial für FT-Benzin und Diesel). Es bedarf daher auch in 2030 weiterhin der bestehenden fossilen Mineralölvorkommen oder einen Energieimport in Form von Strom, Wasserstoff oder synthetischen Produkten für die weitere Versorgung der benötigten Mengen an Benzin und Diesel.

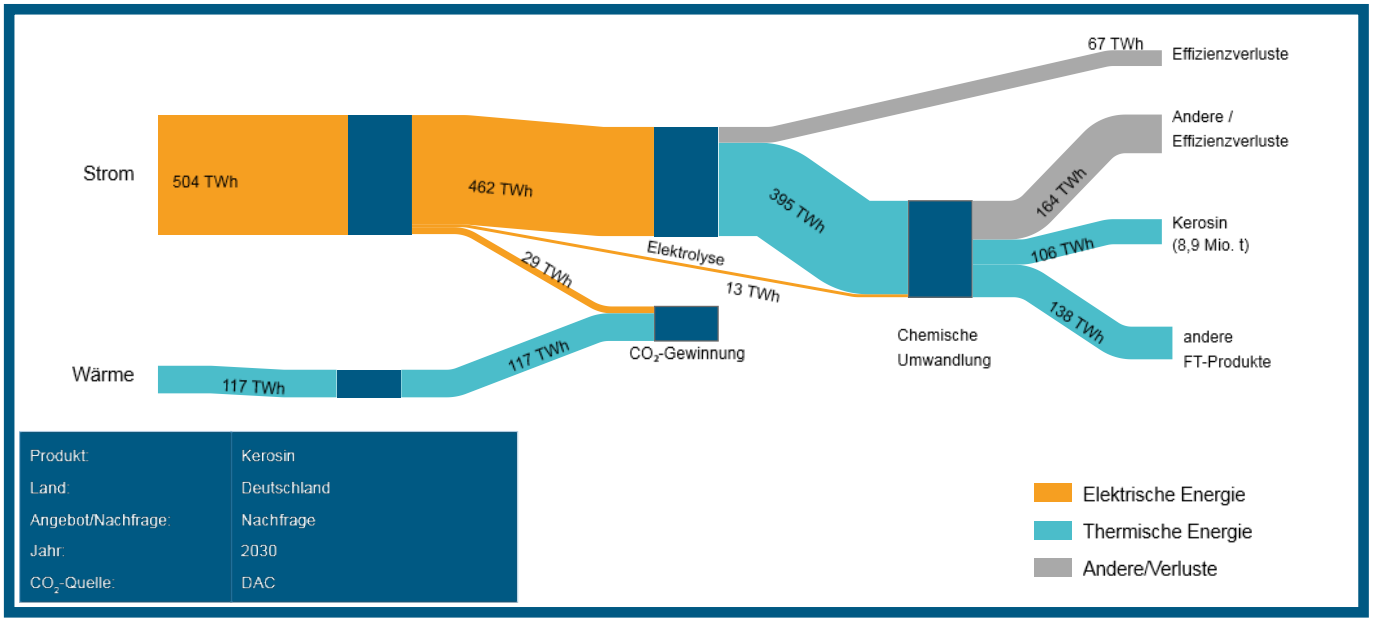


Abbildung 5.10: Nachfragepotenzial für FT-Kerosin im Jahr 2030.

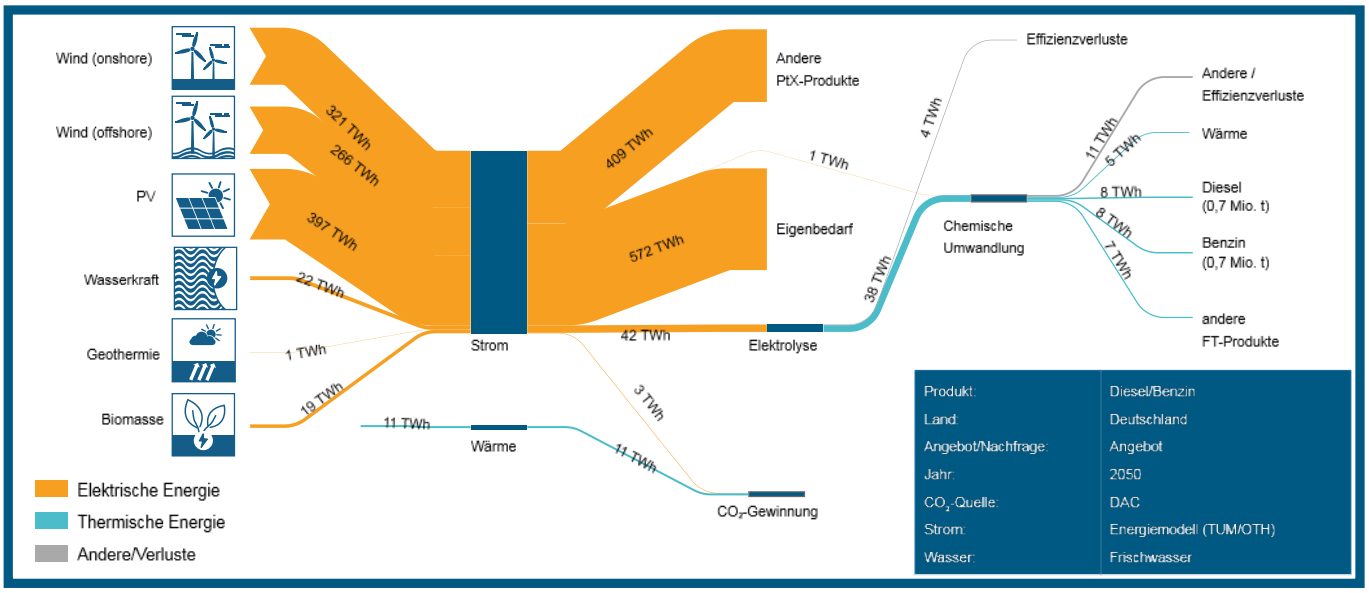


Abbildung 5.11: Sankey-Diagramm für das Angebot an FT-Diesel und -Benzin im Jahr 2050 mit DAC als CO_2-Quelle.

Der direkte Vergleich der Strombedarfe in den Jahren 2040 und 2050 mit den Strompotenzialen für PtX zeigt, dass der Bedarf an den synthetischen Kraftstoffen Benzin und Diesel mit deutschen Potenzialen gedeckt werden könnte. Allerdings wäre hierfür im Jahr 2040 ein großer Anteil des PtX-Stroms nötig (ca. 80 %), während dieser Anteil im Jahr 2050 auf unter 4 % sinkt, was v.a. damit zusammenhängt, dass die prognostizierten Bedarfe stark sinken.

Das Energieflussdiagramm für das Nachfragepotenzial von Fischer-Tropsch-Kerosin im Jahre 2030 mit CO_2 aus DAC und Süßwasser als Quelle für die Elektrolyse ist in **Abbildung 5.10** dargestellt. Wie auch schon bei Benzin und Diesel wird der tatsächliche Bedarf an Kerosin im Jahr 2030 noch nicht über die synthetische Kraftstofferzeugung gedeckt werden können.

Auch im Jahr 2040, ab dem prinzipiell ein Potenzial an PtX-Strom vorhanden wäre (s. Strompotenziale in **Tabelle 3.4** abzüglich der Eigenbedarfe in **Tabelle 3.5**), könnte der Kerosin-Bedarf nur zum Teil über die strombasierte Fischer-Tropsch-Route gedeckt werden. Für die Deckung des gesamten Bedarfs wären zusätzliche Importe notwendig. Im Jahr 2050 hingegen wäre es technisch möglich, den Kerosinbedarf komplett über Fischer-Tropsch-Kerosin zu decken, jedoch wären hierfür ca. 82 % des PtX-Stroms notwendig.

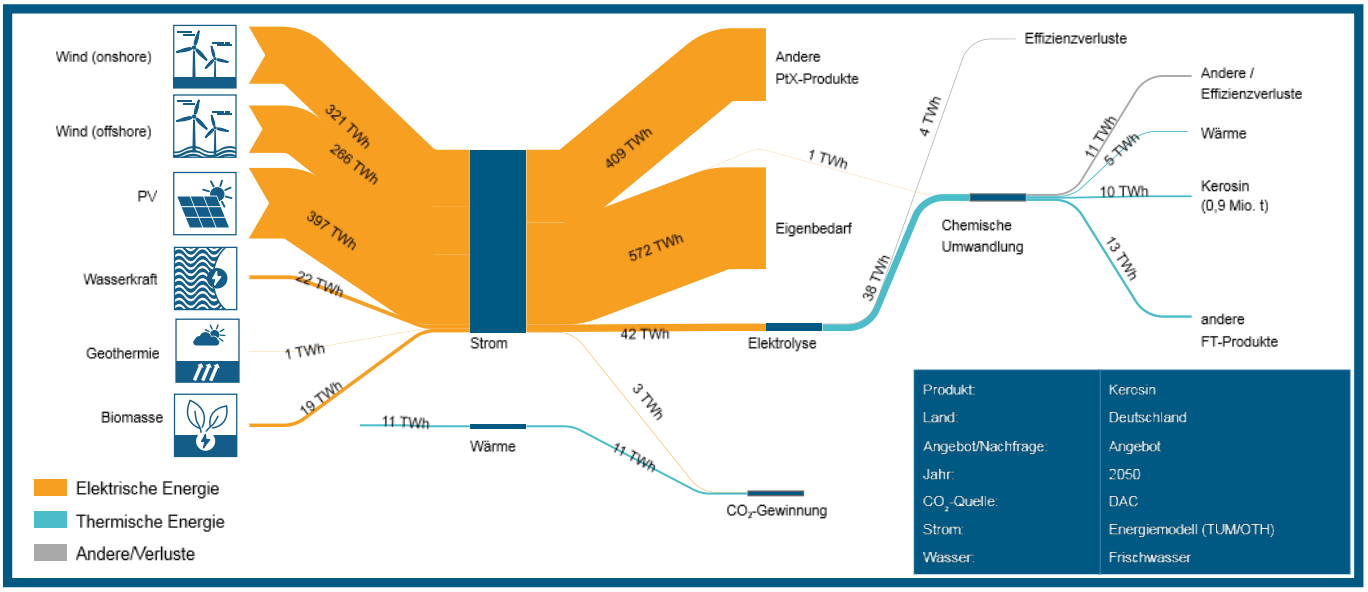


Abbildung 5.12: Sankey-Diagramm für das Angebot an FT-Kerosin im Jahr 2050 mit DAC als CO_2-Quelle.

ANGEBOTSPOTENZIALE VON FT-BENZIN, -DIESEL SOWIE FT-KEROSIN

Der direkte Vergleich der Strombedarfe für die Synthese der FT-Kraftstoffe im Verkehrssektor mit den in **Tabelle 3.4** gelisteten Strom-Angebotspotenzialen zeigt bereits, dass das deutsche Angebotspotenzial an Strom bis einschließlich 2030 nicht ausreichen wird, um sämtliche Bedarfe an synthetischen Kraftstoffen im Verkehr zu decken.

Dennoch soll zur vollständigen Übersicht berechnet werden, wie hoch das technische Angebotspotenzial für diese Kraftstoffe wäre. Für das sehr hypothetische Szenario, bei dem 100 % des für PtX verfügbaren Stroms (s. oben) ausschließlich in ein Produkt (in dem Fall in Benzin und Diesel) fließt, sind die Angebotsmengen in **Tabelle 5.2** gelistet.

Tabelle 5.2: Angebotspotenziale für Fischer-Tropsch-Kraftstoffe im Verkehrssektor.

Mio. t	2020	2030	2040	2050
Benzin	0,00	0,00	5,11	6,77
Diesel	0,00	0,00	5,03	6,66
Kerosin	0,00	0,00	6,46	8,55

Ein deutlich realistischeres Szenario wird im Folgenden dargestellt, indem der verfügbare Strom für die ausgewählten PtX-Produkte auf 10 % begrenzt wird. Die jeweiligen Energieflüsse für das Angebot von FT-Diesel und Benzin sind in **Abbildung 5.11** dargestellt. Für das Jahr 2050 ergibt sich somit ein Angebotspotenzial von 0,68 Mio. t für Benzin und 0,67 Mio. t Diesel. Während im Jahr 2050 in Deutschland kein Bedarf mehr an Benzin herrscht (s. Kapitel 5.1), würde dennoch der Bedarf an Diesel gedeckt werden können.

Auch für FT-Kerosin wurden die Angebotspotenziale für das hypothetische Szenario errechnet, bei dem der gesamte PtX-Strom in die Synthese dieses einen Produkts fließt. Die Ergebnisse sind in **Tabelle 5.2** zusammengefasst.

Ebenfalls wurde das Szenario mit 10 % des PtX-Stroms berechnet, wohlwissend, dass der Bedarf an synthetischem Kerosin dadurch nicht gedeckt werden könnte. Dies würde zu Angebotspotenzialen von 0,65 Mio. t (für 2040) und 0,86 Mio. t (für 2050) an FT-Kerosin führen. Das dazugehörige Sankey-Diagramm für 2050 ist in **Abbildung 5.12** dargestellt. Wie bereits beschrieben (s. o.), können damit die Bedarfe an Kerosin in Deutschland nicht gedeckt werden.

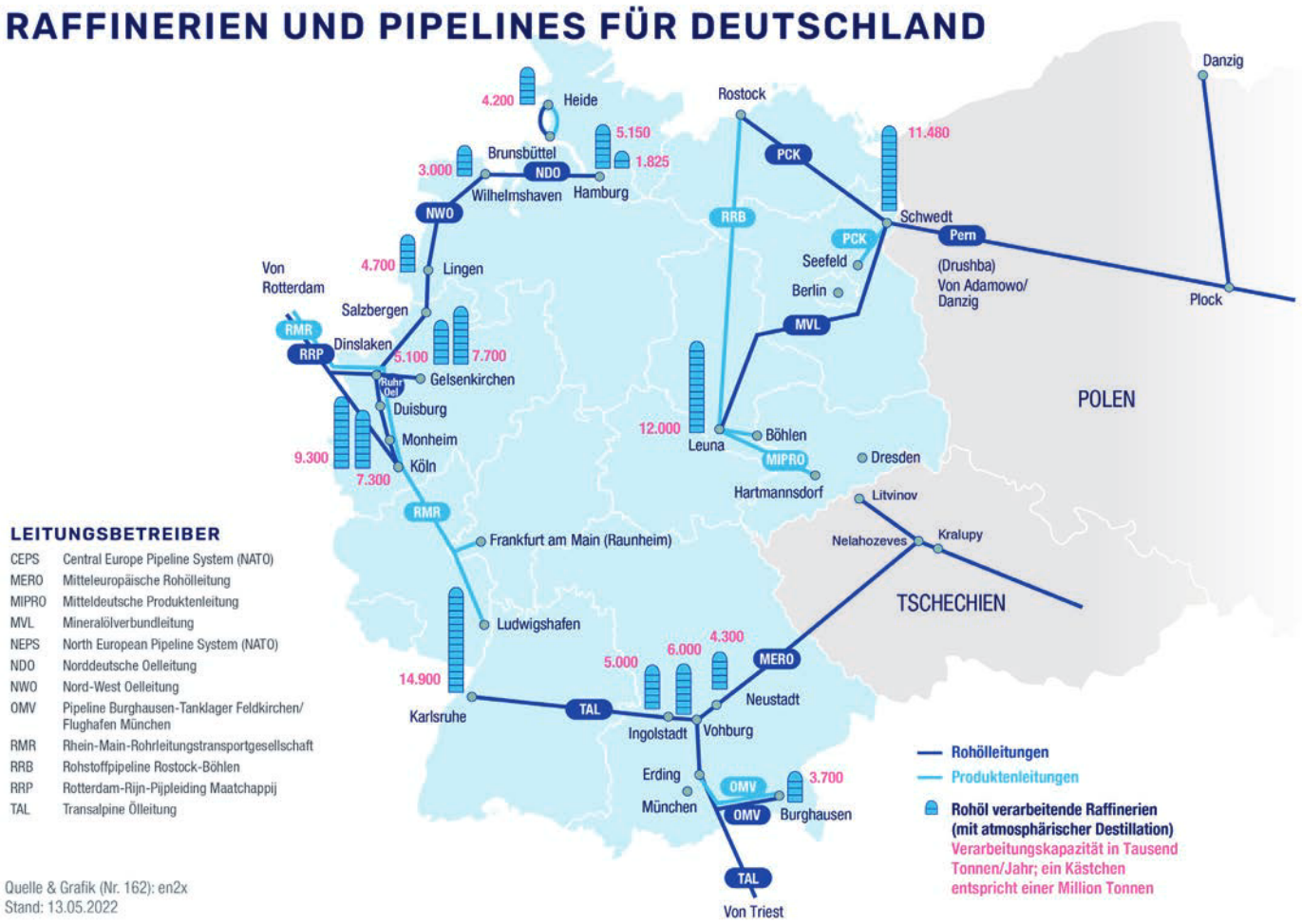


Abbildung 5.13: Übersicht über Raffinerien und Pipelines in Deutschland.
Quelle: en2x (Grafik 162, Stand 13.05.2022), https ://en2x.de/positionen/raffinerien-und-produktion/ letzter Zugriff: 18.07.2022

5.3.2 Ergänzung durch weitere Kriterien

Wie in Kapitel 3.5 erläutert, verfolgt die Potenzialanalyse ein holistisches Prinzip zur Potenzialbestimmung und berücksichtigt daher noch keine regionalen Einflussfaktoren. Um das zukünftige Angebot an PtX-Produkten sicherzustellen, kann bedingt und sollte bereits vorhandene Infrastruktur, z. B. Raffinerien, zur PtL-Aufarbeitung genutzt werden. Die folgende Beschreibung gilt gleichermaßen für alle FT-Produkte, also Benzin/Diesel, Kerosin und Naphtha.

Die Drop-In-Fähigkeit von Rapsöl in einem Co-Processing in Erdölraffinerien konnte bereits gezeigt werden, wobei ohne größere technische Veränderungen Zumischraten von bis zu 20 % realisierbar sind [47], [48]. Gleiches lässt sich für das PtL-Öl annehmen, wobei bei höheren Mischquoten weitere Anpassungen und demnach Investitionskosten erforderlich werden. Für die Weiterverwertung von 100 % PtL-Kraftstoff in bestehenden Raffinerien ist von einer separaten Aufarbeitungsmethode auszugehen.

Speziell für die Verwendung von beigemischtem PtL-Kerosin in der Luftfahrt wird das Co-Processing-Verfahren nach internationalen Standards (ASTM D1655-21c und ASTM D7566-21) mit Anteilen von bis zu 50 % (für Fischer-Tropsch-Produkte) bereits anerkannt [49]–[51]. Nach deutschem Recht wird es jedoch nicht zur Anrechnung der Treibhausgas-Quotenverpflichtung zugelassen, da es nicht im Anhang 1 (also der Positivliste) der 37. BimSchV (Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes) aufgelistet ist [52], [53].

Um abseits der regulatorischen Fragestellungen dennoch die Potenziale an synthetischen Kraftstoffen in Deutschland

quantitativ bestimmen zu können, ist es notwendig, diese Raffinerien näher zu betrachten. Deutschland verfügt aktuell bereits über 18 Raffinerien, die zusammen eine jährliche Aufbereitungskapazität von ca. 93 Mio. t Erdöl haben. **Abbildung 5.13** zeigt eine Übersicht über die bestehenden Erdölraffinerien und -Pipelines in Deutschland. Für eine realistische Potenzialbestimmung müssten u. a. die aktuellen Voraussetzungen in der deutschen chemischen Industrie identifiziert werden, um die fossildominierte Rohstoffbasis durch PtX-Rohstoffe zu ersetzen. Aufbauend auf einer Erhebung und Ausweisung aktueller und prognostizierter Mengengerüste in der Grundstoffchemie (u. a. Naphtha, Erdgas) speziell für die Standorte in Deutschland, ggf. auch im Kontext zu vorhandenen biogenen Quellen, ließe sich erst das Potenzial weiter präzisieren.

Die Transport-Infrastruktur sowohl vom FT-Rohöl als auch von den Endprodukten spielt dabei ebenfalls eine bedeutende Rolle. Das Erdöl-Pipeline-Netz ist in Deutschland gut aufgebaut und vernetzt somit viele industriellen Standorte. Größtenteils wird das in Deutschland verwendete Erdöl aus Russland, USA, Kasachstan, Großbritannien und Norwegen importiert [54]. Insbesondere durch den aktuellen Krieg in der Ukraine ist es unklar, wie sich die Importe aus Russland zukünftig entwickeln werden, sodass auch die starke Importabhängigkeit Deutschlands in Frage gestellt werden sollte. 80 % des Gesamtimports erfolgt über Pipelines aus dem Ausland und die restlichen 20 % über Schiffimporte [55]. Auch hierfür müssten zunächst die aktuellen Rohstoffversorgungsinfrastrukturen im Kontext einer möglichen, zukünftigen Substitution mit PtX-Rohstoffen oder -Produkten analysiert und diskutiert werden. Ebenfalls wäre es notwendig zu betrachten, in welcher Form die Verwendung dieser PtX-Rohstoffe (entweder durch nationale Erzeugung oder Import) sich auf die bestehenden Raffinerien, deren Prozesse und dem gewünschten Produktportfolio (insbesondere Benzin, Diesel, Kerosin und auch Naphtha) auswirkt.

Eine detaillierte, qualitative Bewertung der Chemie-Standorte und Raffinerien sowie die Umrüstung der existierenden Pipeline-Infrastrukturen auf synthetische Kraftstoffe oder PtX-Produkte im Allgemeinen übersteigt jedoch den Umfang dieses Projekts.

In den vergangenen Jahren sind jedoch insbesondere zu grünem Wasserstoff zahlreiche Projekte zur Untersuchung dieser Infrastrukturen hervorgetreten, die sich Teilen dieser komplexen Fragestellung widmen. Allen voran ist das Wasserstoffleitprojekt TransHyDE[5] zu nennen, welches vor dem Hintergrund der russischen Invasion in die Ukraine ein Hintergrundpapier zu den Energieträgerimporten aus Russland verfasste und darin den Fokus der Planungen auf das mittelfristige Erreichen des Pfads zur Klimaneutralität legt [56].

Die Potenzialanalyse schließt mit der oben genannten Betrachtung des Kriterienclusters „Industrie“ und den vorherigen Clustern „Grundressourcen“ ab. Ein Großteil der Kriterien im Cluster „Infrastruktur“ ist in den Analysen der Energiesystemmodellierung bereits vorhanden und wird an dieser Stelle somit nicht weiter diskutiert. Von den in der Roadmap 3.0 erläuterten Einflussfaktoren auf das Gesamtpotenzial bzw. das realistische Potenzial sind daher noch lediglich die kriterien-übergreifenden Faktoren sowie die politischen Kriterien offen, welche jedoch nur teilweise oder gar nicht quantifizierbar sind, wie u.a. die Schaffung von Arbeitsplätzen, die politischen Förderinstrumente oder die Länderstabilität. Eine Zuhilfenahme von bewertenden Indikatoren, wie bspw. Wasserstresslevel [57] oder der jährlichen Süßwasserentnahme [58], u.v.m. wäre für die Süßwasserverfügbarkeit möglich. Generell bietet die Weltbank für nahezu alle Länder in unterschiedlichen Bereichen quantitative Indikatoren, wie u. a. der ländlichen, wirtschaftlichen, sozialen und urbanen Entwicklung, der Verschuldung und generell der finanziellen Lage des Landes oder der Bevölkerungsstruktur, welche prinzipiell folglich eine quantitative Bewertung für die Potenzialbestimmung möglich machen würde [59]. Diese Indikatoren würden jedoch vorrangig die Analyse verkomplizieren, sodass die Resultate für ein realistisches Gesamtpotenzial weniger transparent und demnach nur noch schwer nachvollziehbar wären.

Im nächsten Abschnitt erfolgt die ökologische und ökonomische Analyse synthetischer PtX-Kraftstoffe. Exemplarisch hierfür wird FT-Kerosin betrachtet.

[5] https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde

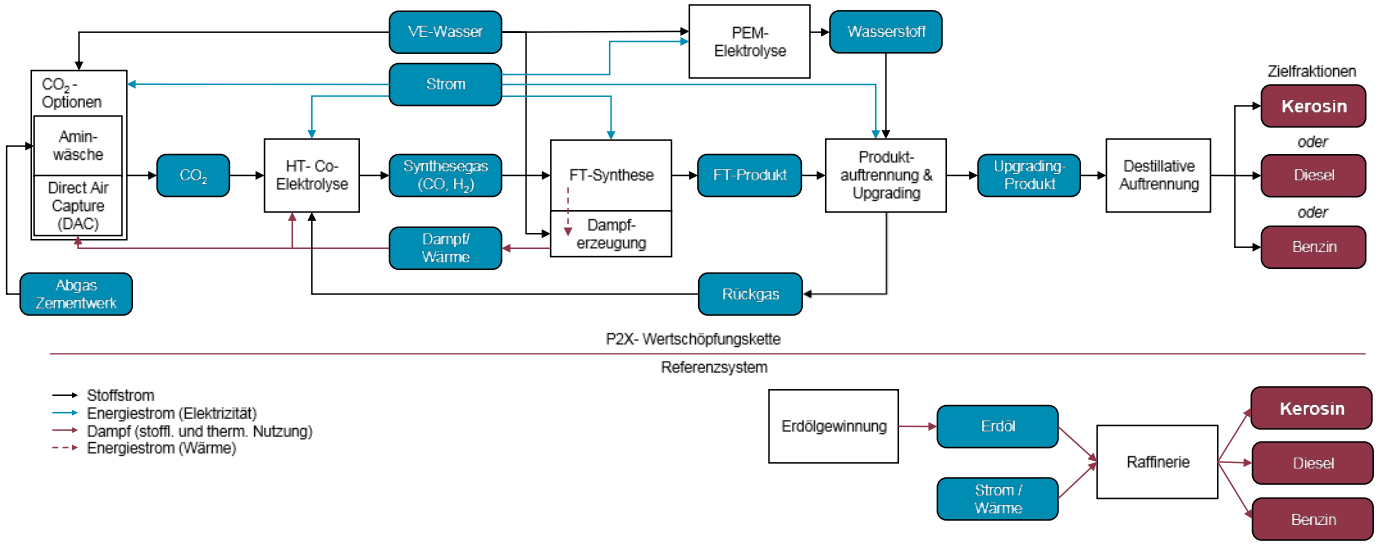


Abbildung 5.14: Prozesskette der FT-Kraftstoffherstellung und vereinfachte Prozesskette des fossilen Referenzsystems.

5.4 Analyse der P2X-Wertschöpfungskette synthetischer Fischer-Tropsch-Kraftstoffe

5.4.1 Prozessbeschreibung

*Autor*innen: Jana Späthe, Moritz Raab, Andreas Patyk*

Die Analyse der PtX-Kraftstoffproduktion befasst sich mit einer Prozesskette, bei der CO_2 zusammen mit Wasser in einer Hochtemperatur-Co-Elektrolyse in Synthesegas umgewandelt und aus diesem in einer nachgeschalteten Fischer-Tropsch (FT) Synthese flüssige Kohlenwasserstoffe herstellt werden. Der Fokus liegt auf der Synthese von Kerosin, wobei auch Benzin und Diesel als Nebenprodukte anfallen. Die Prozesskette sowie der Referenzprozess, eine konventionelle Erdölraffination, sind in **Abbildung 5.14** graphisch dargestellt.

Das eingesetzte CO_2 wird direkt aus der Luft über eine DAC-Einheit oder aus dem Abgas einer Punktquelle mittels einer Aminwäsche (Monoethanolamin) (siehe Kapitel 4.3) entnommen. Beispielhaft wurde als Punktquelle ein Zementwerk gewählt, welches jedoch räumlich von der Syntheseeinheit getrennt ist, weshalb CO_2 durch eine Pipeline zu den übrigen Komponenten der Prozesskette transportiert wird. Das Zementwerk selbst wird dabei durch die gewählte Allokationsmethode nicht betrachtet. Detailliert beschrieben sind die verschiedenen Allokationsmethoden mit ihren Implikationen für die Ergebnisse bei der Betrachtung einer CO_2-Punktquelle in Kapitel 4.3.1.

In der anschließenden Hochtemperatur-Co-Elektrolyse werden zwei essenzielle Teilschritte von PtX-Prozessen kombiniert: die Spaltung von Wasser sowie die Erzeugung von Kohlenmonoxid (CO) aus CO_2. Durch diese Kombination wird kein rWGS-Reaktor benötigt, in welchem andernfalls das CO durch die reverse Wasser-Gas-Shift Reaktion erzeugt werden würde. Vorteilhaft ist zudem, dass aufgrund der Betriebstemperaturen der Elektrolyse ein Teil der erforderlichen Energie für die Spaltung des Wassers in Form von Wärme bereitgestellt werden kann, wodurch der Bedarf an elektrischer Energie reduziert wird. Die entstehende Gasmischung, das sogenannte Synthesegas, wird anschließend verdichtet und ist der Ausgangsstoff für die FT-Synthese. Die HT-Co-Elektrolyse und die Verdichtung sind in den folgenden Ergebnissen als Synthesegasbereitstellung (Syngas) zusammengefasst dargestellt.

In der FT-Synthese wird das Synthesegas an einem Cobalt-Katalysator in die flüssigen Kohlenwasserstoffe umgewandelt. Die dabei freiwerdende Reaktionswärme wird in Form von Dampf abgeführt. Dieser wird in der Elektrolyse sowie für den Wärmebedarf der Bereitstellung des CO_2 per DAC genutzt. Diese Wärmeintegration reduziert den Wärmebedarf erheblich, wodurch in Zukunft ein vergleichsweise hoher Wirkungsgrad der gesamten Prozesskette von über 50 % erzielt werden kann. Da das aus der Punktquelle stammende CO_2 mit Hilfe einer Pipeline zur Kraftstoffproduktionsanlage transportiert wird, ist im untersuchten Szenario eine Wärmeabgabe an die Aminwäsche nicht möglich. Die in der vorherigen Roadmap betrachtete Unterscheidung zwischen der ausschließlichen Nutzung von Hochtemperaturwärme ($\geq 120\,°C$) und der zusätzlichen Nutzung von Niedertemperaturwärme ($< 120\,°C$) wird im Folgenden nicht mehr dargestellt. Die Berechnungen beziehen sich auf eine ausschließliche Nutzung der direkt nutzbaren Hochtemperaturwärme. Zusätzlich zur Wärmeintegration erfolgt eine Stoffintegration, bei der das nicht kondensierte und H_2-, CO-, CO_2- und kohlenwasserstoffreiche Tailgas der Produktauftrennung nach der FT-Synthese zu einem großen Teil in der HT-Co-Elektrolyse als Rückgas wiederaufbereitet wird. Das erhöht die Effizienz und Kohlenstoffausnutzung des integrierten P2X-Gesamtprozesses.

Das Produkt der FT-Synthese wird im letzten Schritt aufgetrennt und erfährt ein sogenanntes „Upgrading" bei dem die Kohlenstoffketten gecrackt, hydriert und isomerisiert werden. Der zusätzliche Wasserstoff, der für diesen letzten Schritt benötigt wird, wird in den folgenden Analysen von einer PEM-Elektrolyse bereitgestellt, die in Kapitel 7.4 näher beschrieben ist. Analog zur 3. Roadmap [4] wird eine großskalige Anlage bewertet, bei der 100 MWel Leistung der HT-Co-Elektrolyse den Ausgangspunkt für die Simulation bilden. Für einen sinnvollen Einsatz von FT-Kerosin ist ein ökologischer Vorteil gegenüber dem fossilen Äquivalent essentiell. Im folgenden Kapitel werden daher zunächst die Ergebnisse der Lebenszyklusanalyse vorgestellt.

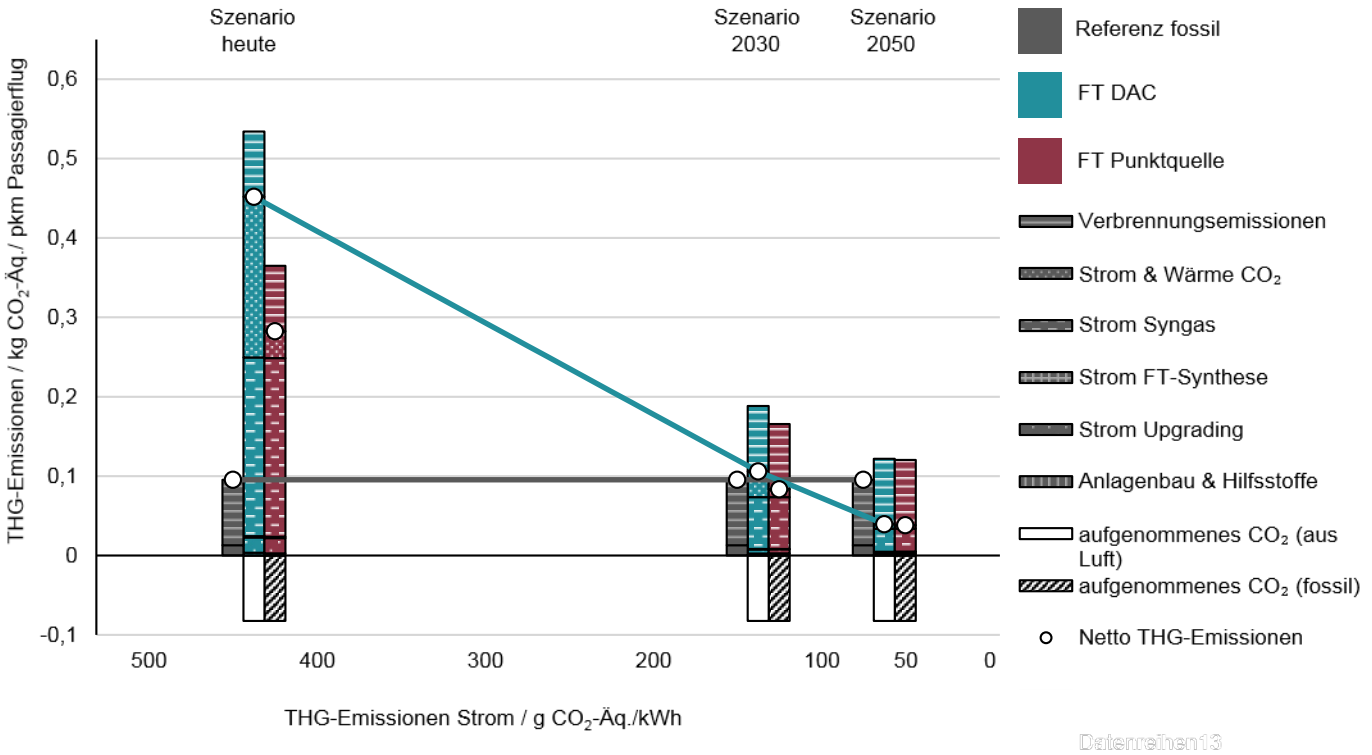


Abbildung 5.15: Treibhausgasemissionen pro Passagierkilometer in Abhängigkeit von den THG-Emissionen des Strominputs. Dargestellt sind die Ergebnisse für die Herstellung und Verbrennung von FT-Kerosin unter Einsatz von CO_2 aus unterschiedlichen Quellen im Vergleich zum fossilen Äquivalent. Flughafeninfrastruktur und Flugzeug sind nicht miteinberechnet.

5.4.2 Life Cycle Assessment

*Autor*innen: Jana Späthe, Andreas Patyk*

Im Vergleich zur Roadmap 3.0 wurde für die Lebenszyklusanalyse sowohl die Datengrundlage der Wertschöpfungskette selbst (Bau und Betrieb) als auch die des Strommix aktualisiert. Im Bereich des Anlagenbaus gab es kleinere Datenanpassungen. Dass der Strom- und Wärmebedarf der DAC Anlage für diese Roadmap höher angesetzt wurde, ist jedoch in den Ergebnissen sichtbar. Die jeweils zugrundeliegenden Daten sind im Technischen Anhang aufgeführt.

Analog zur 3. Roadmap geht deutscher Netzstrom als Strominput in die Berechnungen ein. Die Szenarien für heute, 2030 und 2050 stammen aus dem Basisszenario der Energiesystemmodellierung (Kapitel 4.1.3) und wurden für alle Wertschöpfungsketten in Emissionsfaktoren umgerechnet (Kapitel 4.2.1).

ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN

Zunächst wird im Folgenden die Entwicklung der Treibhausgasemissionen pro Passagierkilometer mit den unterschiedlichen Kraftstoffoptionen betrachtet. Die Nutzung des FT-Kerosins mit den beiden im vorherigen Kapitel beschriebenen CO_2-Quellen wird der Nutzung von fossilem Kerosin gegenübergestellt. Das Flugzeug und die benötigte Flughafeninfrastruktur sind dabei nicht betrachtet, da sie sich für die Optionen nicht unterscheiden. Wie bereits in der vorherigen Roadmap ist die CO_2-Aufnahme durch einen negativen Balken dargestellt. Sie wird sowohl bei DAC als auch bei der Punktquelle von den Gesamtemissionen abgezogen, wodurch sich die Netto THG-Emissionen (weißer Punkt) berechnen. Hier ist es jedoch wichtig zu unterscheiden, dass es sich im Fall der DAC um aus der Luft aufgenommenes CO_2 und bei der Punktquelle um fossiles CO_2 handelt. Letzteres ist in der Ergebnisgrafik **Abbildung 5.15** durch eine Schraffur markiert. Weiterhin gibt es unterschiedliche Ansätze die CO_2-Emissionen zwischen der Punktquelle, hier ein Zementwerk, und dem PtX-Produkt zu verteilen. Diese sogenannten Allokationsmethoden sind in Kapitel 4.3.1 näher erläutert. An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass es sich bei der hier gewählten Methode um die für den PtX-Kraftstoff vorteilhafteste Methode handelt.

Erst im Jahr 2050 stellen sich bei Verwendung von deutschem Netzstrom im Vergleich zur fossilen Referenz signifikant geringere THG-Emissionen durch die Nutzung des PtX-Kerosins ein. Der Einfluss des Strominputs auf die Gesamtergebnisse ist dominant, was durch die separate Ausweisung in **Abbildung 5.15** deutlich erkennbar ist. Der Anlagenbau macht hingegen nur etwa 6 % der Netto-THG-Emissionen im Jahr 2050 aus. Im Szenario 2050 lassen sich die Netto-THG-Emissionen durch Nutzung von FT-Kerosin für beide CO_2-Quellen um etwa 60 % reduzieren. Der Break-even-Punkt liegt nun bei etwa 122 g CO_2-Äq./kWh

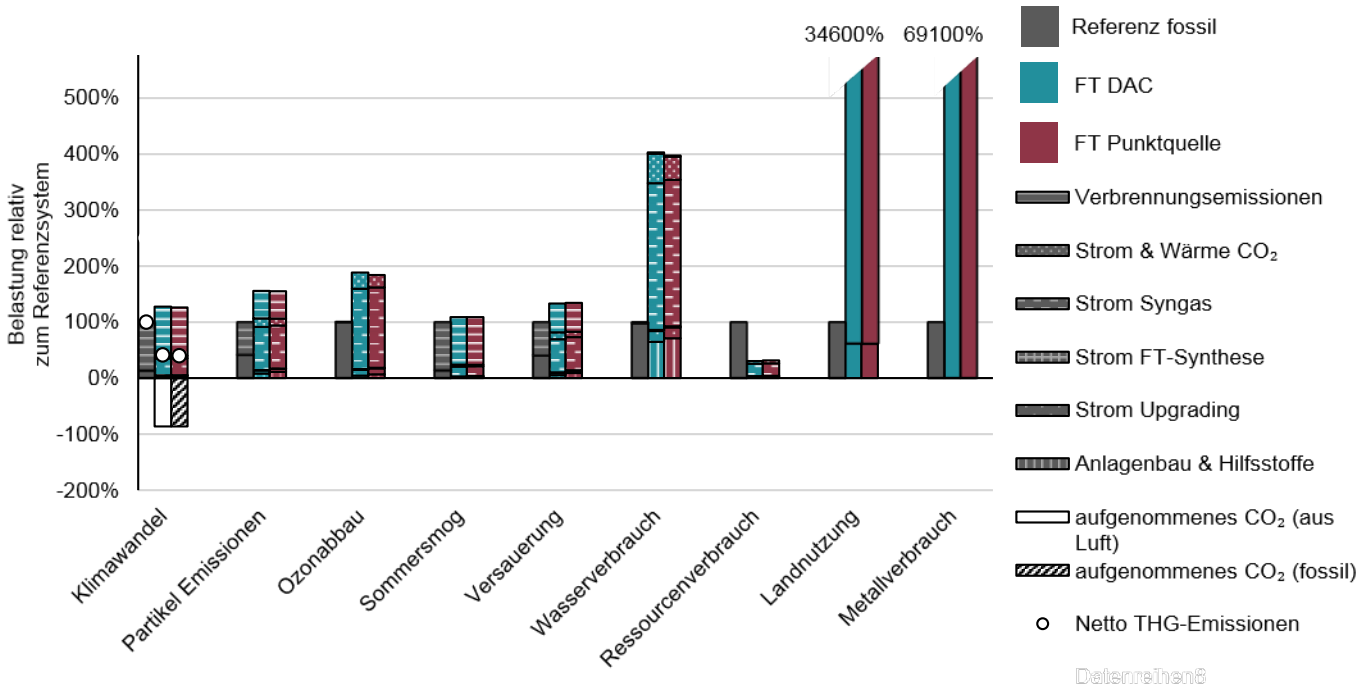


Abbildung 5.16: Vergleich der unterschiedlichen Kerosinoptionen in allen Wirkungskategorien im Szenario 2050 relativ zum Referenzsystem. Deutlich zu erkennen ist der starke Einfluss des Strominputs.

im DAC-Szenario. Dass nun im Vergleich zur 3. Roadmap ein Strominput mit geringeren Emissionen pro kWh notwendig ist, um eine Gleichstellung mit dem fossilen Äquivalent zu erreichen, liegt vor allem an dem höheren angenommenen Energiebedarf der DAC.

Im heutigen Szenario sind bei Nutzung von CO_2 aus der Punktquelle die THG-Emissionen pro Passagierkilometer um etwa ein Drittel geringer als bei der Nutzung von CO_2 aus DAC. Dieser Unterschied sinkt durch den höheren Anteil an erneuerbarem Strom, aber vor allem durch die Annahmen zu weiterer technischer Entwicklung und dem damit verbundenen reduzierten Strom- und Wärmebedarf der DAC deutlich bis auf etwa 3 % im Szenario 2050. Hier ist zu beachten, dass diese Aussagen nur für diese bei der Betrachtung der Punktquelle gewählte Allokationsmethode gültig sind (Kapitel 4.3.1).

Bei der Verbrennung von Kerosin in der Höhe treten neben den Treibhausgasemissionen auch sogenannte Nicht-CO_2-Effekte (bspw. Bildung von Ozon, Rußpartikelemissionen und Zirruswolkenbildung) auf, die etwa zwei Drittel der Klimawirkung im Flugverkehr ausmachen [60]. Diese sind jedoch hier nicht berücksichtigt. Die Nutzung von PtX-Kerosin kann einen deutlich geringeren Höheneffekt haben, da sie bei einer geeigneten Optimierung der Kraftstoffzusammensetzung durch einen geringeren Aromaten- und Schwefelgehalt geringere Rußpartikelemissionen verursachen, die als Kristallisationskeime zur klimawirksamen Zirruswolkenbildung beitragen [61].

Dargestellt sind die Ergebnisse für die Herstellung und Verbrennung von FT-Kerosin mit unterschiedlichen CO_2-Quellen im Vergleich zum fossilen Äquivalent. Flughafeninfrastruktur und Flugzeug sind nicht miteinberechnet.

ALLE UMWELTKATEGORIEN

Für die ökologisch sinnvolle Nutzung von synthetischem Kerosin ist ein deutlicher Vorteil im Bereich der Klimawirkung gegenüber der fossilen Referenz essentiell. Zudem ist es wichtig, dass mögliche Trade-offs in anderen Bereichen möglichst klein gehalten werden. In **Abbildung 5.16** ist die Belastung in den anderen untersuchten Wirkungskategorien relativ zur Belastung der Nutzung von fossilem Kerosin für das Szenario 2050 dargestellt. Deutlich zu erkennen sind die relativ zum fossilen Äquivalent sehr hohen Anstiege in den Kategorien Metallverbrauch und Landnutzung. Diese Kategorien werden stark durch den Strominput dominiert, wohingegen die direkte Landnutzung und der Metallverbrauch für den Bau der in Kapitel 5.4.1 beschriebenen Anlagen sehr gering sind. Der weitere Anstieg im Vergleich zu den Ergebnissen der Roadmap 3.0 ist dabei hauptsächlich auf einen Anstieg im Strommix zurückzuführen (Kapitel 4.2.1).

In der Kategorie Sommersmog ist der Einfluss der Verbrennungsemissionen dominant. Ebenfalls einen großen Einfluss haben diese in den Kategorien Versauerung (39 %) und Partikelemissionen (31 %). Hier ist zu beachten, dass mögliche Unterschiede

bei den Verbrennungseigenschaften von synthetischem Kerosin gegenüber fossilem Kerosin nicht berücksichtigt worden sind. Hier können PtX-Kraftstoffe bei einer geeigneten Optimierung der Kraftstoffeigenschaften Vorteile haben [61]. Zusätzlich muss an dieser Stelle betont werden, dass der größte Anteil der Partikelemissionen durch die Stromproduktion und nicht bei der Verbrennung des Kraftstoffs selbst entsteht. Auch in den übrigen Kategorien ist der Strominput gegenüber dem Anlagenbau und der Verbrennung der Haupteinflussfaktor. Lediglich beim Wasserverbrauch hat die direkte Wassernutzung der Dampfnutzung für die HT-Co-Elektrolyse einen sichtbaren Einfluss von 16 %, auch wenn der Einfluss des Strominputs auch hier überwiegt und zu einem deutlichen Trade-off im Vergleich zum fossilen Kerosin führt. Es besteht die Möglichkeit den Prozesswasserverbrauch durch Wasseraufbereitung zu reduzieren. In den meisten übrigen Kategorien sind die Ergebnisse für alle Kerosinoptionen ähnlich. Analog zu den Treibhausgasemissionen zeigt sich auch in der Kategorie des fossilen Ressourcenverbrauchs ein deutlicher Vorteil bei Nutzung des FT-Kerosins mit einer Reduktion um 70 %.

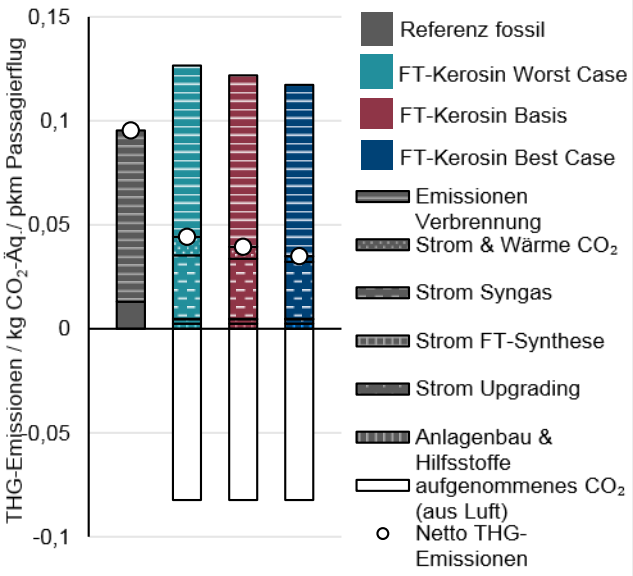


Abbildung 5.17: Analyse des Einflusses von Abweichungen des Strom- und Wärmebedarfs der DAC und der HT-Co-Elektrolyse auf die THG-Emissionen.

SENSITIVITÄTSANALYSE

Heute gibt es noch keine Anlage in der betrachteten Größe, weshalb die Inputwerte Unsicherheiten unterliegen. Dies hängt wesentlich damit zusammen, dass es sich bei den meisten Prozessschritten um vergleichsweise junge Technologien handelt, die noch Entwicklungsbedarf bis hin zu einem kommerziellen Einsatz haben. Die vorangegangenen Analysen haben zudem gezeigt, dass insbesondere der Strom- und Wärmebedarf der DAC und der HT-Co-Elektrolyse entscheidend für die Ergebnisse sind. Weiterhin stellt die Kopplung der einzelnen Reaktionsschritte eine Herausforderung dar, die Gegenstand der Demonstration in der aktuellen Projektphase ist. In dieser Analyse liegt daher der Fokus auf der Abhängigkeit der Ergebnisse der THG-Emissionen von Änderungen dieses Strom- und Wärmebedarfs. In **Abbildung 5.17** sind für die Nutzung von FT-Kerosin im Szenario 2050 drei verschiedene Szenarien berechnet worden. Zu dem in den vorangegangenen Kapiteln dargestellten Basisszenario kommen ein Worst und ein Best Case Szenario, welche aus Daten der technischen Partner Climeworks (DAC) und Sunfire (HT-Co-Elektrolyse) generiert wurden. Für die HT-Co-Elektrolyse wurde neben dem im Basisszenario angenommenen Wirkungsgrad von 85 %, welcher heute bereits erreichbar ist, eine Variation nach unten (80 %) und nach oben (90 %) vorgenommen, wobei nach Aussage von Sunfire eine Entwicklung in Richtung 90 % verfolgt wird. Das Best Case Szenario führt zu einer Verbesserung um 12 % im Vergleich zum Basisszenario bzw. zu 63 % geringeren THG-Emissionen im Vergleich zur fossilen Referenz. Umgekehrt führt das Worst Case Szenario zu einer Verschlechterung von 12 % im Vergleich zum Basisszenario und damit zu einer geringeren THG-Einsparung von 54 % im Vergleich zum fossilen Kerosin. Ob FT-Kerosin zukünftig im großen Maßstab eingesetzt wird, hängt nicht zuletzt auch von ökonomischen Faktoren ab, die im folgenden Kapitel dargestellt werden.

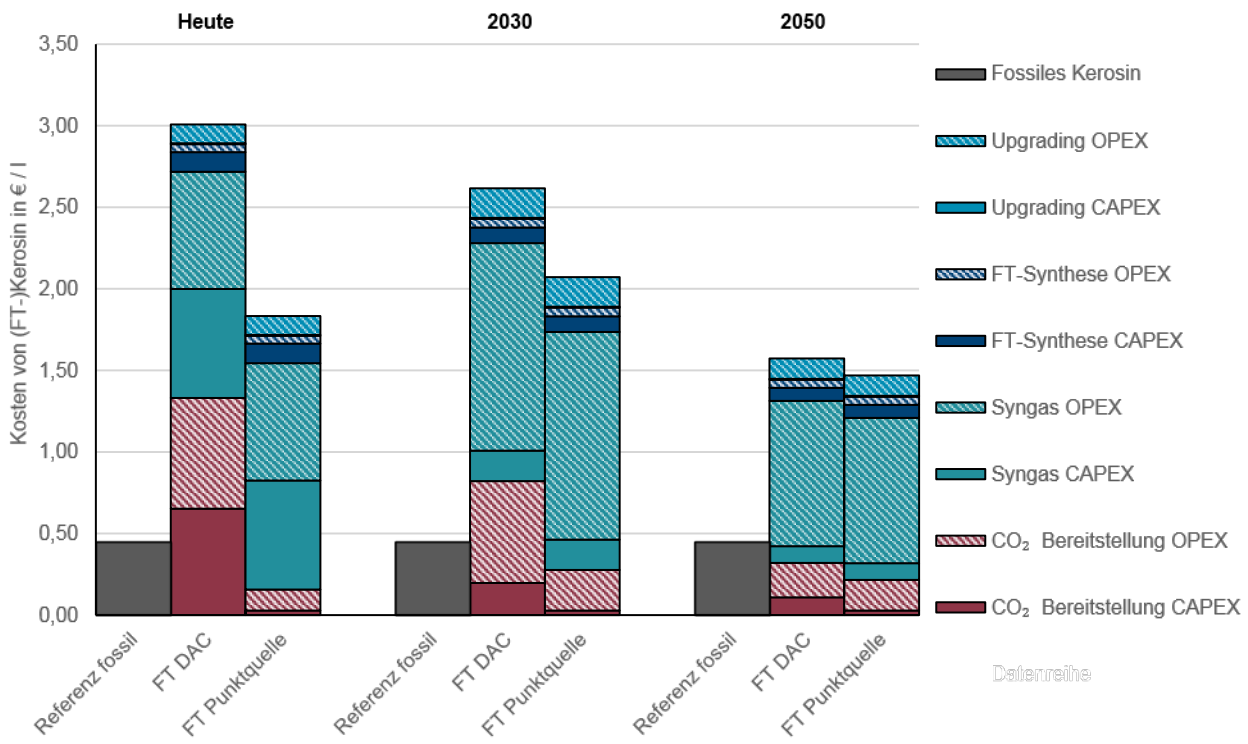


Abbildung 5.18: Gestehungskosten von FT-Kerosin heute, in 2030 und in 2050 im Vergleich zum heutigen Preis von fossilem Kerosin.
(Strompreis: Heute: 0,03 €/kWh; 2030: 0,07 €/kWh; 2050: 0,05 €/kWh; weitere Eingangsparameter im Technischen Anhang).

5.4.3 Techno-ökonomische Analyse

*Autor*innen: Jana Späthe, Moritz Raab, Andreas Patyk*

Im Rahmen der techno-ökonomischen Analyse wurden die heutigen Gestehungskosten für FT-Kerosin sowie Prognosen für die Jahre 2030 und 2050 berechnet. Analog zur LCA wurden die Inputdaten mit neuen Erkenntnissen gegenüber der vorherigen Roadmap angepasst. Diese sind im Technischen Anhang aufgeführt. Ebenso entsprechen die angenommenen Stromkosten dem in Kapitel 4.2 vorgestellten aktuellsten Stand der Energiesystemmodellierung. Die gewichteten Stromkosten sind im Vergleich zur Roadmap 3.0 für das heutige Szenario gesunken, für das Jahr 2030 gestiegen und für das Jahr 2050 ebenfalls gesunken. Da die Stromkosten, wie in der vorherigen Roadmap bereits gezeigt, wichtig für die Gesamtgestehungskosten sind, zeigen sich diese Änderungen auch in den in **Abbildung 5.18** dargestellten Ergebnissen. Diese sind in CAPEX (nicht schraffiert) und OPEX (schraffiert) aufgeteilt und pro Liter Kerosin angegeben.

Analog zu den im vorherigen Kapitel vorgestellten LCA-Ergebnissen werden auch bei der Ermittlung der Gestehungskosten sowohl die Gewinnung von CO_2 aus der Luft mit einer DAC-Anlage als auch die Abscheidung von einer Punktquelle mittels Aminwäsche betrachtet. Im heutigen Szenario sind die Gesamtgestehungskosten des Kerosins bei CO_2 aus DAC noch um 64 % höher als bei der Bereitstellung aus der Punktquelle. Der Unterschied kann bis 2050 unter den getroffenen Annahmen aber auf etwa 7 % schrumpfen. Das liegt vor allem an dem heute noch deutlich höheren und voraussichtlich in Zukunft sinkenden Strom- und Wärmebedarf der CO_2-Gewinnung aus der Luft. Die Tatsache, dass insbesondere die Prozessschritte DAC und HT-Co-Elektrolyse einen geringeren Technologie-Reifegrad haben, lässt neben dem sinkenden Energiebedarf auch die Annahme von sinkenden Investitionsausgaben zu. Während die CAPEX heute noch einen Anteil von 48 % (Szenario DAC) bzw. 45 % (Szenario Punktquelle) an den Gesamtgestehungskosten des Kraftstoffs haben, ist ihr Anteil im Szenario 2050 unter 20 %. Das hat einen gesteigerten Einfluss der Stromkosten zur Folge.

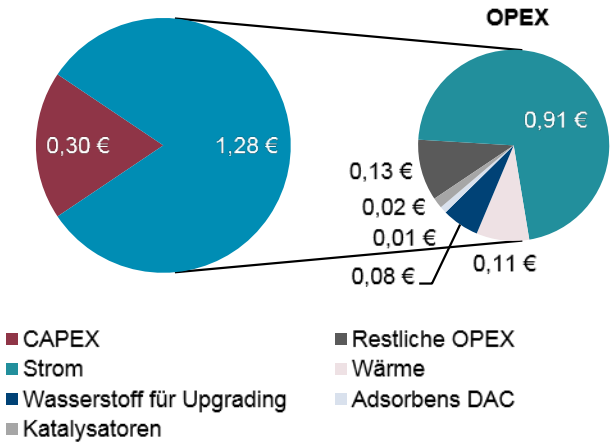


Abbildung 5.19: Aufschlüsselung der Gestehungskosten von einem Liter FT-Kerosin mit CO_2 aus DAC im Jahr 2050.
(Strompreis: Heute: 0,03 €/kWh; 2030: 0,07 €/kWh; 2050: 0,05 €/kWh; weitere Eingangsparameter im Technischen Anhang).

In **Abbildung 5.19** ist eine detaillierte Aufschlüsselung der Gestehungskosten für FT-Kerosin mit DAC als CO_2-Quelle in 2050 dargestellt. Deutlich sichtbar ist auch hier, dass die OPEX-Kosten den größten Anteil ausmachen. Die Energiekosten (Strom und Wärme) haben daran mit 65 % der Gesamtkosten den Hauptanteil. Auch die Kosten für den zusätzlichen Wasserstoff aus der PEM-Elektrolyse, der für das Upgrading benötigt wird, haben einen merklichen Anteil und sind ebenfalls von den anfallenden Stromkosten abhängig. Zusammengefasst ist damit günstiger Strom im betrachteten Fall der wichtigste Einflussfaktor auf die Gesamtgestehungskosten von FT-Kerosin.

Im Vergleich zur fossilen Referenz zeigt sich, dass die Gestehungskosten auch im Szenario 2050 noch etwa 3,5-mal so hoch sind wie der heutige Preis für fossiles Kerosin. Steigende Rohölpreise sowie politische Maßnahmen könnten das synthetische Kerosin in Zukunft dennoch konkurrenzfähig machen.

Im nächsten Abschnitt werden die Ergebnisse der vorangegangenen Analysen in einem Fazit zusammengefasst.

5.5 Fazit der Nachhaltigkeitsanalysen zu FT-Kraftstoffen

*Autor*innen: Franz Bauer, Michael Sterner, Jan Hildebrand, Irina Rau, Dinh Du Tran, Luisa López, Jana Späthe, Moritz Raab, Andreas Patyk*

In einem zukünftigen Energiesystem werden synthetische Treibstoffe auf Fischer-Tropsch-Basis voraussichtlich vorrangig im Schiffs- und Flugverkehr eingesetzt werden, da in diesen Bereichen kaum bessere Alternativen vorhanden sind. Andere Verkehrsträger können entweder direkt mit Wasserstoff (Busse, Bahn, Lkw) oder direktelektrisch angetrieben werden. Diese Ergebnisse decken sich mit den aktuellen Akzeptanzdiskursen und -ergebnissen. Lediglich im Pkw-Verkehr ist der Einsatz strombasierter Kraftstoffe als Übergangslösung denkbar und notwendig, auch um der Herausforderung der Bestandsflotte zu begegnen, bis die Elektromobilität vollständig ausgebaut wird.

Die Akzeptanalysen zeigen eine prinzipiell positive gesellschaftliche Wahrnehmung hinsichtlich der Nutzung von PtX-Kraftstoffen im Verkehrssektor. Der Einsatz von PtX-Kraftstoffen ist dabei nicht ganz unabhängig von weiteren Strategien wie z.B. der Verkehrsverlagerung zu sehen, so erreichen dann auch die Optionen der Flottenanwendungen wie im ÖPNV die höchsten Zustimmungswerte. Generell gilt auch hier, dass eine verstärkte Kommunikation über Zusammenhänge und (Potenzial-)Abhängigkeiten bei der Produktion und dem Einsatz von PtX-basierten Kraftstoffen einer fundierteren Meinungsbildung zuträglich wäre.

Diese Beschreibung wird durch die Ergebnisse der Potenzialanalyse innerhalb Deutschlands ergänzt bzw. eingeschränkt. Für die Bereitstellung von FT-Kerosin für den Flugverkehr reichen die deutschen Strompotenziale nicht aus und es wären zusätzliche Strom- und Energieimporte notwendig. Jedoch könnten zumindest die Bedarfe an synthetischem Benzin und Diesel (über die Fischer-Tropsch-Route) für die oben beschriebene Übergangslösung durch deutsche Strompotenziale gedeckt werden, wobei der dafür notwendige Anteil des für PtX-Produkte dedizierten Stroms in 2040 nicht zu vernachlässigen ist (80 % des PtX-Stroms). Bis 2050 sinkt der Bedarf an Benzin und Diesel, sodass in diesem Jahr weniger als 10 % des PtX-Stroms für die Erzeugung von FT-Benzin und -Diesel notwendig wären.

Die LCA-Analysen zeigen, dass ein hoher Anteil an erneuerbaren Energien im Strominput essenziell für einen geringeren Netto-Treibhausgasausstoß bei der Herstellung der FT-Kraftstoffe im Vergleich zum fossilen Äquivalent ist. Auch in fast allen anderen untersuchten LCA-Wirkungskategorien hat der Strom- und Wärmebedarf den größten Einfluss auf die Umweltauswirkungen und bildet somit die größte Stellschraube. Speziell in der Kategorie Klimawandel liegt der Break-even-Point gegenüber der fossilen Referenz bei etwa 122 g CO_2-Äq./kWh. Sogenannte Nicht-CO_2-Effekte sind dabei nicht berücksichtigt, welche etwa zwei Drittel der Klimawirkung im Flugverkehr ausmachen. Die Nutzung von PtX-Kerosin kann bei geeignetem Fuel-Design hier weitere Vorteile mit sich bringen.

Sowohl bei den Treibhausgasemissionen als auch bei den Kosten spielt auch die Wahl der CO_2-Quelle eine Rolle. Durch den heute noch deutlich geringeren Strom- und Wärmebedarf der Gewinnung von CO_2 aus der Punktquelle im Vergleich zu DAC, sind Treibhausgasemissionen und Kosten deutlich geringer. Dieser Unterschied sinkt unter den getroffenen Annahmen bis 2050 auf 3 bzw. 7 %.

Für ein heutiges Szenario haben die Investitionskosten mit 48 % (Szenario DAC) bzw. 45 % (Szenario CO_2 aus Punktquellen) einen deutlichen Anteil an den Gesamtgestehungskosten. Können diese wie angenommen in den kommenden Jahren durch Weiterentwicklung, Kopplung und Skalierung gesenkt werden, nimmt der relative Einfluss der Stromkosten zu, bis diese mehr und mehr zur entscheidenden Größe werden.

6. Chemische Grundstoffe

Die Herstellung chemischer Grundstoffe weist innerhalb der Industrie den größten Energiebedarf auf und verursacht damit einen erheblichen Teil der industriellen Treibhausgasemissionen. Der Verbrauch von Strom, Erdgas und Mineralölprodukten ist so hoch wie in sonst keiner Industriebranche [62]. Eine Besonderheit der chemischen Grundstoffindustrie ist die sowohl energetische als auch stoffliche Nutzung von fossilem Naphtha und Erdgas sowie nachwachsenden Rohstoffen [63]. Neben einer Umstellung der Energieversorgung auf klimaneutrale Energieträger wie erneuerbarer Strom oder Biomasse, ist für die Defossilisierung der Chemiebranche daher auch eine Änderung der bisher fossil geprägten Rohstoffbasis notwendig. Hierfür eignen sich besonders synthetische Brenn- und Rohstoffe, die mithilfe von erneuerbarem Strom, CO_2 und Wasser in PtX-Prozessen hergestellt werden können.

In den nächsten Abschnitten erfolgt zuerst eine Beschreibung von möglichen Transformationspfaden der Grundstoffchemie anhand der Energiesystemmodellierung (s. Kapitel 3.1). Hier wird die Entwicklung des Energiebedarfs und der Treibhausgasemissionen der Branche bis zum Jahr 2050 aufgezeigt und damit der Rahmen für die detaillierteren Analysen der ökonomischen und ökologischen Aspekte der im P2X-Projekt untersuchten chemischen Produkte gespannt. Daran schließt sich eine Untersuchung zur allgemeinen sozialen Akzeptanz von PtX-Technologien im Chemiesektor, deren Risiken und Chancen sowie eine Analyse zur Kauf- und Zahlungsbereitschaft für PtX-Endprodukte an. Zudem werden die PtX-Potenziale von Naphtha und PME-Polyolen aus Nachfrage- und Angebotssicht betrachtet. Zum Schluss erfolgen Detailuntersuchungen für die zwei beispielhaften im Projekt erforschten Produkte Butanol und PME-Polyol. Diese werden anhand einer LCA und einer TÖA hinsichtlich ihrer ökologischen und wirtschaftlichen Faktoren analysiert.

6.1 Entwicklung und Einordnung chemischer Grundstoffe

Autoren: Franz Bauer, Michael Sterner

Die Modellierung des Chemiesektors erfolgt wie auch in [4] anhand ausgewählter Produkte, deren Herstellung energie-, rohstoff- und treibhausgasintensiv ist. Das sind High Value Chemicals (HVC), Ammoniak, Methanol, Chlor, Titandioxid, Soda, Sauerstoff, Salpetersäure, Adipinsäure, Carbon Black, Calciumcarbid, TDI und die Polymere Polyethylen, Polypropylen, Polycarbonat sowie Polysulfone und Polysulfide. Die restliche chemische Industrie wird kumuliert betrachtet. Dabei wird nochmals zwischen energetischem und nicht-energetischem Verbrauch unterschieden. Während in der Roadmap 3.0 unterstellt wurde, dass als Kohlenstoffträger für die Petrochemie grundsätzlich regeneratives Methan geeignet ist, wird nun analog zu [22] angenommen, dass hierfür Naphtha aus der Fischer-Tropsch-Synthese genutzt wird, da fossiles Naphtha aktuell den Hauptrohstoff in der Grundstoffchemie darstellt.

Neben Naphtha sind andere Mineralölprodukte und Erdgas aufgrund des in vielen Produkten benötigten Kohlenstoffs die am meisten eingesetzten Energieträger und Rohstoffe in der Grundstoffchemie (s. **Abbildung 6.1**). Diese werden bis zum Jahr 2045 sukzessive durch Wasserstoff und Methan sowie synthetisches Naphtha ersetzt, wobei im Jahr 2040 noch etwa ein Drittel des gesamten Energie- und Rohstoffbedarfs aus fossilen Quellen stammt. Die Defossilisierung im Szenario Suffizienz erfolgt im Vergleich zu den Szenarien Basis, MENA und Speicher (in **Abbildung 6.1** zusammengefasst aufgetragen) etwas langsamer. Dies liegt daran, dass durch Verhaltensänderungen in anderen Sektoren weniger Treibhausgase emittiert werden und damit in der Grundstoffchemie sowie auch in anderen Subsektoren mehr Zeit für die Umstellung auf klimaneutrale Prozesse bleibt. Die Reduktion der gesamten Energie- und Rohstoffnachfrage ist in allen Sensitivitäten vergleichsweise gering, da Effizienzverbesserungen durch ein steigendes Wachstum kompensiert werden. Im Jahr 2050 ist die Nachfrage in den Basisszenarien etwa auf dem gleichen Niveau wie im Jahr 2020, im Suffizienzszenario ergibt sich eine Minderung von 9 %. Die Nutzung von Fernwärme zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser in der Branche ist zudem rückläufig, da diese vorwiegend aus (fossilen) Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung stammt, welche durch Windkraft und Photovoltaik aus dem Stromsystem verdrängt werden. Dieser Rückgang wird durch einen Anstieg

strombetriebener Wärmepumpen und Solarthermie ausgeglichen. Biomasse in Form von Reststoffen und Abfällen wird in Zukunft im Chemiesektor vor allem stofflich als Kohlenstoffträger genutzt, wobei deren Potenzial bereits im Jahr 2030 erschlossen ist.

Die Grundstoffchemie ist neben dem Verkehrssektor der größte Abnehmer von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff. Dieser wird als zentraler Grundstoff für die Herstellung von Ammoniak und Methanol sowie Ethylen, Propylen, Buten und Butadien (HVC) benötigt und stammt derzeit überwiegend aus der Dampfreformierung von Erdgas [22]. Im Jahr 2030 werden hierfür in den Szenarien Basis, MENA und Speicher bereits 24 TWh Wasserstoff eingesetzt, im Szenario Suffizienz lediglich 4 TWh. Bis zum Jahr 2040 steigt die H_2-Menge in der chemischen Industrie auf 106 bis 126 TWh an. Hier werden zudem zwischen 34 und 36 TWh synthetisches Naphtha und 3 bis 4 TWh Methan aus PtX verbraucht. Letzteres wird zur Prozesswärmeerzeugung und für die stoffliche Nutzung eingesetzt. Im Jahr 2045 und 2050 wird zur Erreichung der Klimaziele der gesamte fossile Feedstock der Grundstoffchemie durch PtX-Verfahren erzeugt. Hierfür werden in den Basisszenarien im Jahr 2050 144 TWh Wasserstoff, 54 TWh Methan aus PtG und 75 TWh Naphtha aus der FT-Synthese benötigt. Im Szenario Suffizienz belaufen sich die Mengen auf 121 TWh Wasserstoff, 48 TWh Methan und 75 TWh Naphtha (s. **Abbildung 6.1**).

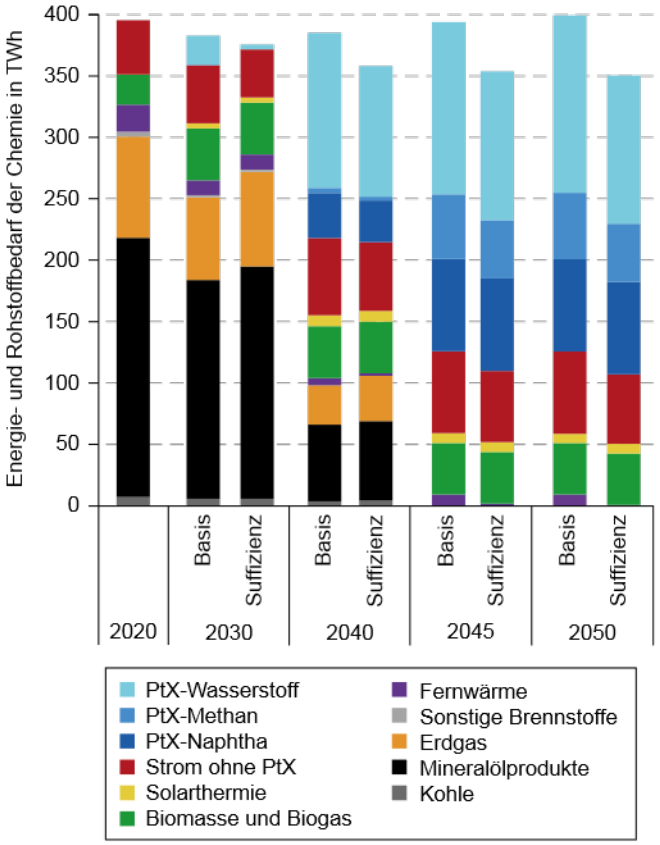


Abbildung 6.1: Energie- und Rohstoffbedarf der chemischen Grundstoffindustrie.

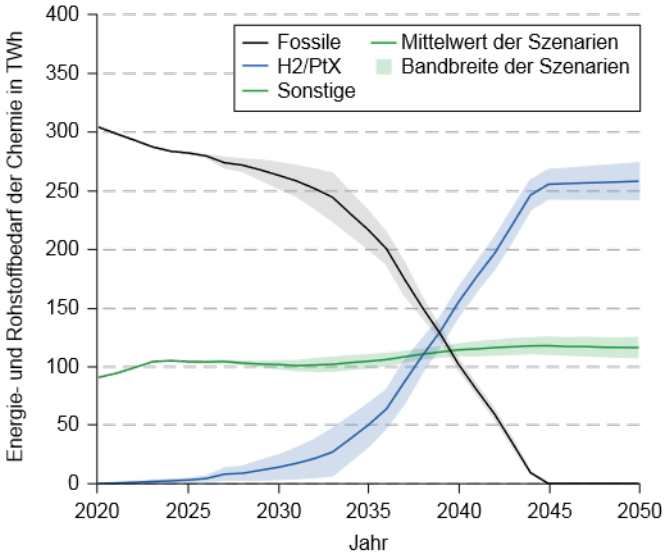


Abbildung 6.2: Energie- und Rohstoffbedarf der chemischen Grundstoffindustrie aufgeschlüsselt nach Energie- und Kohlenstoffträgern.

Der großflächige Einsatz von PtX für die Herstellung petrochemischer Produkte beginnt wie in **Abbildung 6.2** zu sehen, im Wesentlichen im Jahr 2025. Bis dahin erfolgt die Defossilisierung größtenteils durch Effizienzverbesserungen, Elektrifizierung und der Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien sowie biogenen Roh-stoffen (zusammengefasst als Sonstige in **Abbildung 6.2**), welche ab dem Jahr 2025 auf einem relativ konstanten Niveau bleiben. Bis zum Jahr 2035 steigt die nachgefragte PtX-Menge auf durchschnittlich 50 TWh. Gegenläufig dazu reduziert sich der Einsatz fossiler Energieträger und Rohstoffe um 29 % und liegt im Jahr 2038 bei nur noch der Hälfte des aktuellen Werts. Im Jahr 2040 werden dann im Mittel bereits 155 TWh Wasserstoff, synthetisches Methan und Naphtha (42 % des Gesamtbedarfs) verbraucht. Die geforderte Treibhausgasneutralität führt dazu, dass die PtX-Menge im Jahr 2045 auf durchschnittlich 256 TWh ansteigt und im Jahr 2050 bei insgesamt 258 TWh liegt. Diese wird in der chemischen Industrie hauptsächlich zur Defossilisierung des nicht-energetischen Bedarfs von Rohstoffen genutzt, aber auch zur Prozesswärmebereitstellung im Hochtemperaturbereich. Hierfür wird elektrolytisch erzeugter Wasserstoff über die Methanisierung zu synthetischem Brennstoff umgewandelt, der nachfolgend wie Erdgas in den Öfen genutzt werden kann.

Über die Hälfte der aktuellen THG-Emissionen in der chemischen Industrie (ohne indirekte Emissionen der Stromproduktion) entstehen bei der Produktion von Methanol, Ammoniak sowie Ethylen, Propylen, Buten und Butadien (s. **Abbildung 6.3**). Durch den Einsatz von PtX werden diese THG-Emissionen in Höhe von 45 Mio. t CO_2 im Jahr 2020 auf 23 Mio. t CO_2 im Jahr 2036 gesenkt und damit fast halbiert. Im Jahr 2045 erfolgt dessen Herstellung komplett aus PtX und ist damit treibhausgasneutral.
In den restlichen Subsektoren der chemischen Industrie werden zur Defossilisierung einerseits Strom und synthetische Brennstoffe und andererseits erneuerbare Fernwärme, Abfallbiomasse und solarthermische Anlagen genutzt. Dadurch werden die Treibhausgasemissionen dieser Subsektoren bis zum Jahr 2040 um rund zwei Drittel im Vergleich zum Jahr 2020 reduziert. In den Jahren 2045 bis 2050 verbleiben Residualemissionen in Höhe von 0,8 Mio. t CO_2-Äq. Diese entstehen prozessbedingt bei der

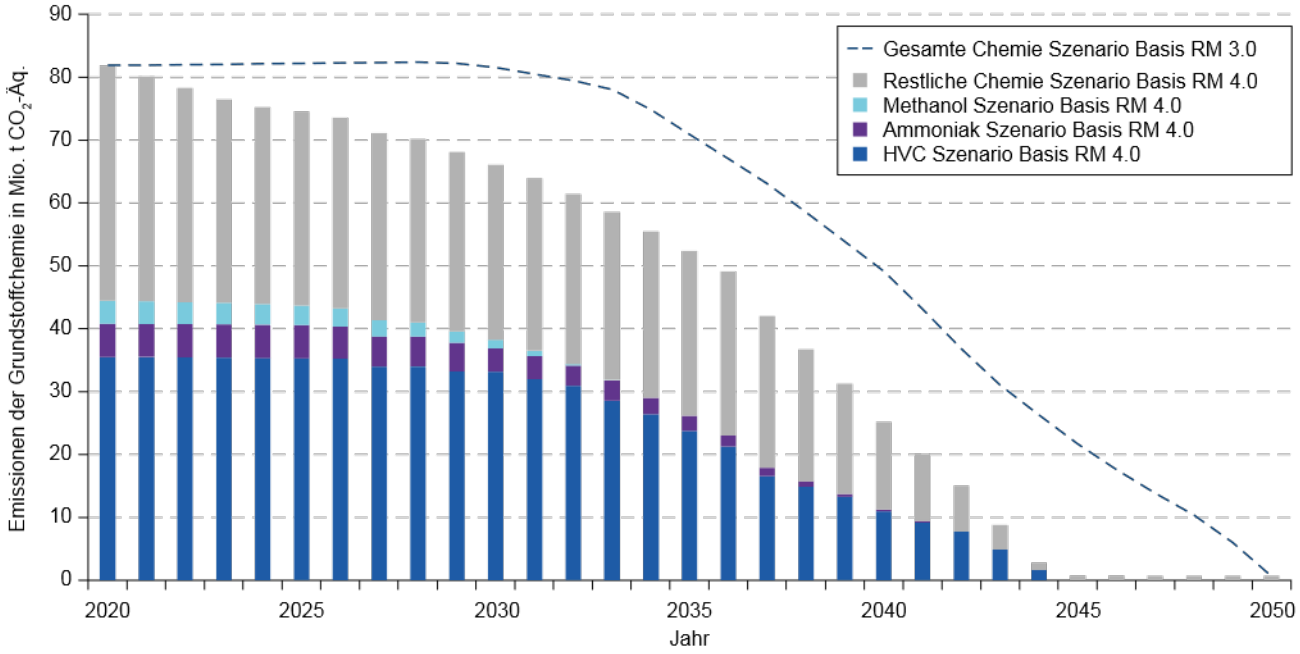


Abbildung 6.3: THG-Emissionen der chemischen Grundstoffindustrie im Basisszenario.

Herstellung von Adipin- und Salpetersäure sowie Soda und Calciumcarbid. Sie können selbst bei einer kompletten Umstellung auf synthetische und biogene Einsatzstoffe nicht vermieden werden und müssen an anderer Stelle durch negative Emissionen kompensiert werden. Der Vergleich mit dem Basisszenario aus [4] in **Abbildung 6.3** zeigt, dass durch das novellierte Klimaschutzgesetz bereits sehr viel früher treibausgasmindernde Optionen notwendig sind. In den Modellierungen der Roadmap 3.0 beginnt die Treibhausgasreduktion der Grundstoffchemie im Wesentlichen im Jahr 2030. Die neuen Berechnungen zeigen in diesem Jahr hingegen bereits signifikante Emissionsminderungen. Durch das KSG 2021 reduziert sich das THG-Budget für die chemische Industrie im Zeitraum 2020 bis 2050 um rund 442 Mt CO_2-Äq. im Vergleich zu [4] und erfordert die schnelle Einführung von klimaneutralen Energieträgern und Rohstoffen.

Die Einführung der PtX-Produkte im Chemiesektor ist neben technischen Faktoren unter anderem von der allgemeinen Akzeptanz in der Bevölkerung abhängig. Dies wird im folgenden Abschnitt näher erläutert.

6.2 Analyse der Akzeptanz zur Herstellung chemischer Grundstoffe

*Autor*innen: Irina Rau, Jan Hildebrand*

Aufgrund der vorliegenden umfassenden Datenlage kann ein breites Bild über die Wahrnehmung und Bewertung von PtX-Technologien im Chemiesektor in der Bevölkerung gezeichnet werden. Zunächst wird die allgemeine Akzeptanz von PtX-Technologien im Chemiesektor dargestellt. Im Anschluss wird auf die Kauf- sowie Zahlungsbereitschaft für PtX-Produkte im Chemiesektor als Ausdruck einer aktiven Akzeptanz eingegangen sowie mit PtX-Technologien im Chemiesektor verbundene Chancen und Risiken. Auch in diesem Anwendungsbereich wird wieder zwischen den beiden Altersgruppen der „unter 25-Jährigen" und „über 25-Jährigen" unterschieden und die beiden Erhebungszeitpunkte des Panels miteinander verglichen. Auffällig ist der insgesamt über alle Fragen in diesem Bereich hinweg hohe Anteil der Angabe „kann ich nicht beurteilen" (bis zu 39 %), der darüber hinaus durchgängig bei den über 25-Jährigen höher liegt als bei den unter 25-Jährigen.

6.2.1 Allgemeine Akzeptanz

Bezüglich der allgemeinen Akzeptanz von PtX-Technologien im Chemiesektor lässt sich feststellen, dass beide Altersgruppen überwiegend eine Nutzung im Chemiesektor unterstützen (über 50 % stimmen eher oder völlig zu; siehe **Abbildung 6.4**). Diese Unterstützung hat in beiden Gruppen zwischen den Zeitpunkten leicht zugenommen. Während bei Personen über 25 Jahren dabei lediglich eine Veränderung in der „ich stimme eher zu" Antwortmöglichkeit zu beobachten ist, ist bei Personen unter 25 Jahren eine deutlichere Tendenz in der „stimme völlig zu" Antwort zu beobachten. Da die Antwortmöglichkeiten „stimme überhaupt nicht zu", „stimme eher nicht zu" und „kann ich nicht beurteilen" nahezu unverändert geblieben sind, scheinen im Wesentlichen Personen die zuvor die Antwortmöglichkeit „teils/teils" gewählt habe diese Veränderung zu bedingen. Auffällig ist außerdem, dass deutlich häufiger Personen unter 25 Jahren eine Nutzung von PtX-Technologien im Chemiebereich eher nicht unterstützen (T1: 6 % T2: 5 %). Ebenfalls interessant ist, dass Personen über 25 Jahren doppelt so häufig angeben die Frage insgesamt nicht beurteilen zu können.

6.2.2 Kaufbereitschaft

Die Kaufbereitschaft für verschiedene PtX-Produkte im Chemiesektor als Ausdruck einer aktiven Akzeptanz wurde zum einen über eine Kontrastierung mit Alternativprodukten, bei deren Herstellung PtX-Prozessen keine Rolle spielen erfasst und zum anderen über die Abfrage der Kaufbereitschaft für konkrete PtX-basierte Produkte des Anwendungsspektrums.

VERGLEICH MIT ALTERNATIVOPTIONEN

Bei der Kontrastierung mit Alternativoptionen sollten die Befragten zum zweiten Erhebungszeitpunkt die genannten Produkte entsprechend der eigenen Favorisierung in eine Rangreihenfolge bringen. Nach der Frage: „Welche der folgenden Produkte würdest Du am ehesten kaufen?" wurden die Optionen ökologisch hergestellte, recycelte, PtX-basierte und konventionell hergestellte Produkte dargeboten und sollten dann den Rängen 1 (am ehesten kaufen) bis 4 (am wenigsten kaufen) zugeordnet werden. Dabei zeigt sich, dass die Befragten „ökologische" und „recycelte" Produkte favorisieren und Rang 1 und 2 hierfür vergaben (genauere Differenzierung siehe **Abbildung 6.5**). Außerdem setzen beide Altersgruppen „konventionell hergestellte Produkte" auf den letzten Rang 4. „Power-to-X-Produkte" belegen bei beiden Altersgruppen Rang 3 nach ökologischen und recycelten Produkten.

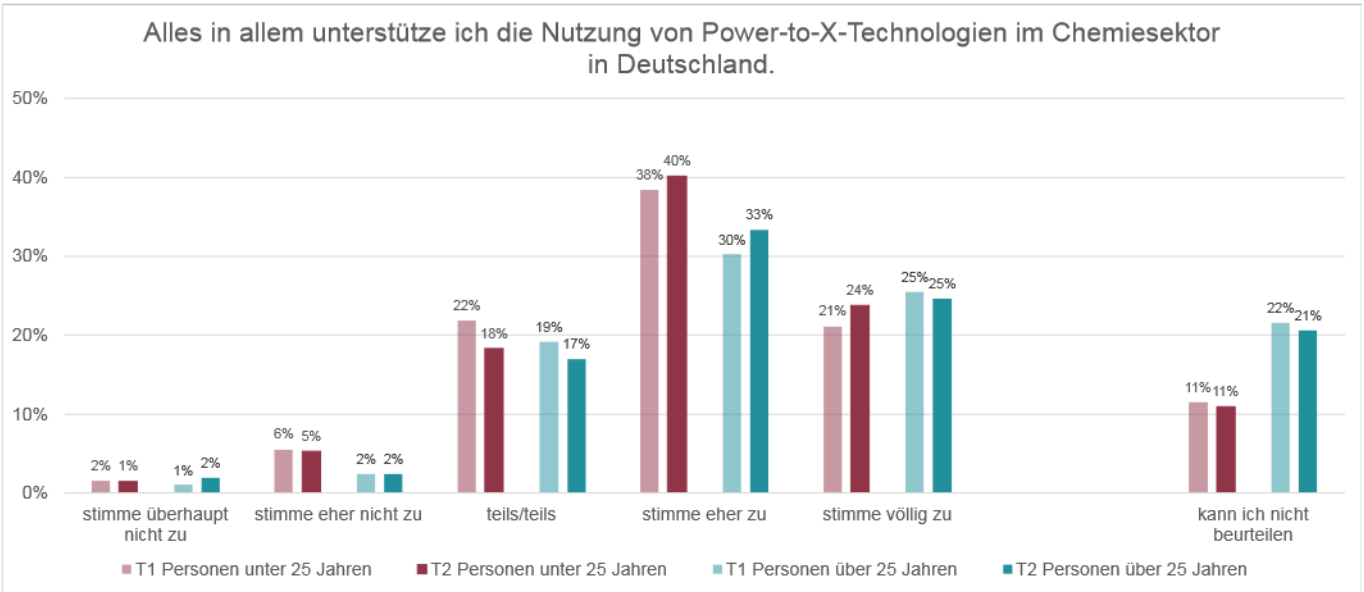


Abbildung 6.4: Akzeptanz von Power-to-X Technologien im Chemiesektor in Deutschland.

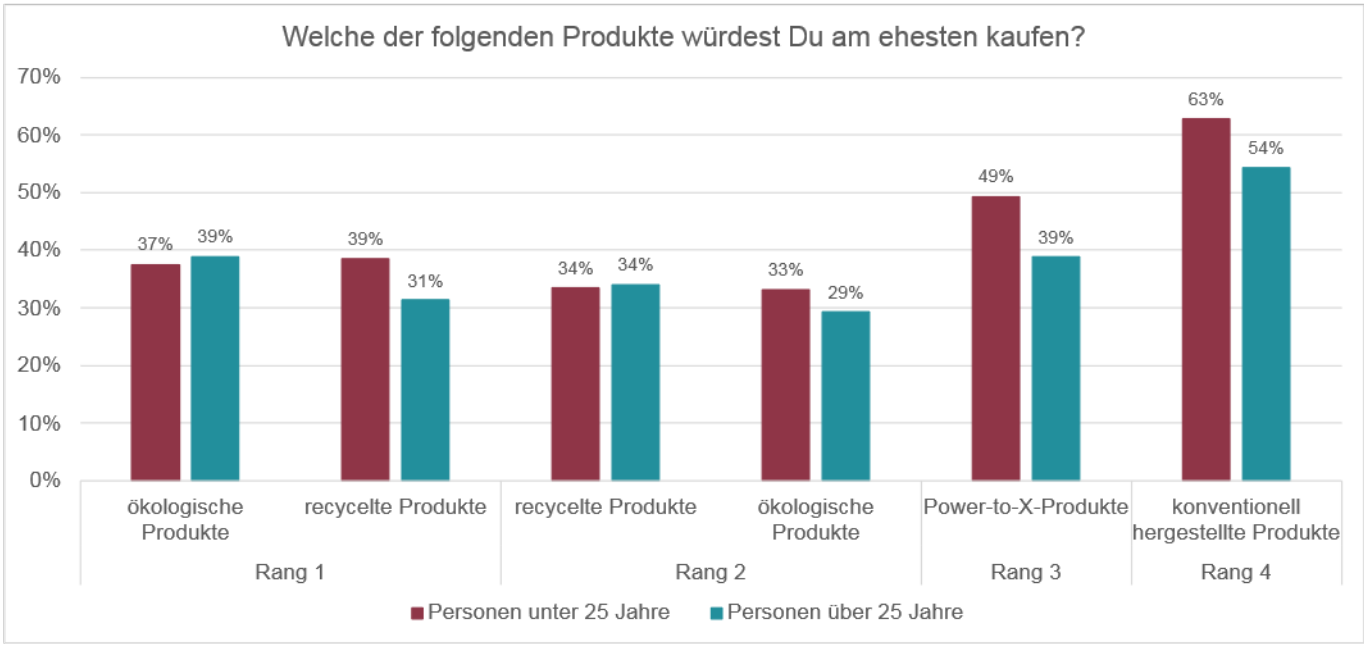


Abbildung 6.5: Bilden einer Rangreihenfolge von Produkten hinsichtlich Kaufbereitschaft. Darstellung der Produkte mit den höchsten Nennungen für den jeweiligen Rang.

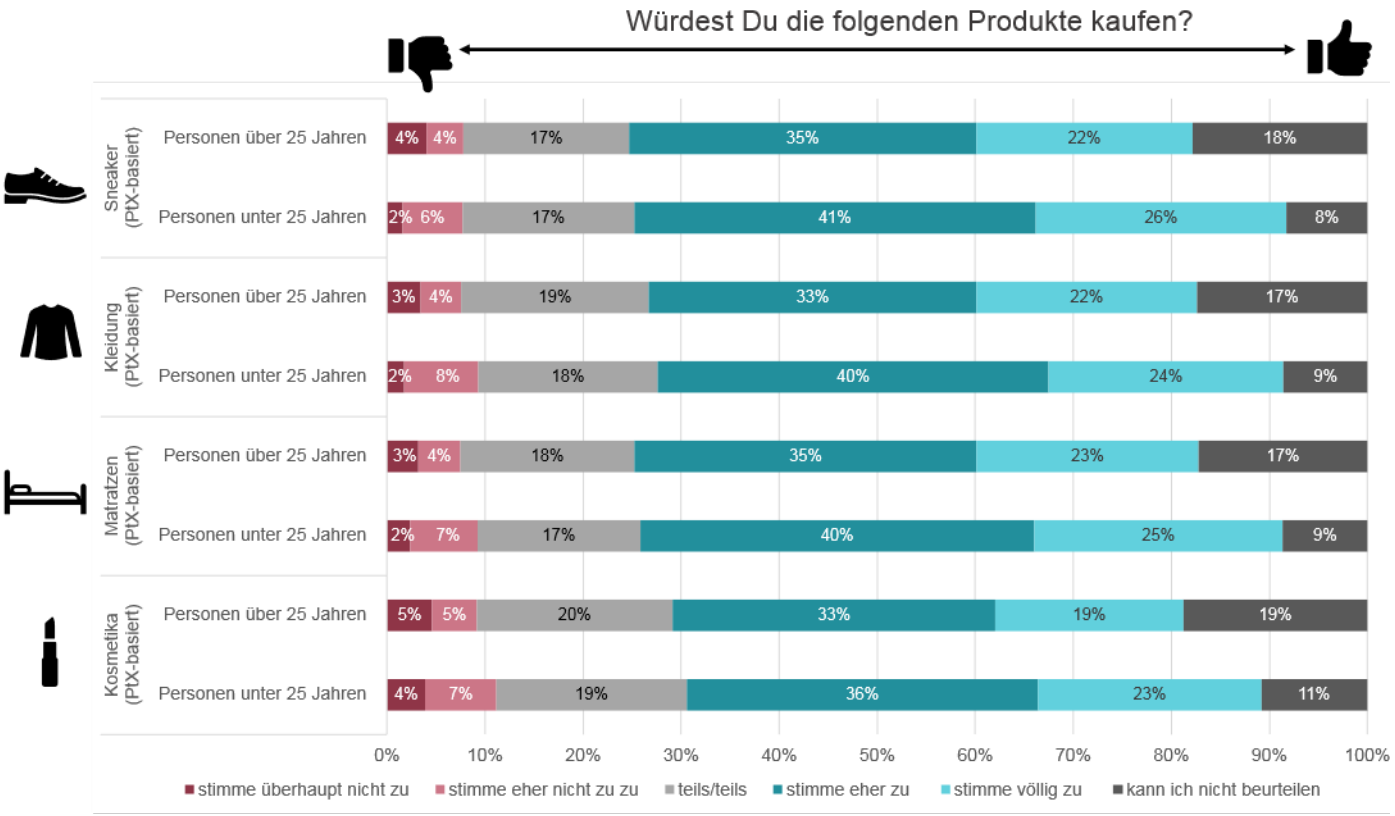


Abbildung 6.6: Kaufbereitschaft von PtX-Produkten.

POWER-TO-X BASIERTE PRODUKTE IM VERGLEICH

Die Befragten sollten ihre Bereitschaft angeben, konkrete PtX-basierte Produkte – Kosmetikprodukte, Matratzen, Kleidung und Turnschuhe/Sneaker – zu kaufen.

Insgesamt geben die meisten Personen beider Altersgruppen (N = 2.752 zu T2) bei allen Produktarten an, dass Sie diese Produkte kaufen würden, wenn bei ihrer Herstellung PtX-Prozesse angewendet wurden. Dabei ist die am häufigsten genutzte Antwortoption bei allen Produkten „stimme eher zu". Die unter 25-Jährigen liegen dabei in ihrer Zustimmung über der der über 25-Jährigen. Auch scheinen sie dabei deutlich entschiedener als die ältere Altersgruppe, ähnlich wie bei den allgemeinen Fragen zum Anwendungsbereich. Auch hier gab die Altersgruppe der über 25-Jährigen doppelt so häufig an, die Aussage nicht beurteilen zu können.

Bei einem übergeordneten Blick auf die verschiedenen Produkte im Vergleich (s. **Abbildung 6.6**) fällt auf, dass die Kosmetikprodukte sich leicht von den anderen Produkten absetzen. Dort sind etwas mehr Ablehnung und weniger Zustimmung festzustellen. Dies mag an der besonderen Form der Nutzung dieser Produkte liegen, denn Kosmetika werden direkt auf den Körper aufgetragen, so dass andere Kriterien, wie z. B. Reinheit von Bedeutung sind. Dies deckt sich auch mit Erkenntnissen aus Interviews mit Personen der Altersgruppe unter 25 Jahren, die an einer WWF-Sommerwerkstatt im Jahr 2021 zum Thema „PtX im Chemiesektor" teilnahmen.

KOSMETIKPRODUKTE

Die Kaufbereitschaft für Kosmetikprodukte, in deren Herstellung PtX-Prozesse angewendet wurden, ist generell hoch. Über 50 % der Personen aus beiden Kohorten geben zum zweiten Erhebungszeitpunkt T2 an, dieser Aussage „eher" oder „völlig" zuzustimmen (s. **Abbildung 6.7**). Dabei steigen die Häufigkeitsanteile für Personen über 25 Jahren bei der Antwortoption „stimme eher zu" um +6 % auf 33 % und bei Personen unter 25 Jahren bei der Antwortoption „stimme völlig zu" um +3 % auf 23 %. Der Anteil bei den Antwortoption „teils/teils" sinkt bei den unter 25-Jährigen um -4 % auf 19 % und bei den über 25-Jährigen minimal um -2 % auf 20 %.

Zum Zeitpunkt T2 geben 11 % der Personen unter 25 Jahren an die Frage nicht beurteilen zu können. Wieder ist eben dieser Anteil deutlich höher bei den über 25-Jährigen (zu T2 19 %), allerdings ist er im Vergleich zum ersten Befragungszeitpunkt leicht um -3 % gesunken.

Interessant ist an dieser Stelle eine Differenzierung nach dem Geschlecht (ohne Abbildung) – zum zweiten Erhebungszeitpunkt geben Frauen doppelt so häufig wie Männer an, die Frage „nicht beurteilen zu können". Außerdem sind Frauen insgesamt

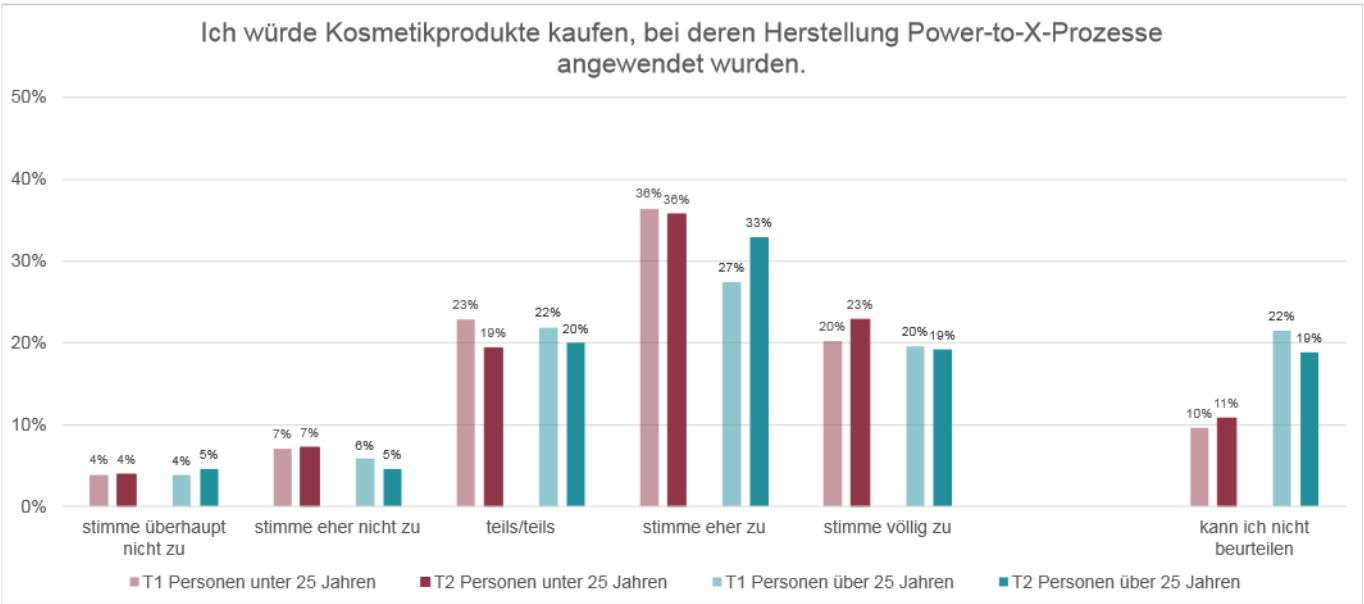


Abbildung 6.7: Kaufbereitschaft von Power-to-X basierten Kosmetikprodukten.

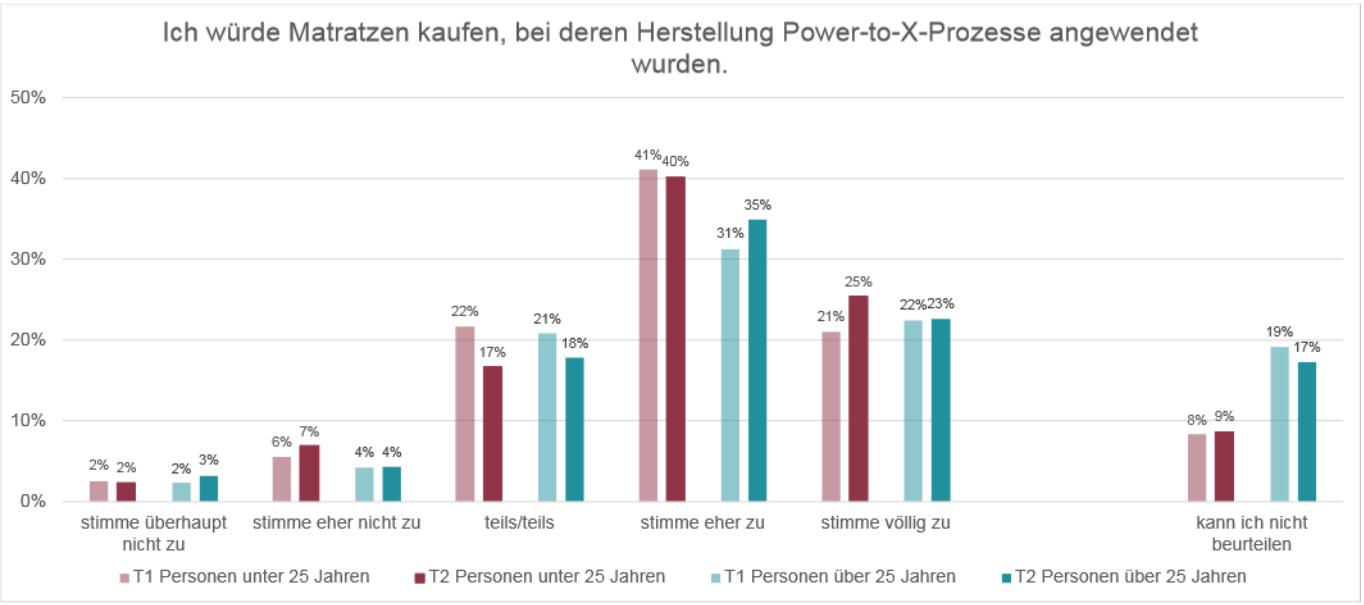


Abbildung 6.8: Kaufbereitschaft von Power-to-X basierten Matratzen.

weniger zustimmend mit nur insgesamt 47 % Zustimmung. Insgesamt stimmen 61 % der Männer der Aussage eher oder völlig zu.

MATRATZEN

Eine überwiegende Mehrheit beider Altersgruppen gibt an, dass sie eine Matratze kaufen würden bei deren Herstellung Power-to-X Prozesse angewendet wurden (insgesamt über 55 %; siehe **Abbildung 6.8**). Zwischen den zwei Befragungszeitpunkten steigt der Häufigkeitsanteil in der Gruppe der über 25-Jährigen, die angeben dieser Aussage „eher" zuzustimmen um +4 % auf 35 %. Bei der Antwortoptionen „stimme völlig zu" steigt der Häufigkeitsanteil der Personen unter 25 Jahren um +4 % auf 25 %. Im ablehnenden Bereich liegen alle Angaben unter 7 % und es zeigen sich kaum Veränderungen zwischen den beiden Befragungszeitpunkten. In beiden Altersgruppen sinkt der Häufigkeitsanteil der Antwortoption „teils/teils"; bei den unter 25-Jährigen um -5 % auf 17 % und um -3 % bei den über 25-Jährigen auf 18 %.

Ähnlich zum Antwortverhalten anderer Aussagen im Chemiesektor, liegt der Anteil der Personen, die angeben die Aussage nicht beurteilen zu können für die über 25-Jährigen über dem der unter 25-Jährigen und liegt mit 17 % zum zweiten Erhebungszeitpunkt T2 fast doppelt so hoch wie in der Altersgruppe der unter 25-Jährigen mit 9 %.

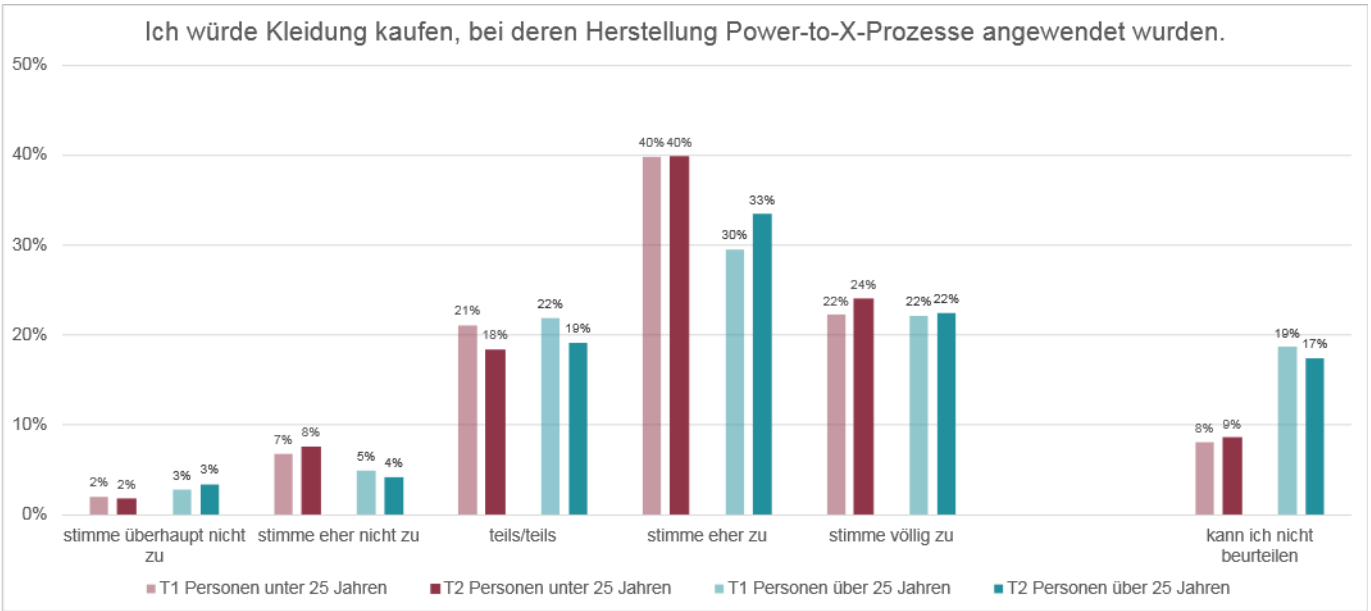


Abbildung 6.9: Kaufbereitschaft von Power-to-X basierter Kleidung.

KLEIDUNG

Bzgl. der Aussage „Ich würde Kleidung kaufen, bei deren Herstellung Power-to-X-Prozesse angewendet wurden geben über 50 % beider Altersgruppen zu beiden Zeitpunkten an „eher" oder „völlig" zuzustimmen (s. **Abbildung 6.9**).

Dabei bleibt der Anteil der unter 25-Jährigen, die dieser Aussage „eher" zustimmen über beide Erhebungszeitpunkte stabil bei 40 %, während der Anteil der Personen über 25 Jahren um +3 % auf 33 % Prozent steigt. Andersherum bleibt der Anteil der über 25-Jährigen, die dieser Aussage „völlig" zustimmen stabil bei 22 %, während der Anteil der Personen unter 25 Jahren um +2 % auf 24 % steigt.

Der Anteil der Personen die „teils/teils" angeben sinkt in beiden Altersgruppen leicht um -3 % vom ersten zum zweiten Befragungszeitpunkt. Der Anteil der Personen, die angeben die Frage nicht beurteilen zu können verändert sich ebenfalls nur leicht. Hier geben 9 % der unter 25-Jährigen zum zweiten Erhebungszeitpunkt dies an, während 17 % der über 25-Jährigen dies (-2 % im Vergleich zu T1) angeben. Auch hier ist der Häufigkeitsanteil der über 25-Jährigen, die angeben, dass sie die Aussage nicht beurteilen können, fast doppelt so hoch wie der der unter 25-Jährigen.

6.2.3 Zahlungsbereitschaft

Bei der Bereitschaft für PtX-Produkte mehr zu zahlen als für andere Produkte geben die meisten Personen beider Altersgruppen die Antwortoption „teils/teils" an. Während der Anteil eben dieser Antwortoption in der Altersgruppe der unter 25-Jährigen zwischen den Zeitpunkten stabil bei 35 % bleibt, sinkt der Anteil leicht um -2 % auf 27 % in der Kohorte der über 25-Jährigen (s. **Abbildung 6.10**).

Insgesamt stimmen weniger Personen beider Altersgruppen zum zweiten Befragungszeitpunkt T2 „eher" oder „völlig" zu. Dabei unterscheiden sich die Gruppen leicht voneinander. Am deutlichsten reduziert sich der Anteil bei Personen unter 25 Jahren um -6 % auf 23 % die angeben der Aussage „eher" zuzustimmen. Zu beiden Zeitpunkten hatten weniger als 10 % der Befragten angeben der Aussage „völlig" zuzustimmen.

Auf der anderen Seite geben die Befragten zum Zeitpunkt T2 insgesamt im Vergleich zu T1 häufiger an „eher nicht" oder überhaupt nicht" an, wobei dieser Anstieg bei der Antwortoption „stimme überhaupt nicht zu" deutlicher ist – hier steigt der Anteil in der Altersgruppe der über 25-Jährigen um +4 % auf 17 % und in der Kohorte der unter 25-Jährigen um ebenfalls +4 % auf 9 %. Insgesamt lässt sich also fest-

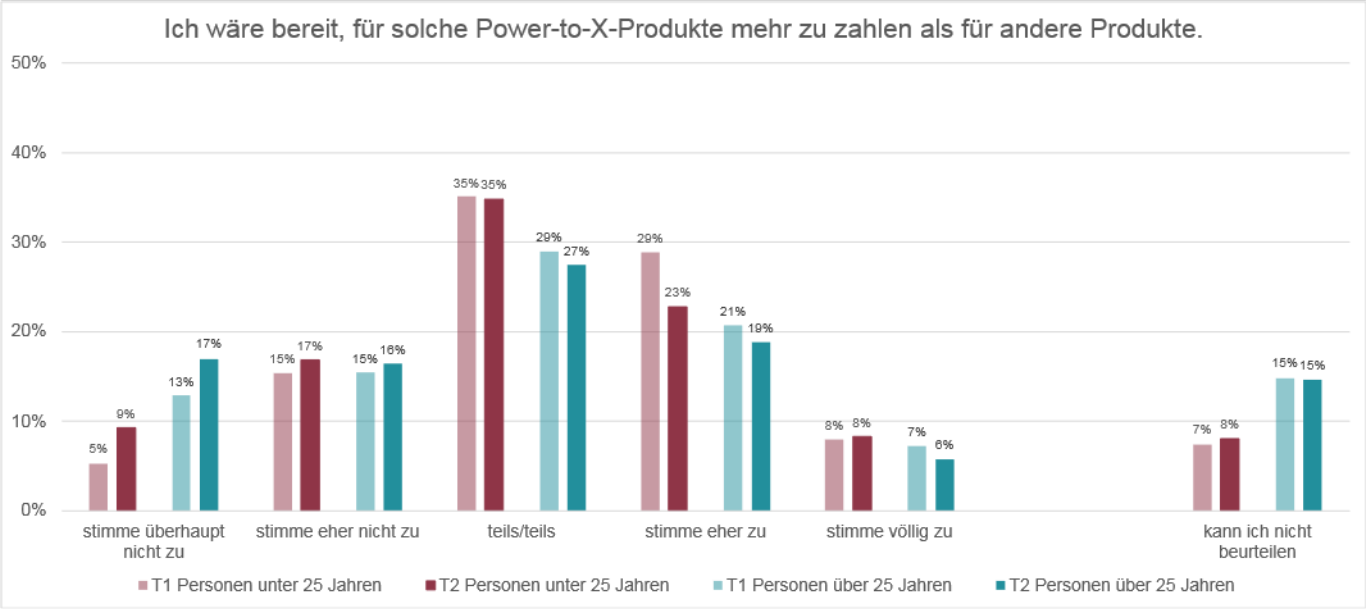


Abbildung 6.10: Zahlungsbereitschaft von Produkten bei deren Herstellung PtX-Prozesse angewendet wurden.

stellen, dass der Anteil derjenigen, die bereit wären für Produkte bei deren Herstellung PtX-Prozesse angewendet wurden mehr zu zahlen als für andere Produkte, tendenziell zwischen den beiden Messzeitpunkten abnimmt.

Stabil bleibt der Anteil an Personen, die angeben die Frage nicht beurteilen zu können. Ähnlich wie bei den vorherigen Items geben dies Personen aus der Altersgruppe der über 25-Jährigen fast doppelt so häufig an wie Personen aus der Altersgruppe der unter 25-Jährigen.

6.2.4 Mögliche relevante Faktoren im Hinblick auf (aktive Akzeptanz) im Chemiebereich

Bei der Urteilsfindung und -bildung hinsichtlich der allgemeinen Akzeptanz von PtX-basierten Anwendungen und damit verbundenen Produkten im Chemiebereich können verschiedene erwartete Eigenschaften und Überlegungen für die Befragten eine Rolle spielen. Es werden daher wahrgenommene Chancen und Risiken von PtX-Technologien im Chemiesektor sowie persönliche Eigenschaften/Voraussetzungen der Befragten im Hinblick auf nachhaltigen Konsum sowie Offenheit für technologische Innovationen dargestellt.

6.2.4.1 Wahrgenommene Chancen von Power-to-X Technologien im Chemiesektor

Um das Bild hinsichtlich der Wahrnehmung und Bewertung von PtX-Technologien im Chemiesektor zu erweitern wurden die damit verbundenen Chancen und Risiken erfragt.

Über alle Aussagen hinweg gibt ein großer Teil der Befragten an, die Aussage nicht beurteilen zu können. Dabei ist auffällig, dass bei den Aussagen bzgl. der Chancen etwas weniger Menschen mit „kann ich nicht beurteilen" antworten (20–35 %), als bei den Aussagen bzgl. der Risiken (27–39 %).

UNABHÄNGIGKEIT VON FOSSILEN ROHSTOFFEN

Bezüglich der Aussage, dass durch PtX-Technologien „chemische Grundstoffe (z. B. für Kosmetika) ohne fossile Rohstoffe (z. B. Erdöl) hergestellt werden" können, geben über 50 % der Befragten beider Gruppen an, der Aussage „eher" oder „völlig" zuzustimmen (s. **Abbildung 6.11**). Dabei unterscheiden sie sich kaum in ihrem Antwortverhalten. Es geben außerdem zwischen 20–30 % der Befragten an, die Aussage nicht beurteilen zu können. Hier geben Personen über 25 Jahren dies häufiger an, als Personen unter 25 Jahren.

Insgesamt geben 56 % der Personen unter 25 Jahren und 52 % der Personen über 25 Jahren zum Zeitpunkt T2 an, der Aussage „eher" oder „völlig" zuzustimmen. Konkret geben 40 % der unter 25-Jährigen und 35 % der über 25-Jährigen an, der Aussage „eher" zuzustimmen. Im Gegensatz dazu geben nur 16 % der unter 25-Jährigen und 17 % der über 25-Jährigen an, der Aussage „völlig" zuzustimmen. Die Mittelkategorie „teils/teils" wird von 16 % der Personen unter 25-Jahren und von 14 % der über 25-Jährigen genutzt. Ablehnend äußern sich eher Personen unter 25 Jahren. Dabei geben insgesamt 8 % der Personen unter 25 Jahren und 4 % der Personen über 25 Jahren an, der Aussage „eher nicht" oder „überhaupt nicht" zuzustimmen. 21 % der unter 25-Jährigen und 31 % der über 25-Jährigen können diese Aussage nicht beurteilen.

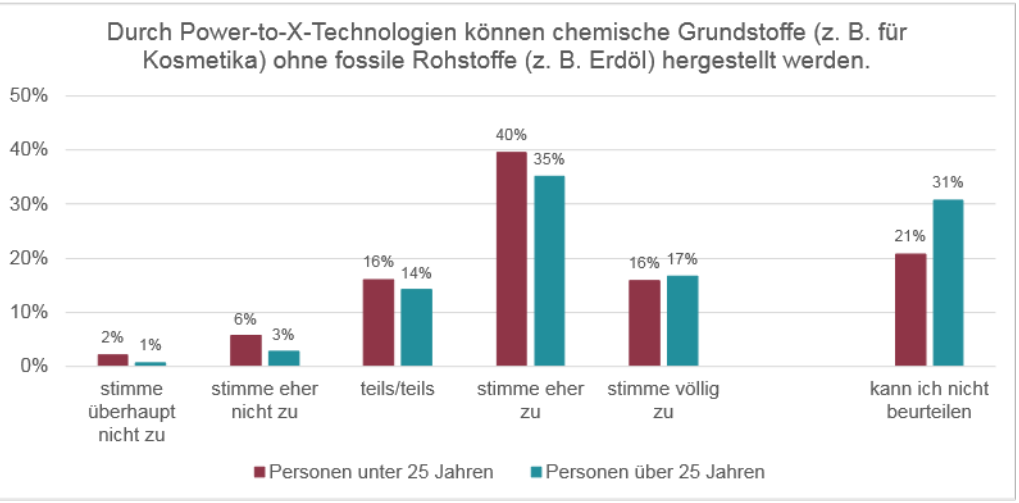


Abbildung 6.11: Zustimmung der Befragten hinsichtlich der möglichen Chance der fossil-freien Herstellung chemischer Grundstoffe.

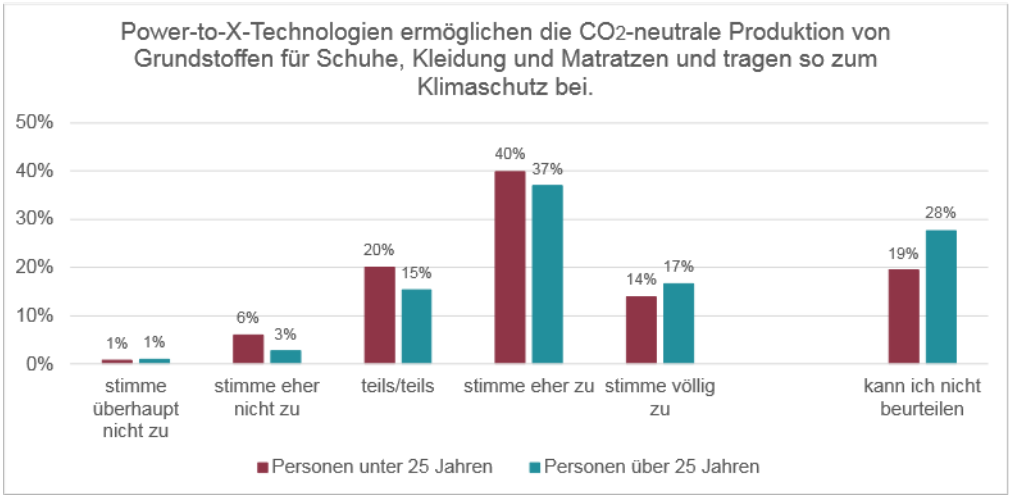


Abbildung 6.12: Zustimmung der Befragten hinsichtlich der möglichen Chance der CO_2-neutralen Produktion von Grundstoffen.

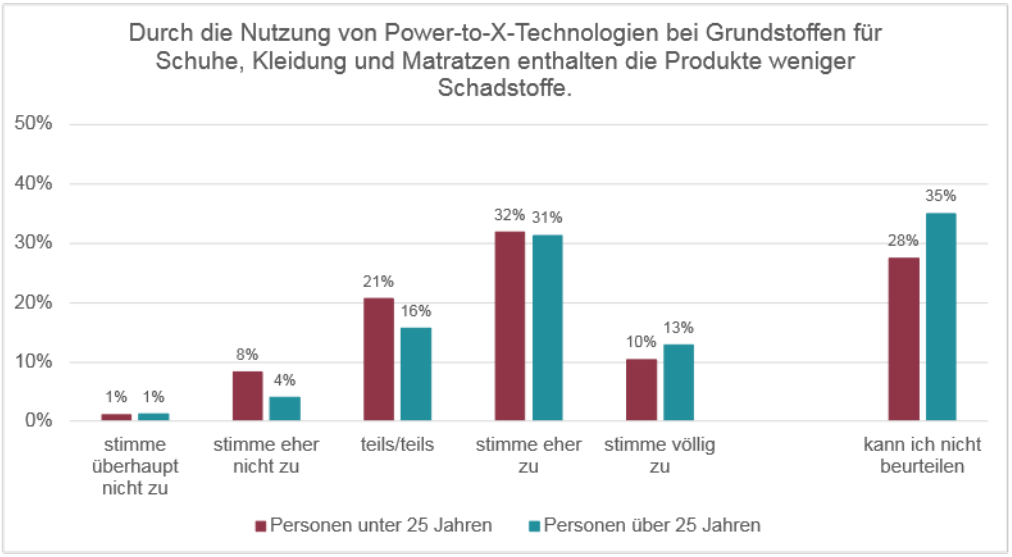


Abbildung 6.13: Einschätzung hinsichtlich der möglichen Chance, dass PtX-basierte Grundstoffe weniger Schadstoffe enthalten.

CO_2-NEUTRALE PRODUKTION

Gefragt nach der möglichen Chance der CO_2-neutralen Produktion von Grundstoffen durch PtX- Technologien geben über 50 % der Befragten beider Altersgruppen an der Aussage „eher" oder „völlig" zuzustimmen. Zustimmend äußern sich insgesamt 54 % der Personen unter 25 Jahren und 54 % der Personen über 25 Jahren. Davon haben 40 % der Personen unter 25 Jahren und 37 % der Personen über 25 Jahren angegeben der Aussage „eher" zuzustimmen und 14 % der unter 25-Jährigen und 17 % der über 25-Jährigen stimmen „völlig" zu (s. **Abbildung 6.12**). Die mittlere Antwortoption „teils/teils" wird von 20 % der unter 25-Jährigen und 15 % der über 25-Jährigen genutzt. Am wenigsten wird im ablehnenden Bereich geantwortet. Insgesamt geben 7 % der unter 25-Jährigen und 4 % der über 25-Jährigen an, der Aussage „eher nicht" oder „überhaupt nicht" zuzustimmen wobei der größere Anteil (6 % der unter 25-Jährigen und 3 % der über 25-Jährigen) der Aussage „eher nicht" zustimmen. Der Anteil der Befragten, die die Aussage nicht beurteilen können, liegt bei 19 % der Personen für die unter 25-Jährigen und 28 % bei den über 25-Jährigen.

WENIGER SCHADSTOFFE

Gefragt nach der möglichen Chance, dass durch Power-to-X Technologien „Grundstoffe für Schuhe, Kleidung und Matratzen entstehen die weniger Schadstoffe" enthalten, gibt ein auffällig hoher Anteil an Personen an, die Aussage nicht beurteilen zu können; 28 % der unter 25-Jährigen und 35 % der über 25-Jährigen wählen diese Antwortoption (s. **Abbildung 6.13**). Insgesamt stimmen 42 % der unter 25-Jährigen und 44 % der über 25-Jährigen der Aussage „eher" oder „völlig" zu. Dabei unterscheiden sich die Kohorten kaum voneinander. Konkret stimmen 32 % der Personen unter 25 Jahren und 31 % der Personen über 25 Jahren „eher" zu, gefolgt von 10 % der unter 25-Jährigen und 13 % der über 25-Jährigen die „völlig" zustimmen.

Für die Antwortoption „teils/teils" entschieden sich 21 % der unter 25-Jährigen und 16 % der über 25-Jährigen. Ein vergleichsweise geringer Anteil der Befragten äußert sich ablehnend. Insgesamt geben gerade mal 9 % der unter 25-Jährigen und 5 % der über 25-Jährigen eine ablehnende Antwort; davon stimmen 8 % der unter 25-Jährigen und 4 % der über 25-Jährigen der Aussage „eher nicht" zu.

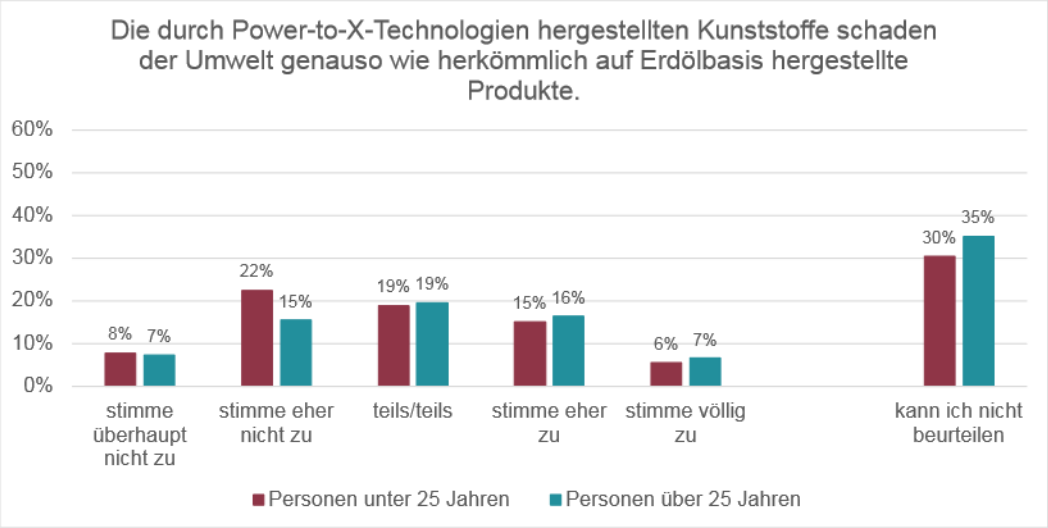


Abbildung 6.14: Einschätzung des Risikos hinsichtlich des Schadens PtX-basierter Kunststoffe für die Umwelt.

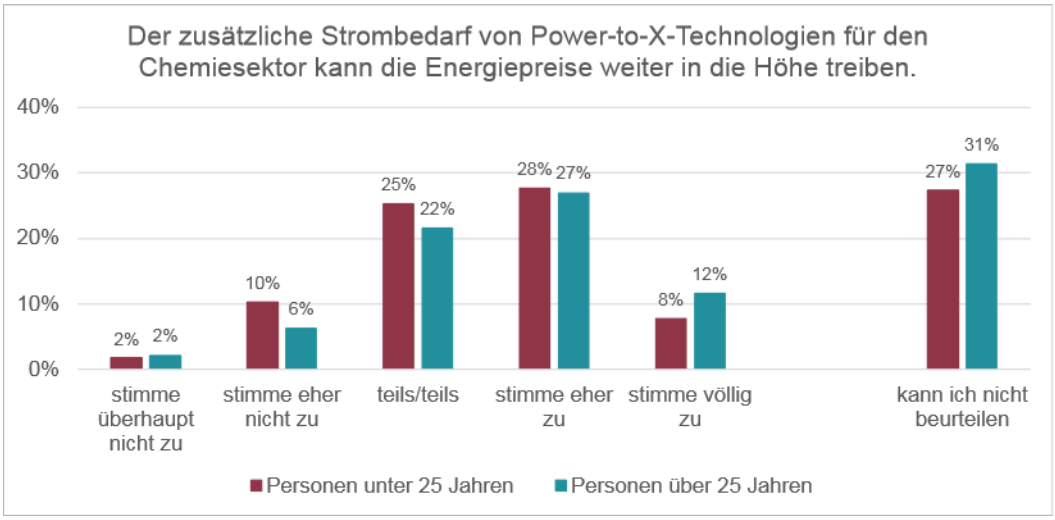


Abbildung 6.15: Einschätzung des Risikos hinsichtlich steigender Energiepreise durch zusätzlichen Strombedarf.

6.2.4.2 Wahrgenommene Risiken von Power-to-X Technologien im Chemiesektor

Bei allen Aussagen bzgl. der Risiken durch Power-to-X-Technologien im Chemiesektor liegt der Anteil der ablehnenden Aussagen höher als bzgl. der Risiken. Darüber hinaus lehnen Personen unter 25 Jahren diese häufiger ab als die über 25-Jährigen. Zu beobachten ist außerdem, dass sich die Antwortverteilung mehr einer Normalverteilung annähert als dies bei den Chancen von Power-to-X im Chemiesektor der Fall ist. Darüber hinaus ist auffällig, dass in beiden Altersgruppen insgesamt häufiger die Antwortoption „kann ich nicht beurteilen" genutzt wird als bei den Chancen.

PTX-KUNSTSTOFFE VS. PRODUKTE AUF ERDÖLBASIS

Bei der Bewertung der Aussage „Die durch Power-to-X-Technologien hergestellten Kunststoffe schaden der Umwelt genauso wie herkömmlich auf Erdölbasis hergestellte Produkte" geben über 30 % der Befragten an, die Aussage nicht beurteilen zu können (s. **Abbildung 6.14**).

Zustimmend äußern sich insgesamt 21 % der unter 25-Jährigen und 23 % der über 25-Jährigen. Konkret geben 15 % der unter 25-Jährigen und 16 % der über 25-Jährigen an, der Aussage „eher" zuzustimmen. Hinzu kommen 6 % der unter 25-Jährigen und 7 % der über 25-Jährigen, die angeben der Aussage „völlig" zuzustimmen. Die mittlere Antwortoption „teils/teils" wird von jeweils 19 % der Personen beider Kohorten genutzt. Ablehnend äußern sich insgesamt 30 % der Personen unter 25 Jahre und 35 % der Personen über 25 Jahren.

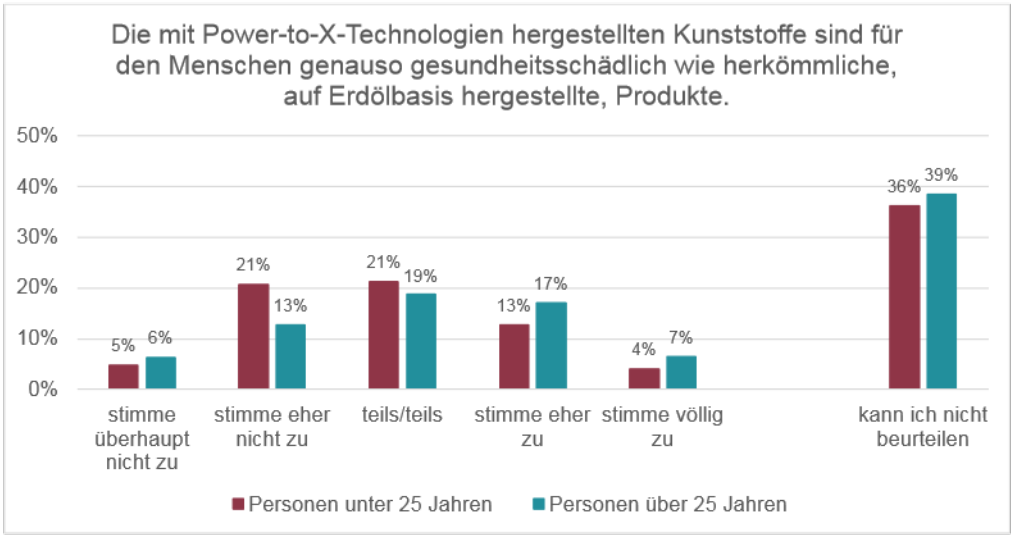


Abbildung 6.16: Einschätzung des möglichen Risikos, dass PtX-basierte Kunststoffe den Menschen genauso schaden wie erdölbasierte Kunststoffe.

STEIGENDE ENERGIEKOSTEN

Der Aussage „Der zusätzliche Strombedarf von Power-to-X-Technologien für den Chemiesektor kann die Energiepreise weiter in die Höhe treiben" bewerten die meisten Personen beider Kohorten zustimmend (über 35 %). Insgesamt geben aber zwischen 27–31 % der Befragten an die Aussage nicht beurteilen zu können (s. **Abbildung 6.15**).

Zustimmend äußern sich insgesamt 36 % der unter 25-Jährigen und 39 % der über 25-Jährigen. Davon geben 28 % der unter 25-Jährigen und 27 % der über 25-Jährigen an, der Aussage „eher" zuzustimmen.

Die Mittelantwort „teils/teils" wird von 25 % der Personen unter 25 Jahren und von 22 % der Personen über 25 Jahren gewählt.

Ablehnend äußern sich insgesamt 12 % der unter 25-Jährigen und 8 % der über 25-Jährigen zu dieser Aussage. Konkret sind es 10 % der unter 25-Jährigen und 6 % der über 25-Jährigen die angeben der Aussage „eher nicht" zuzustimmen.

Ein Großteil der Befragten gibt an, die Aussage nicht beurteilen zu können; 27 % der unter 25-Jährigen und 31 % der über 25-Jährigen wählen diese Antwortoption.

GESUNDHEITSSCHÄDLICHKEIT VON PTX-KUNSTSTOFFEN

Die Aussage „Die mit Power-to-X-Technologien hergestellten Kunststoffe sind für den Menschen genauso gesundheitsschädlich wie herkömmliche, auf Erdölbasis hergestellte, Produkte." wird von 19–26 % der Befragten abgelehnt. Es lässt sich beobachten, dass Personen unter 25 Jahren insgesamt häufiger ablehnend antworten (26 %). Hingegen antworten Personen über 25 Jahren häufiger zustimmend (24 %). Die meisten Personen (über 35 %) geben an, die Aussage nicht beurteilen zu können (s. **Abbildung 6.16**).

Zustimmend äußern sich insgesamt 17 % der unter 25-Jährigen und 24 % der über 25-Jährigen. Davon geben 13 % der unter 25-Jährigen und 17 % der über 25-Jährigen an, der Aussage „eher" zuzustimmen. Zusätzlich geben 4 % der unter 25-Jährigen und 7 % der über 25-Jährigen an, der Aussage „völlig" zuzustimmen. Die mittlere Antwortoption „teils/teils" wird von 21 % der unter 25-Jährigen und 19 % der über 25-Jährigen angegeben. Ablehnend äußern sich 26 % der unter 25-Jährigen und 19 % der über 25-Jährigen. Davon geben 21 % der unter 25-Jährigen und 13 % der über 25-Jährigen an, der Aussage „eher nicht" zuzustimmen.

Der Großteil der Befragten gibt an, die Aussage nicht beurteilen zu können. Eben dies wird von 36 % der unter 25-Jährigen und 39 % der über 25-Jährigen angegeben.

Insgesamt werden mit PtX-Technologien trotz Unsicherheit bei einem deutlichen Anteil der Befragten verschiedene Chancen verbunden. Bei den Risiken zeigt sich die Sorge steigender Kosten für die Endverbraucher*innen; bei den anderen Aspekten zeigt sich ein gemischtes Bild und mehrheitlich keine deutliche Risikowahrnehmung.

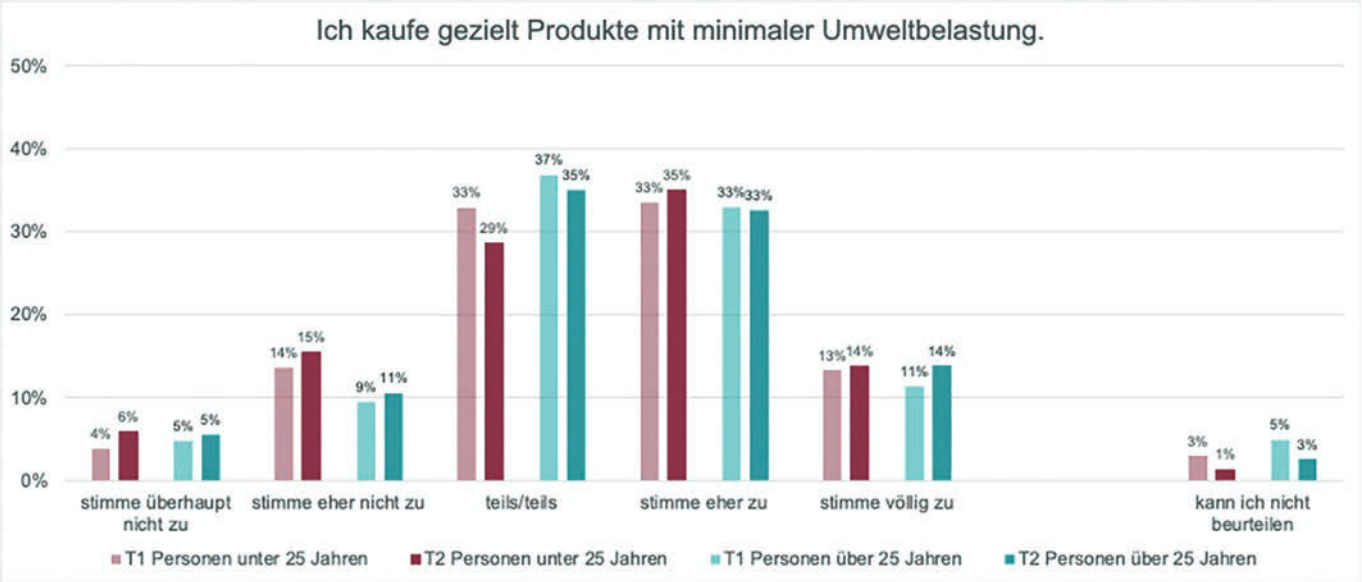


Abbildung 6.17: Selbsteinschätzung, inwiefern gezielt Produkte mit minimaler Umweltbelastung gekauft werden.

6.2.4.3 Nachhaltiges Verhalten

Die PtX-basierte Produktion kann in ihrer Eigenschaft, eine auf fossile Rohstoffe basierende Produktion zu ersetzen als eine Möglichkeit der nachhaltigen Herstellung interpretiert werden, die nachhaltige(re)n Konsum fördert. In den Panelbefragungen wurden Einschätzungen bzgl. nachhaltigen Konsums als persönliche Faktoren erfasst, die potenziell einen Einfluss auf die Bewertung von PtX-Technologien haben können.

Insgesamt lassen sich zwischen den beiden Befragungszeitpunkten bei der Gesamtstichprobe keine großen Veränderungen beobachten, es zeigt sich eine leichte Tendenz hin zu einer positiven Haltung zu nachhaltigem Konsum.

GEZIELT PRODUKTE KAUFEN MIT MINIMALER UMWELTBELASTUNG

Gefragt nach dem gezielten Kauf von Produkten mit minimaler Umweltbelastung, wählen die Teilnehmenden beider Altersgruppen und zu beiden Zeitpunkten am häufigsten die Antwortoptionen „teils/teils“ und „stimme eher zu“ (mit insgesamt immer über 60 %; s. **Abbildung 6.17**).

Bei der Antwortoption „teils/teils“ fällt auf, dass die Häufigkeitsanteile zwischen den Zeitpunkten sinken, insbesondere in der Altersgruppe der unter 25-Jährigen, bei denen zum Zeitpunkt T2 um -4 % weniger (29 %) die Option „teils/teils“ wählen.

Umgekehrt stellt sich dies sowohl im zustimmenden als auch im ablehnenden Bereich dar; hier bleiben die Einschätzungen über die Zeit stabil oder steigen leicht an. Im ablehnenden Bereich wird von beiden Kohorten am häufigsten die Option „stimme eher nicht zu“ gewählt. Insgesamt wählen zum Zeitpunkt T2 Personen unter 25 Jahren häufiger die Antwortoption „stimme eher nicht“ oder „stimme überhaupt nicht“ zu (21 %) als dies Personen über 25 Jahren (16 %) tun. Im zustimmenden Bereich haben ein Drittel der Befragten aus beiden Altersgruppen zu beiden Zeitpunkten die Antwortoption „stimme eher zu“ gewählt. Dabei wählten Personen unter 25 Jahren diese Option insgesamt häufiger als Personen über 25 Jahren. Zum Zeitpunkt T2 geben 14 % der unter 25-Jährigen an, der Aussage „völlig“ zuzustimmen. In der Gruppe der über 25-Jährigen geben dies zum Zeitpunkt T2 ebenfalls 14 % der Befragten an, was ein Zuwachs von +3 % ist.

Im Gegensatz zu den PtX-bezogene Einschätzungen ist der Anteil der Personen, die sich nicht in der Lage sehen, die Aussagen im Bereich des nachhaltigen/ökologischen Konsums beurteilen zu können deutlich niedriger. Das Thema des nachhaltigen Konsums ist mittlerweile in weiten Teilen der Gesellschaft angekommen, während PtX-Technologien und Produkte noch wenig bekannt sind. Zum zweiten Befragungszeitpunkt geben weniger Personen beider Altersgruppen an, die Frage „nicht beurteilen“ zu können. Während dies 1 % der unter 25-Jährigen angeben, tun dies 3 % der über 25-Jährigen.

Bei einem Vergleich fällt auf, dass bei der Kaufbereitschaft PtX-basierter Produkte (vgl. **Abbildung 6.6**) weniger teils/teils

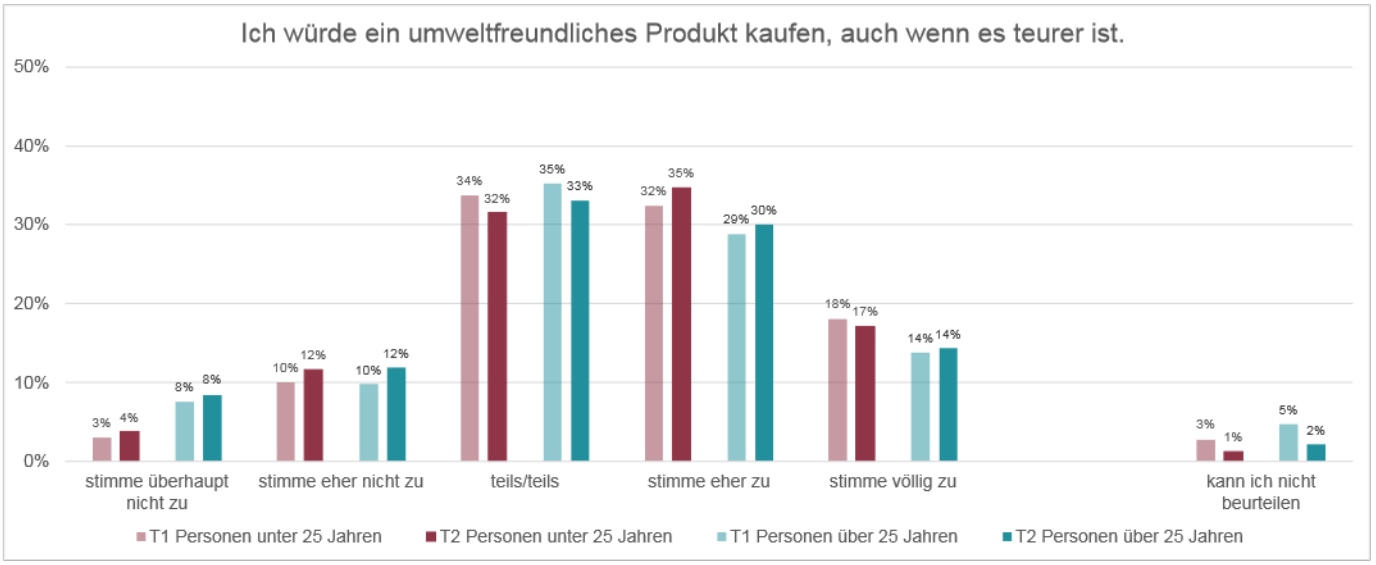


Abbildung 6.18: Selbsteinschätzung, ob ein umweltfreundliches Produkt gekauft würde, wenn es teurer ist.

Antworten als beim Kaufen von Produkten mit minimaler Umweltbelastung zu beobachten sind. Des Weiteren finden sich dort, mehr „stimme eher zu" Antworten, insbesondere bei den unter 25-Jährigen und „stimme völlig zu", jedoch weniger „stimme eher nicht zu" Antworten.

UMWELTFREUNDLICHES PRODUKT KAUFEN, AUCH WENN ES TEURER IST.

Wie für den potenziellen Kauf von PtX-basierten Produkten wurde auch hinsichtlich des nachhaltigen/ökologischen Konsums die Zahlungsbereitschaft erfasst. Bei der Einschätzung, ob eine Person ein umweltfreundliches Produkt kaufen würde, auch wenn es teurer ist, ergibt sich zwar eine deutliche Tendenz zur Zustimmung aber ein Drittel der Befragten wählen auch die Antwortoption „teils/teils" (s. **Abbildung 6.18**).

Im ablehnenden Bereich geben 4 % der Personen unter 25 Jahre an, der Aussage „überhaupt nicht" zuzustimmen, während Personen über 25 Jahre doppelt so häufig diese Antwortoption wählen. Bei der Antwortoption „stimme eher nicht zu" sind die Häufigkeitsverteilungen für beide Gruppe und beide Zeitpunkte identisch. Während zum Zeitpunkt T1 10 % beider Altersgruppen diese Option wählten, sind dies zum Zeitpunkt T2 12 % beider Gruppen (+2 %).

Betrachten wir abschließend den zustimmenden Bereich. Dabei geben zum Zeitpunkt T2 35 % der unter 25-Jährigen an, der Aussage „eher" zuzustimmen. Das sind +3 % mehr als noch zum Zeitpunkt T1. In der Gruppe der über 25-Jährigen geben 30 % an, der Aussage „eher" zuzustimmen. Die Häufigkeiten bei der Antwortoption „stimme völlig zu" verändern sich über die Zeit nicht und liegen zum Zeitpunkt T2 bei 17 % der Personen unter 25 Jahren und bei 14 % der über 25-Jährigen.

Wie auch bei der vorherigen Aussage, sinkt der Anteil der Personen, die angeben die Frage nicht beurteilen zu können leicht über die Zeit und ist in beiden Gruppen sehr niedrig. In der Gruppe der unter 25-Jährigen geben dies zum Zeitpunkt T2 1 % (-2 %) und in der Gruppe der über 25-Jährigen 2 % (-3 %) an.

Vergleicht man nun die Zahlungsbereitschaft für umweltfreundliche Produkte mit der Zahlungsbereitschaft für PtX-basierte Produkte (s. **Abbildung 6.10**) sieht man, dass bei der Antwortoption „teils/teils" der Anteil bei den über 25-Jährigen bei den umweltfreundlichen Produkten deutlich höher ist als bei den PtX-Produkten. Die Antwortoption „kann ich nicht beurteilen" wurde bei den PtX-Produkten etwas häufiger gewählt, insbesondere bei den über 25-Jährigen. Im ablehnenden Bereich (insbesondere bei der Antwort „stimme überhaupt nicht zu") sind die Werte bei den PtX-Produkten höher als bei den umweltfreundlichen Produkten. Auch hier wird wieder deutlich, dass es einen Unterschied darstellt, ob es sich um die Einschätzung tatsächlichen oder hypothetischen Verhaltens (wie es aktuell noch bei PtX-Produkten der Fall ist) handelt. Darüber hinaus könnte es auch bedeuten, dass PtX-Produkte nicht (ausschließlich) als umweltfreundlich eingestuft werden; möglicherweise spielen Aspekte der technologischen Innovation eine größere Rolle.

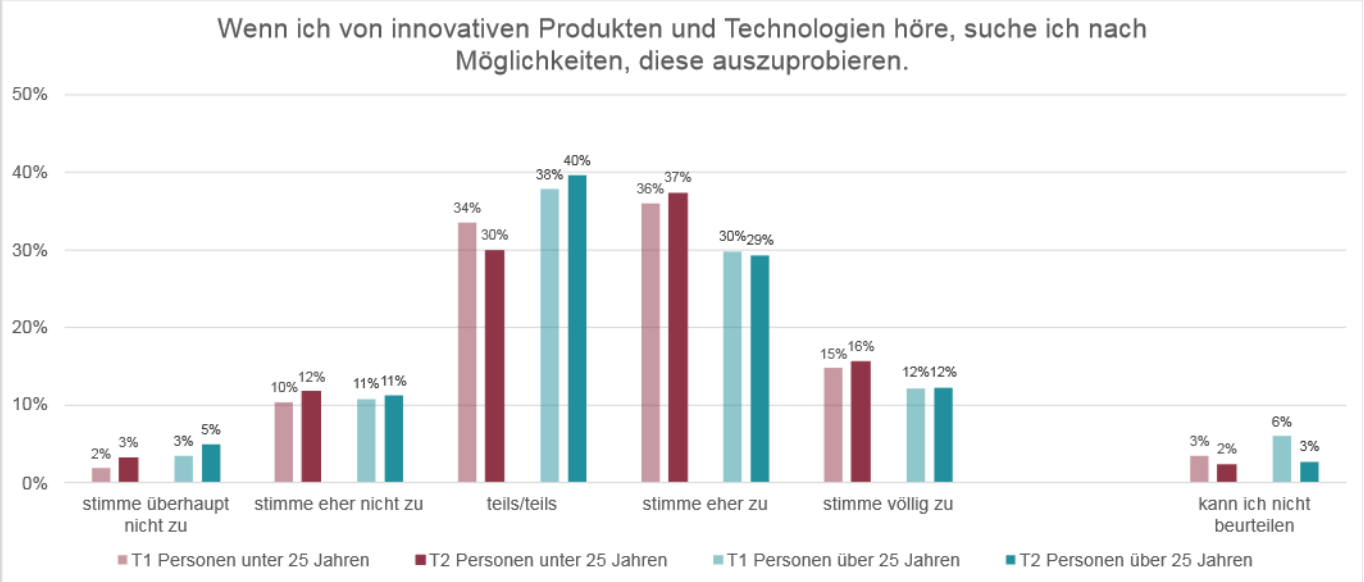


Abbildung 6.19: Selbsteinschätzung der Bereitschaft innovative Produkte/Technologien auszuprobieren.

6.2.4.4 Technikaffinität

Da bei einer Bewertung von PtX-Technologien auch die persönliche Offenheit für technologische Innovationen von Bedeutung sein kann, wurde im Panel die Technikaffinität erfasst (s. **Abbildung 6.19**).

INNOVATIVE PRODUKTE/TECHNOLOGIEN AUSPROBIEREN

Insgesamt tendieren die Befragten bei der Aussage „Wenn ich von innovativen Produkten und Technologien höre, suche ich nach Möglichkeiten, diese auszuprobieren" zur Mittelantwort „teils/teils" und zur leicht zustimmenden Antwortoption „stimme eher zu". Weniger als 15 % der Befragten geben an, der Aussage „eher nicht" oder „überhaupt nicht" zuzustimmen. Zum Zeitpunkt T2 geben nur leicht mehr Personen aus beiden Altersgruppen an, der Aussage „eher nicht" (12 % der unter 25-Jährigen und 11 % der über 25-Jährigen) oder „überhaupt nicht" (3 % der unter 25-Jährigen und 5 % der über 25-Jährigen) zuzustimmen.

Bei der Antwortoption „teils/teils", die mit am häufigsten gewählt wurde, geben Personen unter 25 Jahren diese Antwortoption zum Zeitpunkt T2 weniger häufig an (der Häufigkeitsanteil sinkt um -4 % auf 30 %), während Personen über 25 Jahren diese Option zum Zeitpunkt T2 leicht häufiger wählen (er steigt um +2 % auf 40 %). Die Verteilung bei der Antwortoption „stimme eher zu" stellt sich umgekehrt dar; hier geben zum Zeitpunkt T2 37 % der Personen unter 25 Jahren eben diese Antwort an, hingegen nur 29 % der Personen über 25 Jahren. Bei der Antwortoption „stimme völlig zu" bleiben die Anteile in beiden Gruppen nahezu gleich.

Wie auch bei den Einschätzungen zu nachhaltigem/umweltfreundlichem Konsum geben deutlich weniger Personen an die Frage nicht beurteilen zu können als bei den PtX-bezogenen Items. Bei Personen unter 25 Jahren sind es zum zweiten Befragungszeitpunkt 2 % und bei den über 25-Jährigen reduziert sich der Anteil um -3 % auf 3 %.

ZU DEN ERSTEN GEHÖREN, DIE ETWAS AUSPROBIEREN

Im Sinne einer Steigerung der Technologieaffinität wurden die Einschätzungen bzgl. der Aussage „In meinem Umfeld gehöre ich zu den ersten, der/die die neuen Produkte und Technologien ausprobiert" eingeholt.

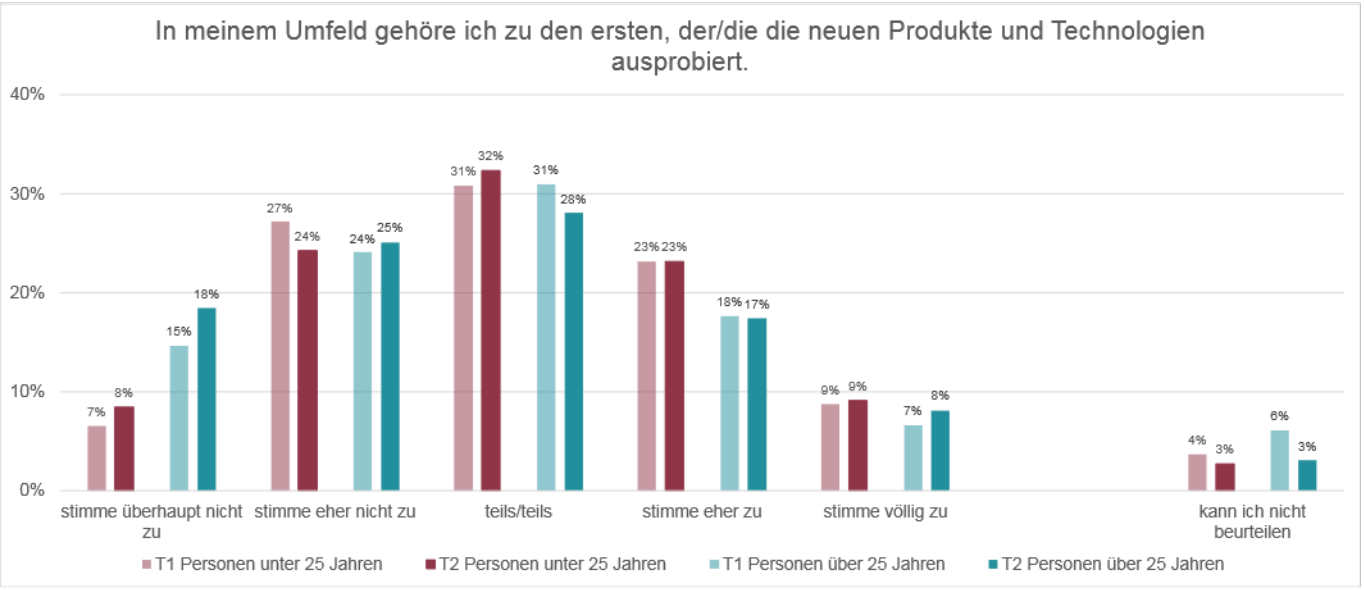


Abbildung 6.20: Selbsteinschätzung inwiefern eine Person im Umfeld zu den ersten gehört, die ein neues Produkt/Technologie ausprobieren.

Annähernd normalverteilt wird dabei von ungefähr einem Drittel der Personen aus beiden Altersgruppen und zu beiden Zeitpunkten die Antwortoption „teils/teils" gewählt (s. **Abbildung 6.20**).

Im ablehnenden Bereich geben 8 % der Personen unter 25 Jahren zum Zeitpunkt T2 die Antwortoption „stimme überhaupt nicht zu" an, hingegen wählen Personen über 25 Jahren mehr als doppelt so häufig eben diese Antwortoption (18 %). Bei der Antwortoption „stimme eher nicht zu" liegen die Einschätzungen der Personen unter 25 Jahren mit 24 % und der über 25-Jährigen mit 25 % beieinander.

Wie bereits erwähnt, geben die meisten Befragten beider Kohorten „teils/teils" an. Dabei bleibt der Häufigkeitsanteil zwischen den Zeitpunkten in der Kohorte der unter 25-Jährigen nahezu gleich (+1 % auf 32 %), bei Personen der Kohorte der über 25-Jährigen sinkt der Häufigkeitsanteil leicht um -3 % auf 28 %.

Auf den zustimmenden Bereich entfallen ebenfalls gut ein Drittel der Antworten und es sind im Grunde keine Veränderungen zwischen den Zeitpunkten zu beobachten. Die Antwortoption „stimme eher zu" wählen 23 % der Personen der unter 25-Jährigen und 17 % der über 25-Jährigen.

Im stark zustimmenden Bereich („stimme völlig zu") liegen die Häufigkeitsanteile der unter 25-Jährigen stabil bei 9 % und 8 % der über 25-Jährigen geben diese Antwort.

Der Anteil an Personen, die angeben die Frage nicht beurteilen zu können, liegt zum zweiten Erhebungszeitpunkt bei beiden Altersgruppen bei 3 %, was bei der Gruppe der über 25-Jährignen eine leichte Abnahme (-3 %) im Vergleich zu T1 darstellt.

Insgesamt geben die Selbsteinschätzungen im Bereich des nachhaltigen/ökologischen Konsums Grund zur Annahme, dass sich dies bei einem Großteil der Bevölkerung auch auf eine Offenheit für PtX-basierte Produkte auswirkt so diese als eine Option für nachhaltige(re)s Verhalten wahrgenommen werden. Im Kontrast mit alternativen ökologischen oder recycelten Produkten werden sie zum aktuellen Stand jedoch nicht die erste Wahl sein.

6.3 Potenzialanalyse chemischer Grundstoffe

*Autor*innen: Dinh Du Tran, Luisa López*

Wie auch schon in Kapitel 5.3 beschrieben, bestehen die wesentlichen Änderungen der Potenzialanalyse des Chemiesektors gegenüber der Roadmap 3.0 darin, die aktualisierten Strompotenziale aus dem Basisszenario des Energiemodells (s. Kapitel 3.1) zu übernehmen. Des Weiteren wurden neben den Stromangebotspotenzialen auch die produktspezifischen Bedarfe übernommen, wie sie in Kapitel 6.1 beschrieben sind. Zunächst stehen die Potenziale von FT-Naphtha im Vordergrund.

Neu in dieser Roadmap hinzugekommen ist der Abschnitt zu den PME-Polyolen, die nun ebenfalls im Tool als Produkt ausgewählt werden können. Die prozesstechnischen Parameter sind identisch zur Lebenszyklusbewertung (s. Kapitel 6.4.2) und erlauben somit eine projektübergreifende Betrachtung dieser P2X-spezifischen Wertschöpfungskette.

Das nächste Kapitel ist folgendermaßen aufgebaut: Nach der Erläuterung der spezifischen Ergebnisse zum Nachfragepotenzial (nur für FT-Naphtha) und der anschließenden Gegenüberstellung mit den Angebotspotenzialen erfolgt eine qualitative Einordnung aus Sicht der noch verbliebenden Kriterien in den Kriterienclustern „Industrie“ und „Infrastruktur“. Eine abschließende Einordnung aus Sicht der kriterien-übergreifenden Faktoren sowie den politischen Grundlagen schließt die Potenzialanalyse für FT-Naphtha und den PME-Polyolen für diese Projektphase ab.

6.3.1 Potenzialanalyse von Fischer-Tropsch-Naphtha

BEDARFSPOTENZIAL VON FT-NAPHTHA

Die im Basisszenario des Energiemodells in Kapitel 6.1 beschriebenen Bedarfe der chemischen Industrie bzw. der Grundchemikalien werden z. T. aus Naphtha bereitgestellt. Dieses wird aktuell aus Erdöl gewonnen, kann jedoch ebenfalls über die Fischer-Tropsch-Synthese hergestellt werden. Im Vergleich zur Roadmap 3.0 sind zum einen die Energie- und Massenbedarfe aktualisiert worden [64], [65], wohingegen die Fraktionsaufteilung gleichgeblieben ist (Roadmap 3.0 [4], s. Stichwort Schulz-Flory-Verteilung)

Die in der Potenzialanalyse hinterlegten Bedarfe sind in **Tabelle 6.1** hinterlegt und zeigen die absoluten Nachfragemengen in den jeweiligen Stützjahren. Hierbei ist der direkte Bedarf an via Fischer-Tropsch-Verfahren synthetisiertem Naphtha angegeben, welcher erst ab 2040 vorhanden ist, da das Naphtha vorher mit fossilen Quellen bereitgestellt werden kann.

Die für die Bereitstellung von FT-Naphtha benötigten Strom-, Wasser- und Kohlenstoffdioxidmengen sind ebenfalls in **Tabelle 6.1** aufgelistet, wobei angenommen wurde, dass das Kohlenstoffdioxid aus der Luft abgeschieden wird (DAC). Eine Meerwasserentsalzung wurde in dem Fall nicht berücksichtigt. Vergleicht man die Daten mit der Gewinnung von CO_2 aus industriellen Punktquellen, sinken die Strombedarfe marginal (in 2050 um 1,12 %). Auch hier zum Größenordnungsvergleich: Der in 2050 benötigte CO_2-Bedarf entspricht ca. 9 % der in 2020 emittierten CO_2-Mengen in Deutschland, wohingegen der Wasserbedarf 0,11 % des Gesamtvorrats an erneuerbaren Wasserressourcen entspricht.

Tabelle 6.1: Bedarfsmengen für die Herstellung von FT-Naphtha im Chemiesektor und dafür notwendiger Strom (wenn DAC oder industrielle Punktquellen als Kohlenstoffquelle verwendet wird).

		2020	2030	2040	2050
FT-Naphta	**Mio. t**	**0,00**	**0,00**	**3,09**	**6,34**
Benötigtes Strompotenzial (DAC)	TWh	0,00	0,00	185,34	366,88
Benötigtes Strompotenzial (Industrielle Punktquellen)	TWh	0,00	0,00	181,54	362,76
Wasserbedarf	Mio. t	0,00	0,00	63,32	129,84
CO_2-Bedarf	Mio. t	0,00	0,00	28,36	58,14

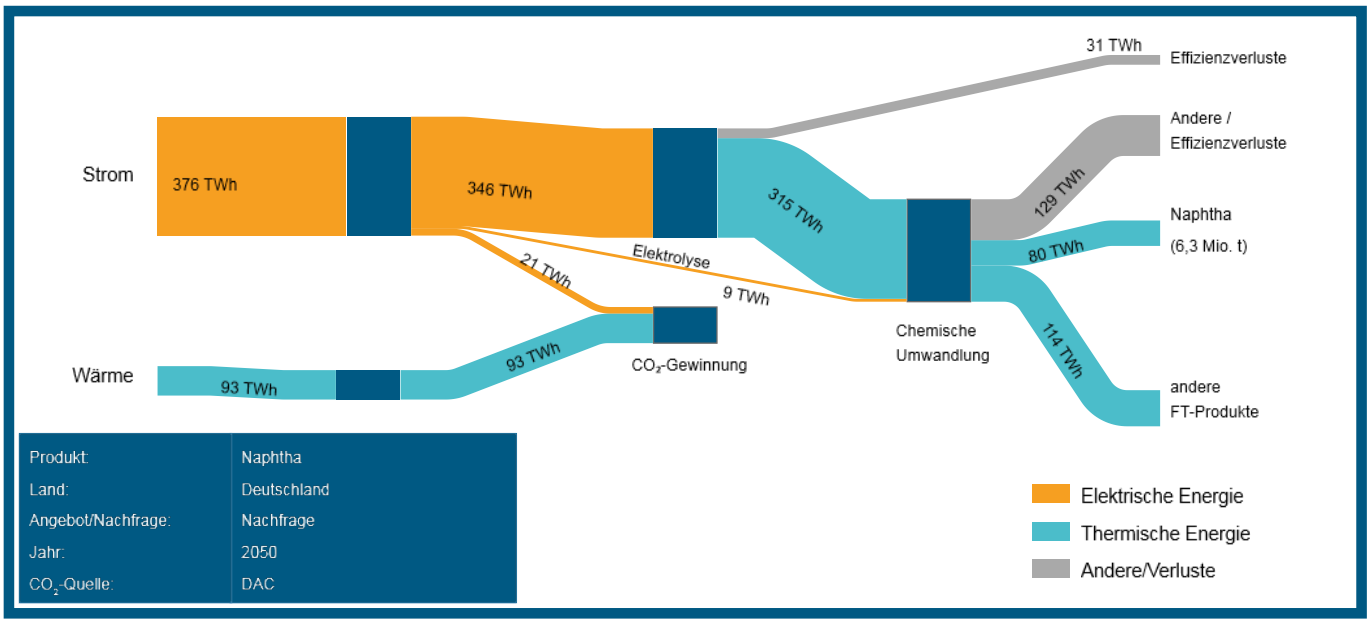


Abbildung 6.21: Nachfragepotenzial für FT-Naphtha im Jahr 2050.

Das Energieflussidagramm für das Nachfragepotenzial von Fischer-Tropsch-Naphtha im Jahr 2050 ist in **Abbildung 6.21** dargestellt. Wie auch schon bei den anderen FT-Produkten, geht ein Großteil der Energie nach der chemischen Umwandlung in andere FT-Fraktionen bzw. geht gänzlich verloren. Dennoch kann auch für dieses FT-Produkt ein Teil durch Raffinerien o. Ä. aufgearbeitet und wiederverwendet werden.

Die resultierenden Strommengen ergeben sich aus der Annahme, dass das CO_2 über Abscheidung aus der Luft und das Wasser aus erneuerbaren Wasserressourcen bereitgestellt wird.

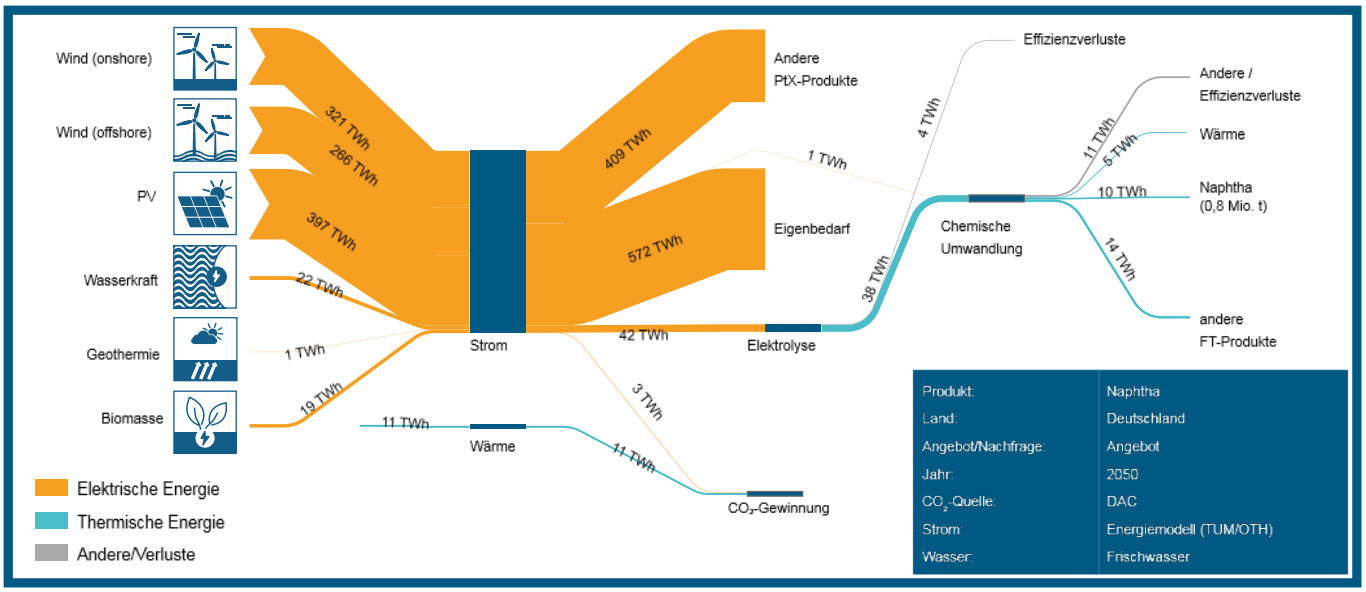


Abbildung 6.22: Sankey-Diagramm für das Angebot an FT-Naphtha im Jahr 2050 mit DAC als CO_2-Quelle.

ANGEBOTSPOTENZIAL VON FT-NAPHTHA

Analog zu Kapitel 5.3 wird auch für FT-Naphtha ein Szenario betrachtet, bei dem 10 % des PtX-Stroms (s. Kapitel 5.3) für die Synthese von FT-Naphtha sowie den dazugehörigen Teilprozessen verwendet wird. Das Energieflussdiagramm ist beispielhaft für 2050 in **Abbildung 6.22** gezeigt. In diesem Szenario kommt es zu einem Angebotspotenzial von 0,77 Mio. t (2040: 0,58 Mio. t), was somit den prognostizierten Bedarf nicht decken kann (s. **Tabelle 6.1**). Durch die Verwendung von industriellen Punktquellen (und unter Berücksichtigung von deren Verfügbarkeit), steigert sich das Angebotspotenzial bei dem Szenario mit 10 % des PtX-Stroms minimal auf 0,78 Mio. t.

Das bedeutet im Umkehrschluss, dass mehr als 10 % des PtX-Stroms für FT-Naphtha dediziert oder Teile des Bedarfs importiert werden müssten. Bei Letzterem kann es sich hierbei entweder um Strom, oder auch um andere Energieträger handeln, die für die Reaktion notwendig sind, bspw. Wasserstoff. Um den Bedarf an FT-Naphtha im Jahr 2050 in Deutschland tatsächlich decken zu können, wären mehr als 90 % des PtX-Strompotenzials in diesem Jahr für FT-Naphtha notwendig.

6.3.2 Potenzialanalyse von PME-Polyolen

Durch den in der Roadmap 3.0 beschriebenen modularen Aufbau des Potenzialanalyse-Tools ist das Hinzufügen von neuen Daten und PtX-Produkten verhältnismäßig unkompliziert, wobei lediglich darauf geachtet werden muss, dass Datensätze vollständig sind. Idealerweise sind neue Datensätze so aufgebaut, dass für die vier Stützjahre der Wasserstoff-, CO_2-, Strom- und Wärmebedarf bekannt sind (in kg/kg Produkt bzw. kWhel/kg Produkt bzw. kWhth/kg Produkt). Auf diese Weise ist es mit der Veröffentlichung dieser Roadmap möglich, auch die Potenziale von PME-Polyolen zu bestimmen. Im Gegensatz zu der im Kapitel 6.5 beschriebenen P2X-Wertschöpfungskette über die pFA-Route sind in der Potenzialanalyse lediglich die Strombedarfe der gesamten Prozessroute hinterlegt (s. Technischer Anhang). In den hinterlegten Zahlen wurde eine Bereitstellung des Wasserstoffs über die PEM-Elektrolyse und die Bereitstellung von Kohlenstoffdioxid über DAC angenommen.

Auch wenn hierdurch der Informationsgehalt gegenüber den anderen Potenzialanalysen etwas geringer ausfällt, und u. a. auch nicht alle Szenarien hinsichtlich der Wahl der CO_2-Quelle oder der Wasserbereitstellung ermittelt werden können, ist ein projektübergreifender Austausch auf der gemeinsamen Datenbasis (Energiemodell; Verknüpfung mit TÖA/LCA) gegeben. Wie bereits in den vorherigen

Kapiteln zur Potenzialanalyse beschrieben, erlaubt das Tool weiterhin eine Einschätzung zur ungefähren Größenordnung über die Angebotsmengen. Ein konkreter Bedarf an PME-Polyolen für Deutschland ist im Tool nicht hinterlegt.

ANGEBOTSPOTENZIAL VON PME-POLYOLEN

Für das Angebotspotenzial der PME-Polymere wird analog zu den vorherigen Kapiteln das Szenario betrachtet, bei dem 10 % des PtX-Stroms (also 10 % des erneuerbaren gesamtdeutschen Strompotenzials nach Abzug des Eigenbedarfs) für die Produktion dieses PtX-Produkts verwendet wird. Während in den Jahren 2020 und 2030 noch keine PtX-Strompotenziale vorhanden sind, können im Jahr 2040 und 2050 dann 10,63 Mio. t bzw. 13,29 Mio. t produziert werden. Diese verhältnismäßig sehr hohen Produktionspotenziale für ein bestimmtes Polymer-Produkt sind natürlich im Kontext der hypothetischen Annahme zu betrachten, bei der 10 % des PtX-Stroms ausschließlich für die PME-Polyol-Herstellung verwendet werden.

6.3.3 Weitere Kriterien zur Einordnung der bisherigen technischen Potenzialmengen

Wie die beiden Potenzialanalysen für Naphtha (über die Fischer-Tropsch-Synthese) und den PME-Polyolen zeigen, sind die absoluten Produktionsmengen verhältnismäßig hoch, wenngleich sie im Falle des FT-Naphthas noch nicht einmal den deutschen Eigenbedarf decken können. Diese Potenzialmengen sind in dem Sinne als gesamtes, nationales Produktionspotenzial zu verstehen und werden durch viele weitere Kriterien weiter eingeschränkt. In der Realität werden für diese und ähnliche PtX-Produkte dedizierte Anlagen weiter-/verwendet oder neu aufgebaut, die ggf. auch eine eigene und unabhängige EE-Stromversorgung haben werden. Der vermutlich limitierende Faktor für dieses nationale Potenzial ist somit – neben den bereits beschriebenen Verfügbarkeiten von EE oder der Verwendung des PtX-Stroms für andere PtX-Produkte – die Produktionskapazität der Anlagen in den Chemieparks, welche auch eines der Kriterien im Infrastruktur- & Industrie-Clusters der Potenzialanalyse ist. In **Abbildung 6.23** sind die Chemieparks und größere Produktionsstandorte in Deutschland (ohne Angabe der hergestellten Produkte oder Kapazitäten) dargestellt, wobei sehr schnell deutlich wird, dass neben Produktions- und Verarbeitungsanlagen auch die notwendige Transportinfrastruktur vorhanden sein muss. Wie bereits in Kapitel 5.3.2 beschrieben, spielen dabei u.a. Pipelines eine wesentliche

Abbildung 6.23: Chemieparks und größere Produktionsstandorte in Deutschland.
Eigene Darstellung auf Basis der Daten der European Chemical Site Promotion Platform [66] und der Übersicht der Chemieparks des VCI (Verband der chemischen Industrie) [67], mit Kartenmaterial von OpenStreetMap [68]und Carto-DB [69].

Rolle in der Transformation zu einer klimaneutralen (Chemie-)Industrie. Hier sollte, wenn technisch möglich, weitestgehend auf bestehende Pipelines oder Transportinfrastrukturen zurückgegriffen werden. Detaillierte Voraussetzungen – auch hinsichtlich vorhandener Raffinerien – sind im Kapitel 5.3.2 näher beschrieben. Eine qualitativere Abschätzung dieser Kriterien ist für ein nationales, technisches Potenzial daher nicht möglich. Eine detaillierte Analyse bis hin zu einem realistischen Potenzial würde die regionalen Gegebenheiten stärker evaluieren müssen.

Die Potenzialanalyse schließt mit dieser Betrachtung des Kriterienclusters „Industrie“ und den vorherigen Clustern „Grundressourcen“ ab. Weitere Kriterien im Cluster „Infrastruktur“ wurden in der Energiesystemmodellierung bereits berücksichtigt und werden somit an dieser Stelle nicht weiter diskutiert.

6.4 Analyse der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette der biologischen Umwandlung zu Butanol

6.4.1 Prozessbeschreibung

*Autor*innen: Marian Rosental, Thomas Fröhlich, Kerstin Wiesner-Fleischer*

Die Wertschöpfungskette der PtX-Synthese von Butanol sowie das fossile Referenzsystem unterscheiden sich nicht grundlegend von den Prozessketten, die in der Roadmap 3.0 [4] untersucht wurden. Klassisch wird Butanol aus dem Steamcracking-Produkt Propylen gewonnen, welches durch Hydroformylierung mit Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (H_2) und anschließender katalytischer Hydrierung mit H_2 zu Butanol umgesetzt wird. Die PtX-Wertschöpfungskette besteht weiterhin aus einer CO_2-Abscheidung aus der Luft (DAC), der PEM-Elektrolyse von Wasser zur Erzeugung von Wasserstoff, der CO_2-zu-CO-Elektrolyse bei Temperaturen unterhalb 100 °C zur Herstellung von Synthesegas sowie der abschließenden Fermentation von CO, CO_2 und H_2 zu Butanol. Zusätzlich zur Roadmap 3.0 wird eine zweite Gewinnungsmöglichkeit für CO_2 aus einer industriellen Punktquelle (Zementwerk) betrachtet, welches mittels Aminwäsche mit Monoethanolamin aus dem Abgas abgeschieden wird. Aufgrund der gewählten Allokationsmethodik (s. Kapitel 4.3.1) wird die Punktquelle aus dem PtX-System ausgeschlossen. D. h. die Zementproduktion wird in der LCA sowie der TÖA nicht mitbetrachtet. Die mit der CO_2-Gewinnung verbundenen Prozessaufwendungen der Aminwäsche werden in dieser Prozesskette dem PtX-Produkt Butanol angerechnet. Die Wertschöpfungskette für Butanol ist in **Abbildung 6.24** dargestellt.

6.4.2 Life Cycle Assessment

Autoren: Marian Rosental, Thomas Fröhlich

Gegenüber der Roadmap 3.0 haben sich einige Parameter geändert, die einen Einfluss auf die LCA-Ergebnisse der Wertschöpfungskette haben. Dies sind zum einen die Daten aus der Energiesystemmodellierung (Kapitel 4.1.3) und die daraus abgeleiteten Emissionsfaktoren für die Strombereitstellung (Kapitel 4.2.1) sowie Prozessdaten der PEM-Elektrolyse und deren Effizienz (Kapitel 7.4).

Zudem werden pro Stützjahr nicht mehr drei verschiedene Fälle (Basic, Intermediate, Advanced) betrachtet, sondern die Technologieentwicklungen mit den jeweiligen Stützjahren

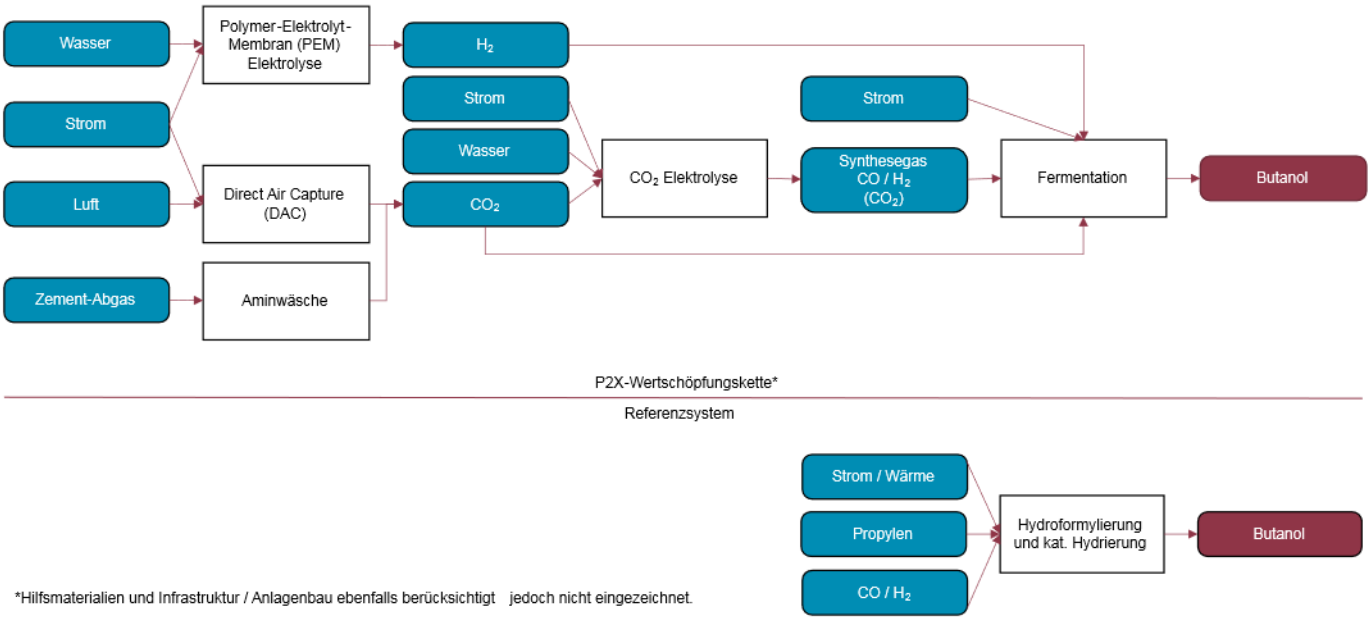


Abbildung 6.24: P2X-Wertschöpfungskette der Butanol-Fermentation und des fossilen Referenzsystems.

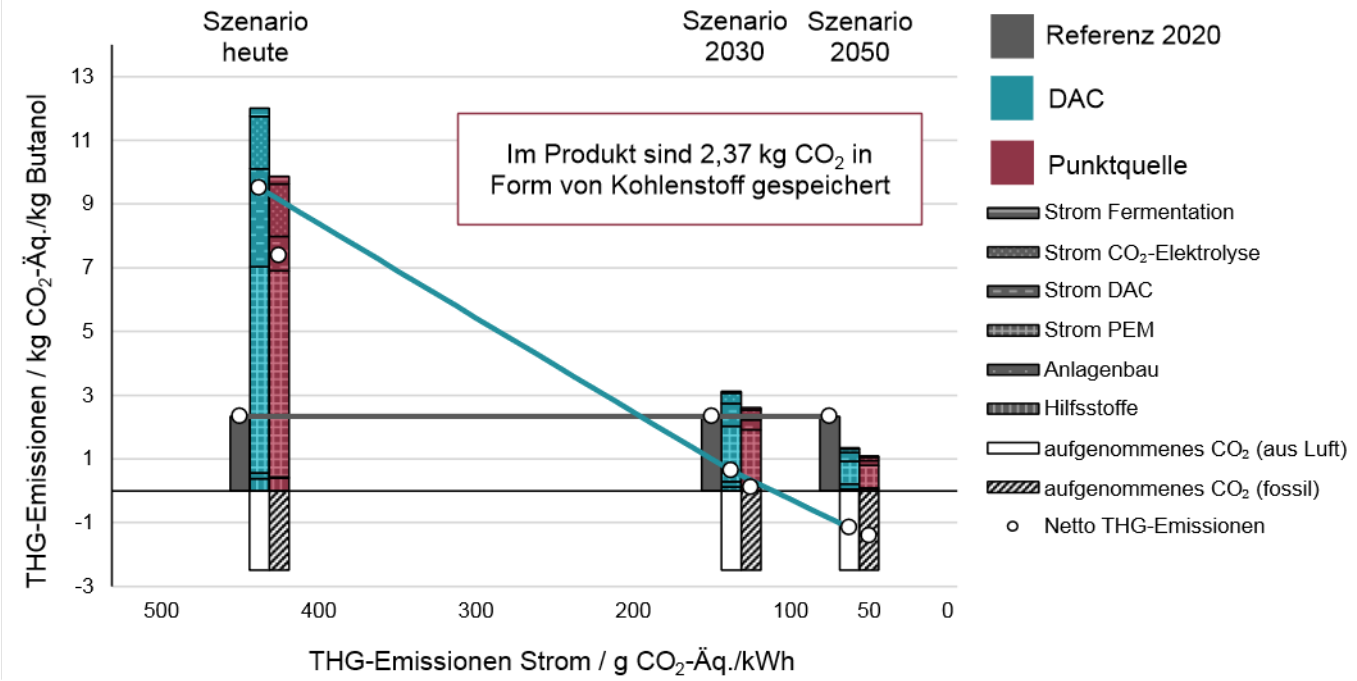


Abbildung 6.25: Treibhausgasemissionen der Butanol-Wertschöpfungskette in Abhängigkeit der strombedingten Emissionen.
DAC: Direct Air Capture, PEM: Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse.

kombiniert: Szenario heute – Basic, Szenario 2030 – Intermediate, Szenario 2050 – Advanced. Daraus ergibt sich neben der kontinuierlichen Reduktion der THG-Emissionen aus der Strombereitstellung auch eine stetige Verbesserung der Prozessparameter in den Szenarien, die zu einem reduzierten Energiebedarf führen. Die fossile Prozesskette (Referenz 2020) wird der PtX-Prozesskette gegenübergestellt, zum einen mit DAC als CO_2-Quelle und zum anderen mit CO_2 aus einer industriellen Punktquelle mittels Aminwäsche. Die CO_2-Aufnahme wird in beiden Fällen als negative Emission angerechnet, wobei nach CO_2 aus der Luft (weiß) und fossilem/mineralischem CO_2 aus Zement (schraffiert) unterschieden wird. Die rechnerischen Netto-Emissionen aus aufgenommenem und emittiertem CO_2 sind als weißer Punkt in den Diagrammen markiert.

ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN

Die Ergebnisse der LCA-Analyse für die THG-Emissionen der Butanolsynthese in Abhängigkeit der THG-Emissionen der Strombereitstellung sind in **Abbildung 6.25** dargestellt. Im heutigen Szenario liegen die THG-Emissionen der beiden PtX-Routen deutlich oberhalb des fossilen Referenzsystems. In beiden PtX-Fällen wären bei einer Produktion im heutigen Energiesystem deutliche Mehrbelastungen in Kauf zu nehmen. Mit abnehmender THG-Intensität der Strombereitstellung sinken die Emissionen aus der PtX-Prozesskette, sodass ab einem Emissionsfaktor von unter 200 g CO_2-Äq./kWh Strom eine Parität der Emissionen erreicht wird. Wird die CO_2-Aufnahme von 2,5 kg CO_2/kg Butanol mit eingerechnet, so wird bereits im Szenario 2030 eine nahezu CO_2-neutrale Butanolproduktion erreicht. Im Szenario 2050 sinken die Emissionen der PtX-Synthese weiter, sodass eine netto-negative THG-Bilanz entsteht.

Haupteinflussfaktor bleiben weiterhin die mit der Strombereitstellung für die Elektrolyse verbundenen Emissionen, gefolgt von den Emissionen für die Energiebereitstellung der CO_2-Abscheidung mittels DAC. Energiebedingte Emissionen aus der CO_2-Elektrolyse und Butanol-Fermentation sowie Anlagenbau und Hilfsstoffe tragen nur zu einem geringen Teil zu den Gesamtemissionen bei.

Die THG-Emissionen der DAC-Route liegen in allen Szenarien etwas über den Emissionen bei der Abscheidung von CO_2 aus einer Punktquelle, da die Abscheidung aus der Luft mehr Energie benötigt und dementsprechend höhere THG-Emissionen resultieren. Die Differenz liegt im Szenario 2030 bei 0,53 kg CO_2 Äq./kg Butanol und im Szenario 2050 bei lediglich 0,25 kg CO_2 Äq./kg Butanol. Die im Produkt gespeicherte Kohlenstoffmenge beträgt umgerechnet 2,37 kg CO_2/kg Butanol, welches am Lebensende emittiert wird. Im Falle der DAC-Route werden diese Emissionen durch die vorige CO_2-Aufnahme aus der Atmosphäre ausgeglichen. Wurde CO_2 aus der Abscheidung einer fossilen Punktquelle gewonnen, so entstehen zusätzliche fossile CO_2-Emisionen, die in diesem Cradle-to-Gate-System allerdings nicht berücksichtigt werden, bzw. aufgrund der Allokationsmethode (100:0) der CO_2-Punktquelle zugeschrieben werden (vgl. Kapitel 4.3.1).

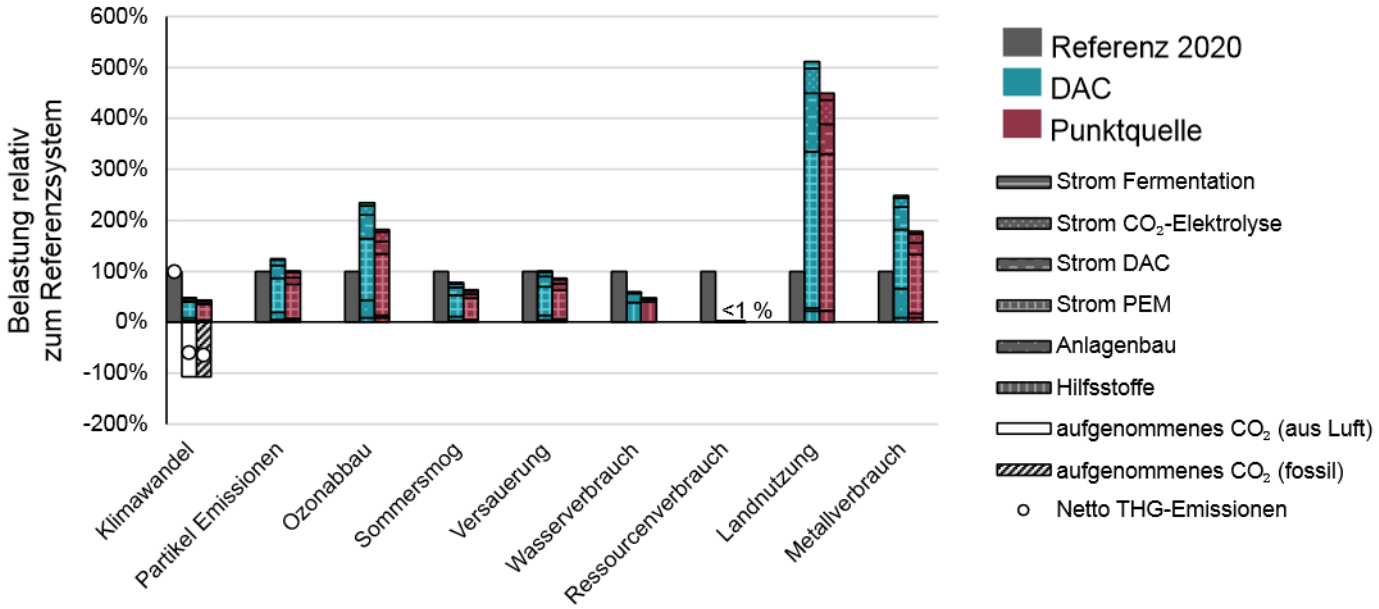


Abbildung 6.26: Vergleich aller Wirkungskategorien der Butanol-Wertschöpfungskette im Szenario 2050 relativ zum Referenzsystem.
DAC: Direct Air Capture, PEM: Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse.

ALLE UMWELTKATEGORIEN

Der Vergleich aller Umweltkategorien für das Szenario 2050 ist in **Abbildung 6.26** dargestellt. Im Gegensatz zur Referenztechnik stechen entlang der gesamten Wertschöpfungskette vor allem die Kategorien Landnutzung, Metallverbrauch und Ozonabbau hervor. Insbesondere die Landnutzung führt zu einer Mehrbelastung von 450–511 % gegenüber dem heutigen fossilen System. Der Metallverbrauch steigt auf 179–249 % gegenüber der Referenz. Grund hierfür ist der hohe Anteil an Freiflächen-PV-Anlagen im Energiemodell, die zum einen viel Platz belegen und deshalb einen hohen Impact in der Landnutzung haben und zum anderen einen hohen Infrastruktur- und Metallbedarf mitbringen. Beim Metallverbrauch spielt zudem auch der Anlagenbau für DAC eine Rolle, der gegenüber dem Infrastrukturbedarf der Aminwäsche deutlich erhöht ist. Mehrbelastungen beim Ozonabbau liegen bei 182–234 % gegenüber dem Referenzsystem. Auch hier ist der Haupteinflussfaktor die Energiebereitstellung für die Elektrolyse und CO_2-Abscheidung.

Deutlich geringere Belastungen ergeben sich in den Wirkungskategorien Klimawandel und Ressourcenverbrauch. Der fossile Ressourcenverbrauch der PtX-Routen schrumpft auf unter 1 % gegenüber dem fossilen Referenzsystem. In der Kategorie Klimawandel wird deutlich, dass zum einen die Prozessemissionen verringert werden und zum anderen eine negative Belastung durch die CO_2-Aufnahme im Produkt erreicht wird. Diese Aufnahme von CO_2 wird jedoch von den Emissionen am Lebensende des Produkts kompensiert, welche in diesem System nicht betrachtet wird (s. o.).

Leichte Änderungen gegenüber der Referenz ergeben sich in den Wirkungskategorien Partikelemissionen (101–125 %), Sommersmog (63–77 %), Versauerung (86–101 %) und Wasserverbrauch (45–57 %). Insgesamt dominieren innerhalb der Wertschöpfungskette die Beiträge aus der Energiebereitstellung, insbesondere für die PEM-Elektrolyse und DAC bzw. Aminwäsche. Die Vordergrundprozesse Butanol-Fermentation und CO_2-Elektrolyse tragen nur sehr wenig zu den betrachteten Wirkungskategorien bei; deren Emissionen sind maßgeblich durch die Stromnutzung bedingt. Der Vorteil dieser beiden Prozesse liegt darin, dass keine direkten prozessbedingten Emissionen entstehen und Umweltwirkungen durch die Nutzung erneuerbarer Energien reduziert werden können.

6.4.3 Techno-ökonomische Analyse

Autorin: Kerstin Wiesner-Fleischer

Die TÖA der Wertschöpfungskette des PtX-Pfades zur Produktion von Butanol betrachtet die Kostenentwicklung bezogen auf das Basisjahr 2020 sowie die Zieljahre 2030 und 2050. Analysiert wird dabei eine technische Anlage mit einer Kapazität von 20.000 t Butanol pro Jahr. Ausgehend vom heutigen Reifegrad der Technologien (Versuchsanlagen) wird für die Zieljahre 2030 und 2050 ein Szenario für die technologische Weiterentwicklung angenommen (Details hierzu können der Roadmap 3.0 [4] entnommen werden).

In Hinblick auf die techno-ökonomische Analyse sind für den PtX-Prozess vier Prozessschritte relevant. Zwei Prozessschritte dienen dabei der Bereitstellung der Rohstoffe: CO_2 durch Direct Air Capture oder alternativ durch Aminwäsche aus dem Abgas eines Zementwerkes sowie H_2 durch PEM-Elektrolyse.

Für die Kosten der benötigten H_2-Mengen zur Produktion von 20.000 t Butanol werden die Wasserstoffgestehungskosten gemäß der Entwicklung der PEM-Elektrolyse verwendet (vgl. Kapitel 7.4 und Technischer Anhang Kapitel 7) und für die Kosten der benötigten CO_2-Mengen, die gemäß der Entwicklung des DAC Verfahrens bzw. des Prozesses zur Aminwäsche angenommenen Kosten (vgl. Kapitel 4.3.2 und Technischer Anhang Kapitel 4). Im Vergleich zur Roadmap 3.0 fließen dabei aktualisierte Wasserstoffgestehungskosten und CO_2-Bereitstellungskosten durch DAC ein. Die Kosten für CO_2 aus Aminwäsche werden als neue Alternative betrachtet.

In der Roadmap 3.0 wurden die Prozessschritte der Elektrolyse von CO_2 zu CO, bzw. zu Synthesegas und die anschließende Fermentation zu Butanol eingehender betrachtet. Für die Ableitung der Kosten dieser Prozessschritte kann daher auf die Roadmap 3.0 verwiesen werden [4]. In den jetzt vorliegenden Kostenbetrachtungen sind diesbezüglich lediglich die Stromkosten gemäß den neuen Berechnungen des Energieszenarios (vgl. **Abbildung 4.17**) aktualisiert worden.

Als Referenzpreis für das durch den fossilen Referenzprozess hergestellte Butanol wird, wie in der Roadmap 3.0, ein Wert in Höhe von 1.035 €/t angesetzt, der sich aus den gemittelten Butanolpreisen für Nordwesteuropa im Zeitraum 2010–2019 auf Basis der ICIS Datenbank ergibt [70]. Die Preisentwicklung ist getrieben von Preisschwankungen durch Angebot und Nachfrage sowie Änderungen des Rohölpreises und folgt damit keinem eindeutigen zeitlichen Trend. Längerfristig ist bei dem Referenzverfahren mit erhöhten Kosten u.a. durch CO_2-Bepreisung zu rechnen. Dies wird hier aber nicht quantitativ dargestellt.

Abbildung 6.27 zeigt die Gestehungskosten von Butanol pro Tonne bei Herstellung nach dem neuen PtX-Prozess im Vergleich zu dem Referenzprozess. Für die Jahre 2020, 2030 und 2050 ist die Kostenaufteilung für die Produktion von 20.000 t Butanol entsprechend den vier Prozessschritten dargestellt. Die **Abbildung 6.27** zeigt dabei auch den Einfluss, der sich aus der Art der Bereitstellung des CO_2 ergibt.

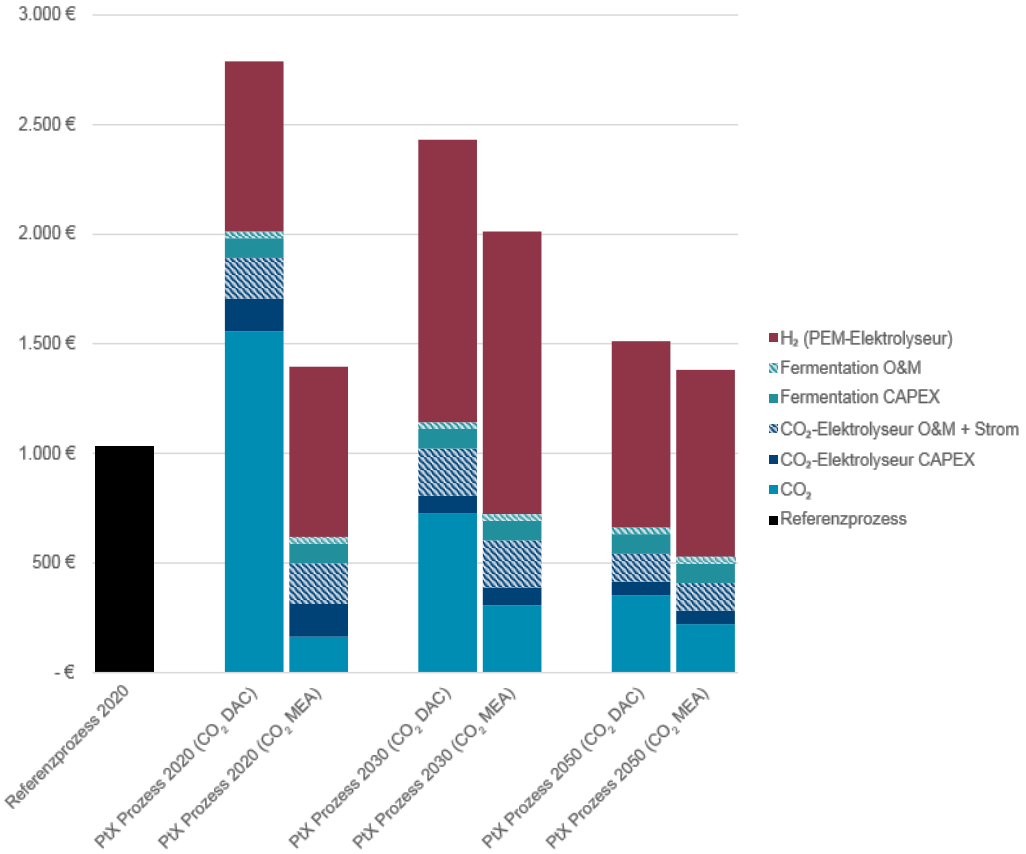


Abbildung 6.27: Gestehungskosten von Butanol bei der Herstellung nach dem neuen PtX-Prozess mit Kostenaufteilung für die Jahre 2020, 2030 und 2050 im Vergleich zum Referenzpreis bei der Herstellung nach dem konventionellen Referenzverfahren.

(Grundannahmen zur Berechnung: **2020:** H_2 2,53 €/kg, CO_2 (DAC) 600 €/t, CO_2 (MEA) 58 €/t, Strom 0,032 €/kWh **2030**: H_2 4,15 €/kg, CO_2 (DAC) 265 €/t, CO_2 (MEA) 107 €/t, Strom 0,076 €/kWh **2050:** H_2 2,72 €/kg, CO_2 (DAC) 140 €/t, CO_2 (MEA) 82 €/t, Strom 0,053 €/kWh)

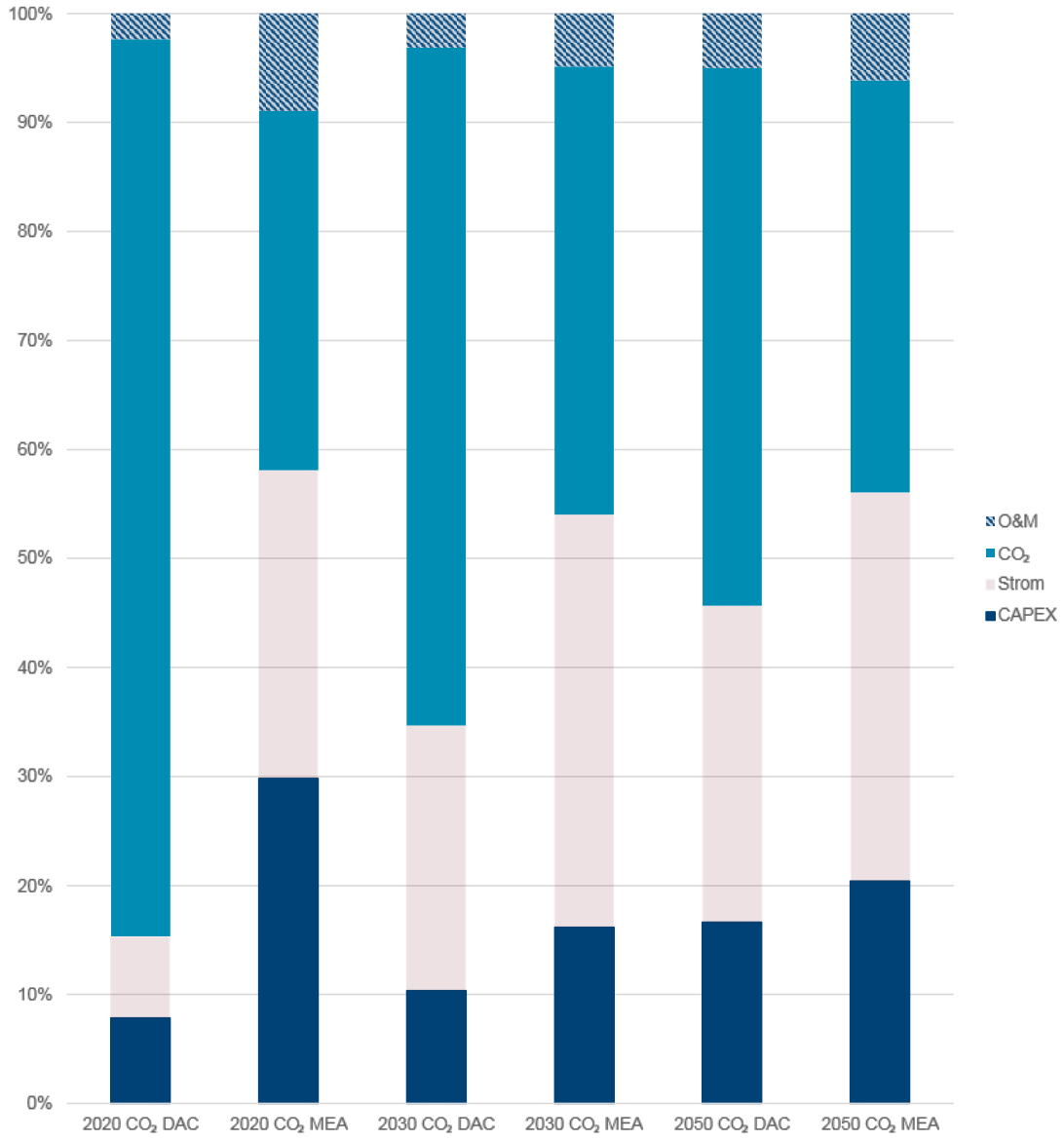


Abbildung 6.28: Kostenaufteilung der CO_2-zu-CO-Elektrolyse für die Jahre 2020, 2030 und 2050. Vergleich der Kosten bei Verwendung von CO_2 aus DAC und Aminwäsche.

Bei Verwendung von CO_2 aus DAC nähern sich die Gestehungskosten ausgehend vom heutigen Stand etwa 3-facher Kosten unter den getroffenen Annahmen über den Zeitraum bis 2050 den 1,5-fachen Kosten des fossilen Referenzprozesses. Im Vergleich wären die Kosten von Butanol hergestellt über den PtX-Prozess unter Verwendung von CO_2 aus der Aminwäsche bereits im Jahr 2020 und dann wieder in 2050 etwa in Höhe des 1,5-fachen der Kosten des fossilen Butanols. Im Zeitraum dazwischen steigen die Kosten bedingt durch den Ausbau der erneuerbaren Energien auf etwa das 2-fache. Grundsätzlich zeigt sich, dass ökonomisch betrachtet die Verwendung von CO_2 aus der Punktquelle zunächst bevorzugt ist, im Laufe der Zeit sich die Kosten für CO_2 aus beiden Quellen aber weiter annähern. Die Verwendung von CO_2 aus der Punktquelle kann somit als Übergangstechnologie betrachtet werden und DAC bei weiter fortgeschrittener Technologieentwicklung als gleichwertig.

Einen tieferen Einblick gewinnt man auch bei Betrachtung der Details zu den Kosten der CO_2-zu-CO-Elektrolyse. Die Kosten des Elektrolyseurs setzen sich zusammen aus den Stromkosten, den Kosten der Bereitstellung von CO_2 und den sonstigen Betriebskosten, die hier unter Operations- & Maintenance-Kosten (O&M) zusammengefasst werden und den CAPEX. **Abbildung 6.28** zeigt die Kostenaufteilung für den Fall der Verwendung von CO_2 aus DAC mit den aktualisierten Kosten und im Vergleich dazu auch die Kostenaufteilung für den Fall der Verwendung von CO_2 aus der Punktquelle Zementwerk.

Bei Verwendung von CO_2 aus DAC werden im Basisjahr die Kosten des CO_2-zu-CO-Elektrolyseurs dominiert von den Kosten für CO_2. Bis 2030 nimmt diese Kostenposition erheblich ab. Dieser starke Rückgang spiegelt das Hochskalieren der DAC-Technologie wider. Im weiteren Zeitverlauf bis 2050 nimmt bei den Betriebskosten der CO_2-zu-CO-Elektrolyse der relative Stromanteil noch weiter zu und der Anteil der CO_2-Kosten noch weiter ab. Im alternativen Fall bei Verwendung von CO_2 aus Aminwäsche sind im Jahr 2020 etwa zwei Drittel der Kosten auf Strom und CO_2 zurückzuführen, dieser Anteil steigt für 2030 noch weiter an und bis 2050 gibt es keine starke Änderung mehr. Der CAPEX-Anteil an den Kosten der der CO_2-zu-CO-Elektrolyse erweist sich nur im Falle der Verwendung von CO_2 aus Aminwäsche im Basisjahr als größerer Kostenfaktor. Ansonsten tragen CAPEX und O&M vergleichsweise wenig zu den Kosten bei, während die Stromkosten und die Bereitstellung des CO_2 die Kostentreiber darstellen.

6.5 Analyse der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette zu Herstellung von PME-Polymeren

Polyurethane sind eine der wichtigsten Kunststoffarten. Sie werden aus Polyisocyanaten und Polyolen aufgebaut. Das Polyol dient als langkettiger Baustein mit mehreren Hydroxyl-Gruppen, die sich bei der Polymerisation mit den Isocyanat-Gruppen zum Kunststoff vernetzen. Eine Möglichkeit die Treibhausgasemissionen von Polyurethan-Kunststoffen zu verringern, ist die Verwendung von nachhaltigen Polyoxymethylenether-Polyolen (PME-Polyolen). Die hierfür entwickelten, neuartigen Syntheserouten und die Anwendung der PME-Polyole wird in diesem Forschungsvorhaben untersucht.

6.5.1 Prozessbeschreibung

*Autor*innen: Lara Meuleneers, Sarah Deutz, Niklas von der Aßen, Lynn Röver, Andreas Jupke*

Für die Synthese der neuartigen Polyole werden im folgenden Abschnitt drei Routen (pFA-fossil, pFA-PtX (CO_2 aus der Luft) und pFA-PtX (fossiles CO_2)) vorgestellt und mit der konventionellen Synthese als Referenz verglichen (**Abbildung 6.29**). Das darin betrachtete Polyol hat ein Molekulargewicht von 2.000 g/mol.

Die konventionelle Polyol-Synthese basiert größtenteils auf Propylenoxid (PO), wobei Propylenglykol als Kettenstartermolekül fungiert. Bei der neuartigen PME-Polyol-Synthese wird das Propylenglykol sowie ein gewisser Anteil des PO durch Paraformaldehyd (pFA) substituiert. pFA ist das kurzkettige Polymer des Formaldehyds, welches aus Methanol hergestellt werden kann. Da Methanol sowohl auf Basis von fossilen als auch von erneuerbaren Rohstoffen erzeugt werden kann, werden hier beide Routen untersucht. Bei der pFA-Route ausgehend von fossil produziertem Methanol (pFA-fossil) wird Erdgas als Rohstoffquelle genutzt. Bei der PtX-Wertschöpfungskette (pFA-PtX) wird erneuerbares Methanol aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid (CO_2) hergestellt. Für die Wasserstoff-Synthese wird ein PEM-Elektrolyseur (Kapitel 7.4) betrachtet. Als Kohlenstoffdioxidquelle wird in dieser Roadmap zusätzlich zur Direct Air Capture Anlage (DAC) auch eine CO_2-Abscheidung aus dem Abgas eines Zementwerks mittels Aminwäsche (Monoethanolamin) berücksichtigt (Kapitel 4.3.1).

Ein Unterschied zur Roadmap 3.0 ist, dass die Wertschöpfungskette der linearen Acetale (LA-PtX) nicht weiter betrachtet wird. Bei der Entwicklung der Acetale haben sich die zyklischen Acetale zwar als ein vielversprechenderer Rohstoff herauskristallisiert, da langkettige Polymere aus zyklischen Acetalen eine mögliche Alternative zu Propylenglykol und Paraformaldehyd in ihrer Funktion als Startermolekül darstellen. Aufgrund des geringen TRL werden sie in der folgenden Analyse jedoch nicht mitbetrachtet.

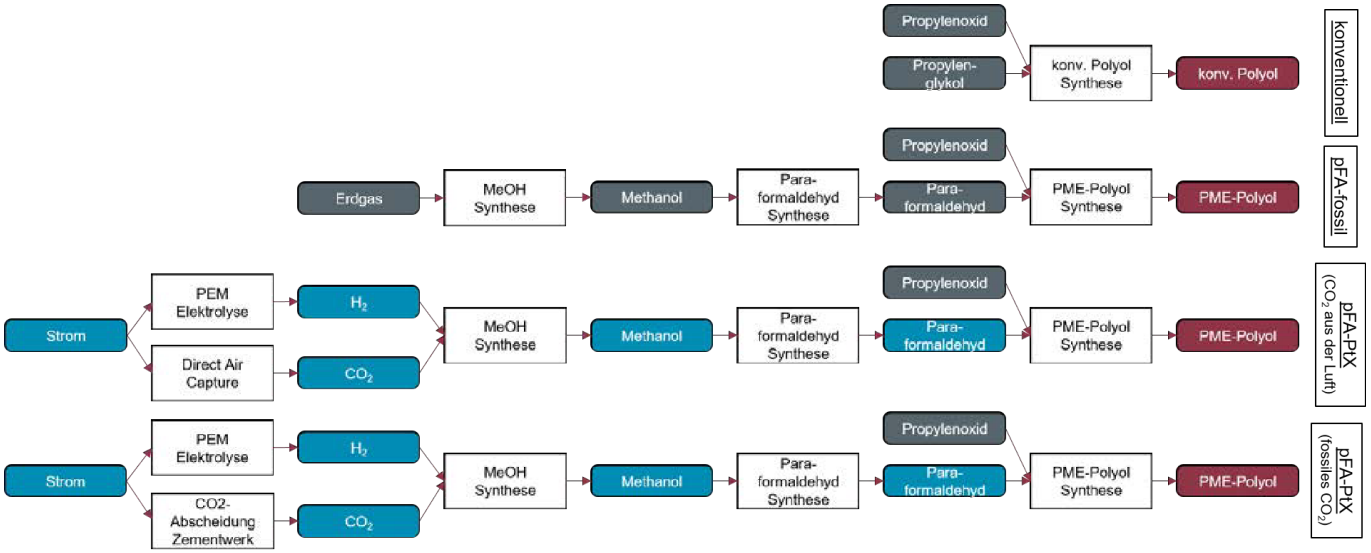


Abbildung 6.29: Schematische Darstellung der Polyol Wertschöpfungsketten.
PME-Polyol: Polyoxymethylenether-Polyol, MeOH: Methanol, DAC: Direct Air Capture, pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd.

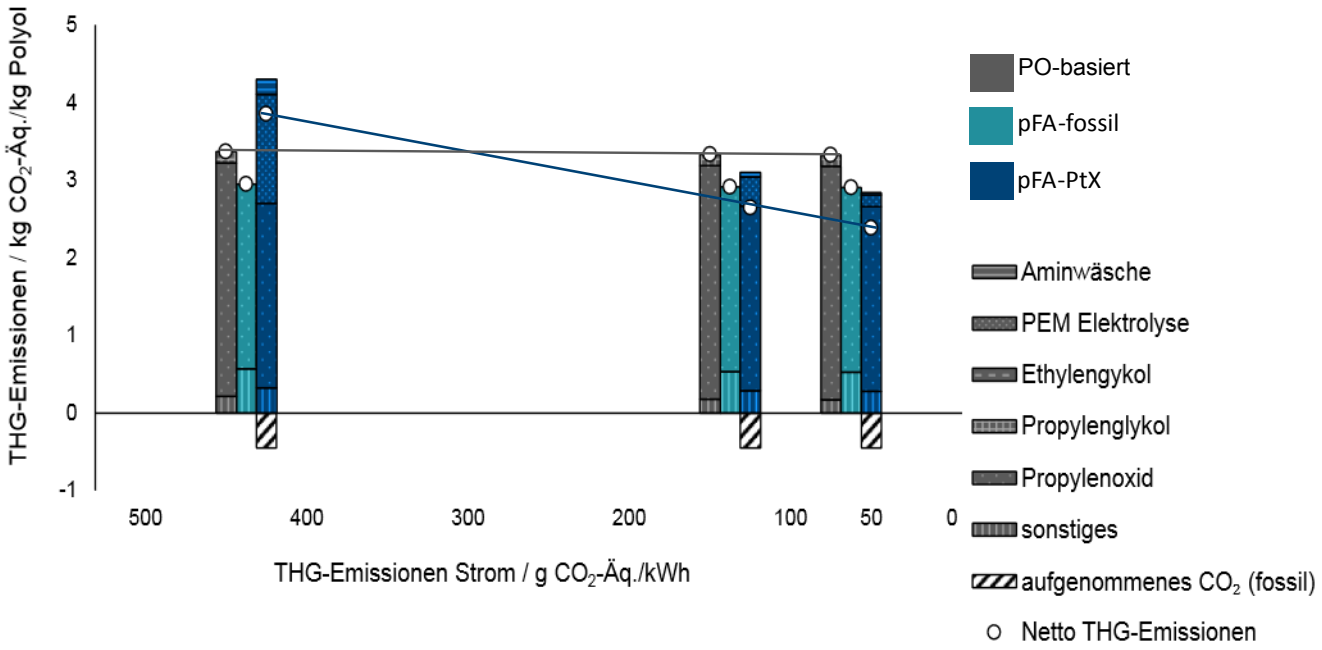


Abbildung 6.30: Entwicklung der THG-Emissionen der Polyol Synthese aufgetragen über die Entwicklung der THG-Emissionen des Strommixes (Szenarien „heute", „2030" und „2050" siehe Kapitel Energiesystemmodellierung).
pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd.

6.5.2 Life Cycle Assessment

*Autor*innen: Lara Meuleneers, Sarah Deutz, Niklas von der Aßen*

ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN

Die THG-Emissionen der Polyol-Wertschöpfungsketten werden von der Herstellung bis zum fertigen Polyol betrachtet, es wird also eine Cradle-to-Gate-Analyse vorgenommen. An dieser Stelle wird demnach nicht der gesamte Lebenszyklus analysiert, da sich die Nutzungsphase und das End-of-Life nicht von denen des konventionellen Polyols unterscheiden. Dies beruht auf der Annahme, dass gleichwertige Polyole bei der Herstellung über die unterschiedlichen Herstellungsrouten entstehen.

Neben der Aktualisierung der Energiesystemmodellierung (s. Kapitel 4.1) und folglich der Strommixmodellierung wird in der Roadmap 4.0 auch die Modellierung der PEM-Elektrolyse aktualisiert. Als CO_2-Quelle wird in der folgenden Bewertung der Wertschöpfungskette der PME Polyole statt der Direct Air Capture (DAC) Anlagen, die in der Roadmap 3.0 diskutiert und verwendet wurden [4], ein Zementwerk mit CO_2-Abscheidung mittels Aminwäsche als mögliche Punktquelle betrachtet. Das Zementwerk, als industrielle Punktquelle, wird an dieser Stelle alternativ zu Direct Air Capture (DAC) verwendet, da die CO_2-Abscheidung mittels Aminwäsche am Zementwerk bereits ein hohes Technology Readiness Level (TRL) aufweist. Für das Zementwerk wird an dieser Stelle der Allokationsansatz 100:0 verwendet (Kapitel 4.3.1). Dabei wird das fossile CO_2 als Abfallstoff des Zementwerks angesehen, welches von dem PtX-Produkt aufgenommen wird.

Abbildung 6.30 stellt die Entwicklungen der THG-Emissionen der Polyol-Wertschöpfungsketten in Abhängigkeit der THG-Intensität des Stroms dar. Die konventionelle Polyol-Herstellung verursacht bis zur Anwendung 3,4 kg CO_2-Äq. /kg Polyol. Hierbei verursacht die Herstellung der Edukte Propylenoxid und Propylenglykol den größten Teil der Emissionen. Die konventionelle Herstellung bleibt für die Zukunftsszenarien 2030 und 2050 nahezu konstant, weil diese Route nur eine sehr geringe Abhängigkeit von der THG-Intensität des Stroms aufweist.

Die Wertschöpfungskette über fossiles Paraformaldehyd (pFA-fossil) kann bereits für das Szenario „heute" eine Reduktion der THG-Emissionen im Vergleich zur konventionellen Route erreichen. Durch das längere Kettenstartermolekül Paraformaldehyd kann die erforderliche Menge des besonders THG-intensiven Propylenoxids je nach Molekulargewicht des gewünschten PME Polyols teilweise deutlich reduziert werden. Ein gewisser Anteil an Propylenoxid im Polyol bleibt aus technischen und verarbeitungsbedingten Gründen notwendig und verursacht den Großteil der verbleibenden THG-Emissionen. Ebenso, wie die konventionelle Route weist die Herstellung mit fossilem Paraformaldehyd eine sehr geringe Abhängigkeit vom Strom auf, weshalb sie sich für die einzelnen Szenarien bzgl. der THG-Emissionen kaum unterscheiden. Die PME-Polyol-Synthese über das bereits verfügbare fossile Paraformaldehyd kann somit heute schon eine Reduktion von THG-Emissionen erzielen. Dadurch kann ohne Verfahrensänderung der PME-Polyol-Synthese, sobald der Stromsektor in ausreichendem Maße defossilisiert ist, auf strombasiertes Paraformaldehyd umgestellt werden [4].

Die PtX-Wertschöpfungskette pFA-PtX verwendet strombasiertes Paraformaldehyd und ist dadurch stark von der THG-Intensität des Stroms abhängig. Während die pFA-PtX Wertschöpfungskette für das Bezugsjahr „heute" im Vergleich zu den alternativen Routen die höchsten Emissionen aufweist, entstehen bei dieser Route im Jahr 2050 die geringsten Netto-Emissionen. Bei dem Strommix des Szenarios „heute" tragen die indirekt verursachten Emissionen durch den Stromverbrauch der PEM-Elektrolyse und der Aminwäsche ca. 41 % der verursachten Netto-THG-Emissionen bei. Für das Szenario 2030 reduziert sich dieser Anteil auf 16 % und für das Szenario 2050 auf 8 %. Die Reduktion ergibt sich durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Strommix. Die restlichen THG-Emissionen stammen hauptsächlich vom Propylenoxid, das weiterhin zur Polyol-Herstellung benötigt wird. Das ursprünglich fossile, bei der Produktion des PtX-Produktes aufgenommene CO_2 wird durch den schwarzweiß schraffierten Balken als negative Emissionen ausgewiesen. Die einzelnen Wertschöpfungsketten können anhand ihrer Netto-THG-Emissionen (weißer Punkt), d. h. die Summe aller positiven und negativen Emissionen, untereinander verglichen werden. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass es sich um eine Cradle-to-Gate Analyse handelt und somit die Umweltwirkungen der End-of-Life Phase des PME Polyols für keine der Wertschöpfungsketten im Untersuchungsrahmen lag. Gegenüber der konventionellen Herstellung ist die PtX-Technologie bereits ab einer THG-Intensität von circa 300 g CO_2-Äq. / kWh Strom oder weniger vorteilhaft. Der PME-Polyol-Herstellung mit fossilem pFA ist die PtX-Technologie bereits ab einer THG-Intensität von circa 190 g CO_2-Äq. / kWh Strom vorzuziehen.

Durch Substitution der konventionellen Route durch pFA-basierte Wertschöpfungsketten können bei dem Verfahren der PME-Polyol-Synthese bereits heute THG-Emissionen reduziert werden. Diese Reduktion ist insbesondere auf die Einsparung des THG-intensiven Propylenoxids zurückzuführen. Eine Umstellung auf strombasiertes Paraformaldehyd ermöglicht unter der Voraussetzung eines defossilisierten Stromsektors weitere Emissionseinsparpotenziale, jedoch verbleibt stets ein erforderlicher Anteil Propylenoxid. Da aus technischen Gründen ein gewisser Propylenoxidanteil in den Polyolen notwendig bleibt, sollte ein detailliertes Life Cycle Assessment des Propylenoxids durchgeführt werden, um Hotspots zu identifizieren. Außerdem sollten alternative Routen analysiert werden, die die Herstellung eines weniger THG-intensiven Propylenoxids ermöglichen.

ALLE UMWELTKATEGORIEN

Der Vergleich aller Umweltwirkungskategorien für die drei Wertschöpfungsketten für das Szenario 2050 zeigt sowohl Vorteile als auch Trade-offs der pFA-Wertschöpfungsketten gegenüber der konventionellen Polyol-Synthese auf (**Abbildung 6.31**). In den Kategorien Klimawandel, Sommersmog und Ressourcenverbrauch verursachen alle untersuchten Wertschöpfungsketten geringere Umweltwirkungen als das Referenzsystem. In den Umweltwirkungskategorien Ozonabbau, Wasserverbrauch und Versauerung bietet die pFA-PtX-Wertschöpfungskette ein lediglich minimales Verbesserungspotenzial gegenüber der herkömmlichen Referenztechnologie. In den Kategorien Partikelemissionen, Landnutzung und Metallverbrauch sind geringe Trade-offs für die pFA-PtX-Wertschöpfungskette zu erkennen, welche hauptsächlich durch den Strombedarf der PEM-Elektrolyse und zu einem geringen Anteil durch die Aminwäsche verursacht werden.

FOKUSUNTERSUCHUNG POLYOL MOLEKULARGEWICHT

Je nach Anwendung werden Polyole mit unterschiedlichen Molekulargewichten verwendet. Die **Abbildungen 6.30** und **6.31** beziehen sich auf ein Molekulargewicht von 2.000 g/mol, da dies der Fokus der Untersuchungen in diesem Projekt ist. In einer Sensitivitätsanalyse (s. **Abbildung 6.32**) wurden zusätzlich die Molekulargewichte 1.000 g/mol und 8.000 g/mol untersucht. Bei der Synthese der kurzkettigen PME-Polyole über die pFA-PtX oder pFA-fossile Wertschöpfungskette kann der Massenanteil von Propylenoxid stärker reduziert werden, wodurch die Einsparung der THG-Emissionen deutlich größer ist. Bei den langkettigen Polyolen besteht jedoch kaum Verbesserungspotenzial gegenüber der Referenztechnologie. Dabei weist die pFA-PtX-Wertschöpfungskette im Vergleich zu der Referenzwertschöpfungskette und der Wertschöpfungskette mit fossilem pFA jeweils die geringsten THG-Emissionen auf. Bei einem Molekulargewicht von 1.000 g/mol ist das Einsparpotenzial von der pFA-PtX-Wertschöpfungskette im Vergleich zur Referenz mit 55 % sogar noch größer als bei einem Molekulargewicht von 2.000 g/mol. Bei einem Molekulargewicht von 2.000 g/mol liegt das Einsparpotenzial von der pFA-PtX-Wertschöpfungskette bei 28 %.

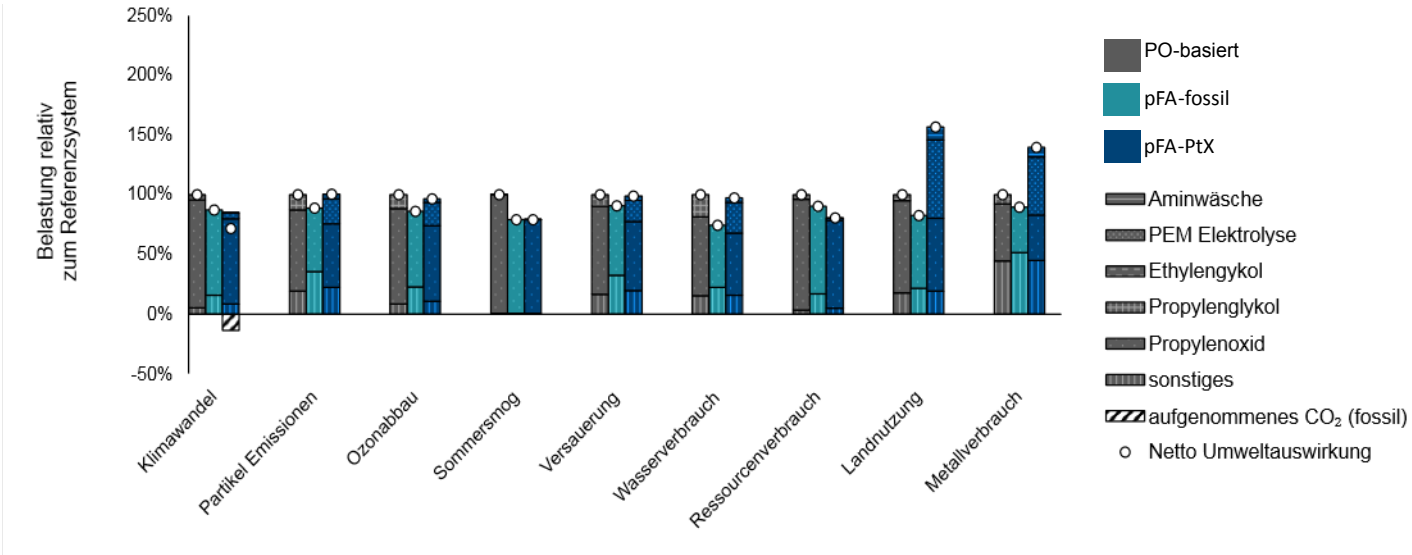


Abbildung 6.31: Relative Entwicklung aller Umweltauswirkungen der Polyol-Synthesen im Jahr 2050 (Cradle-to-Gate).
pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X-Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd.

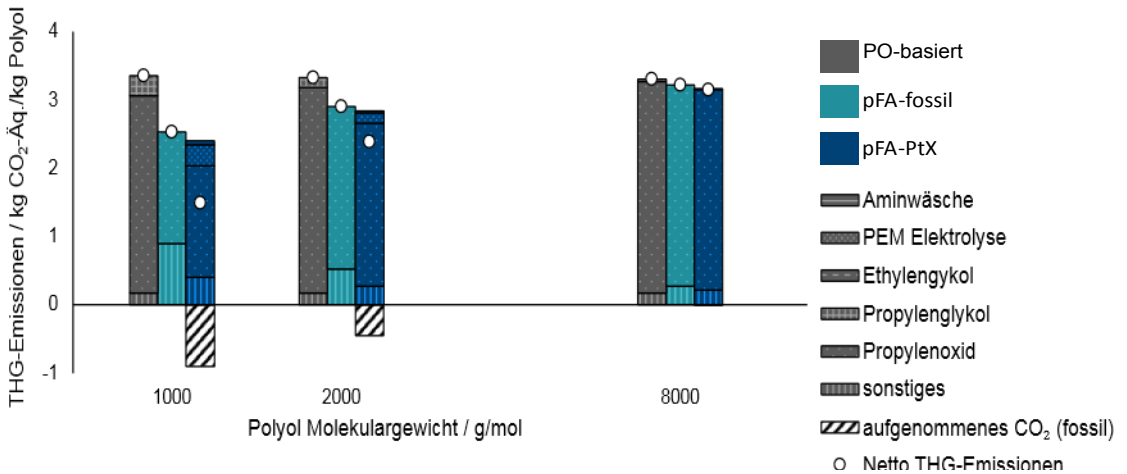


Abbildung 6.32: THG-Emissionen der Polyol-Synthese in Abhängigkeit des gewünschten Molekulargewichts im Jahr 2050 (Cradle-to-Gate).
pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X-Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd.

6.5.3 Techno-ökonomische Analyse

*Autor*innen: Lynn Röver, Andreas Jupke*

Die techno-ökonomische Analyse der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette zur Herstellung von PME-Polymeren vergleicht die Kostenentwicklung der vier verschiedenen Wertschöpfungsketten für die Jahre 2020, 2030 und 2050 für ein Molekulargewicht von 2.000 g/mol (**Abbildung 6.33**). Die Kapazität der betrachteten technischen PME-Polymer-Anlage beträgt 50 kt PME-Polymer/a. Die vier Wertschöpfungsketten werden auf Basis der Gestehungskosten (Cost of Manufacturing, COM) miteinander verglichen.

Die COM werden nach der Methodik von Peters, Timmerhaus und West [7] berechnet und setzen sich aus den Abschreibungen für die Investitionskosten (CAPEX) und den Betriebskosten (OPEX) zusammen (vgl. Kapitel 3.3). Zur Berechnung der CAPEX wird die Anlagenkapazität basierend auf Literaturdaten [71], [72] oder der benötigten Menge an Rohstoff für die Herstellung von 50 kt/a PME-Polyol bestimmt. Die OPEX setzen sich aus den Betriebsmitteln, den anderen direkten Kosten (Gehältern, Wartungs- und Reparaturkosten, etc.), den Fixkosten, den allgemeinen Ausgaben und den Rohstoffkosten zusammen. Die Rohstoffkosten für Propylenglykol und PO werden Literaturdaten entnommen [73] und die Bereitstellungskosten für pFA über Methanol werden nach [71] und [72] berechnet. Auf diese Weise wird der Einfluss der Erdgas-, CO_2- und Wasserstoffpreise auf die Bereitstellungskosten für pFA berücksichtigt.

Aus **Abbildung 6.33** geht hervor, dass die Wertschöpfungskette pFA-fossil bereits im Jahr 2020 trotz höherer CAPEX geringere COM als die konventionelle Wertschöpfungskette aufweist. Die Unterschiede in den CAPEX sind auf die zusätzlichen Prozessschritte der pFA-Wertschöpfungsketten (**Abbildung 6.29**) und die unterschiedlichen Anlagenkapazitäten der zusätzlichen Prozessschritte (Technischer Anhang Kapitel 6.5) zurückzuführen.

Bei der Herstellung von PME-Polyolen handelt es sich um einen rohstoffgetriebenen Prozess, sodass die OPEX

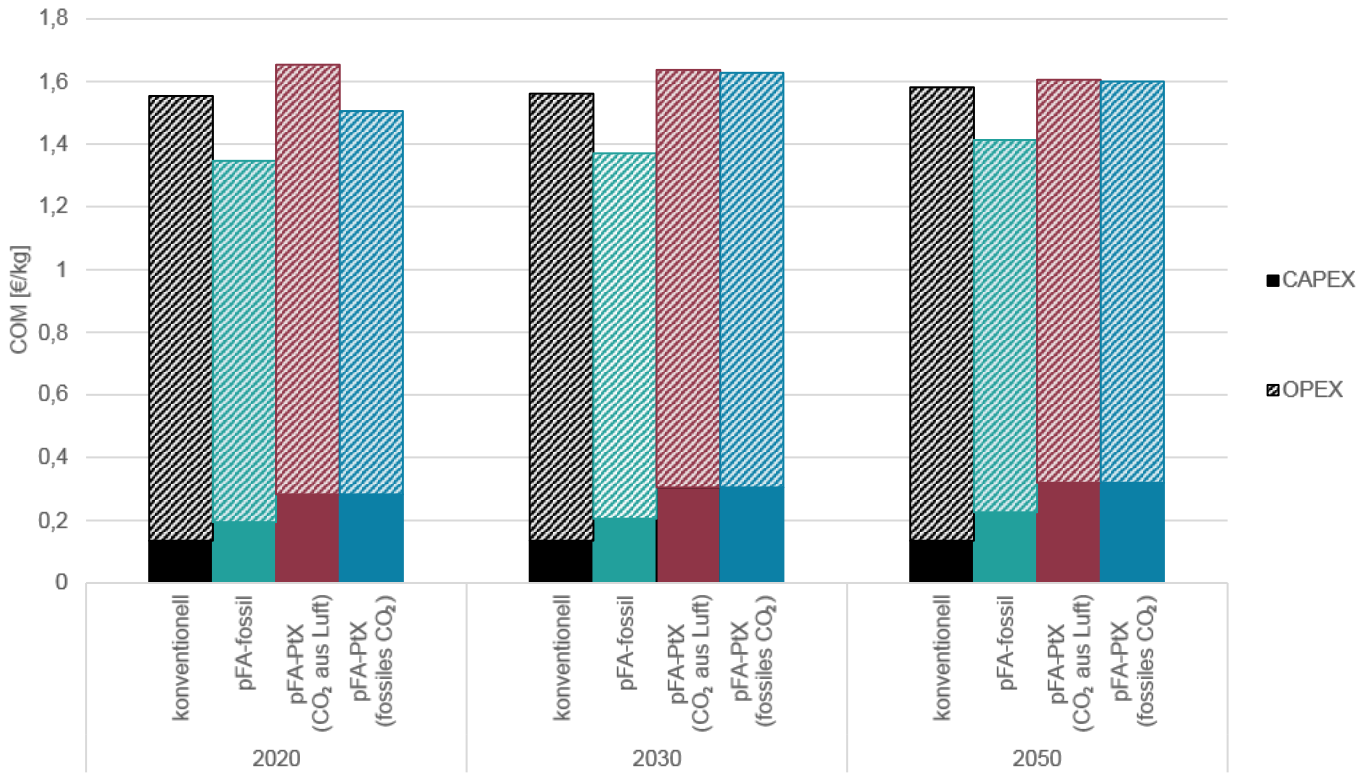


Abbildung 6.33: COM der Wertschöpfungsketten für die Jahre 2020, 2030 und 2050.
pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd.

den Hauptkostentreiber darstellen. Die Wertschöpfungskette pFA-fossil hat niedrigere OPEX als die konventionelle Wertschöpfungskette. Der Unterschied zwischen den Wertschöpfungsketten ist das verwendete Startermolekül. Bei der konventionellen Wertschöpfungskette wird Propylenglykol als Startermolekül verwendet, während die anderen Wertschöpfungsketten pFA nutzen. Das Molekulargewicht von pFA ist sechsmal größer als das von Propylenglykol, wodurch die benötigte Menge an Monomer reduziert wird. Die Herstellungskosten von pFA auf Basis von Erdgas sind niedriger als die Kosten für das Monomer PO. Aus diesem Grund sind sowohl die OPEX als auch die COM für die Wertschöpfungskette pFA-fossil am niedrigsten.

Bei den Wertschöpfungsketten pFA-PtX auf Basis von Wasserstoff und CO_2 ist die Herstellung des pFA teurer als die Kosten für PO. Gründe dafür sind höhere Anlagekosten und die Rohstoffkosten für Wasserstoff und CO_2. Dies führt zu höheren COM im Vergleich zur konventionellen Wertschöpfungskette und zur Wertschöpfungskette pFA-fossil. Eine Ausnahme stellt die Wertschöpfungskette pFA-PtX (fossiles CO_2) für das Jahr 2020 aufgrund der niedrigen CO_2-Bereitstellungskosten dar. Die Gewinnung von CO_2 aus dem Zementwerk mittels Aminwäsche ist günstiger als die Gewinnung aus der Luft mittels DAC. Dementsprechend sind die OPEX für die Wertschöpfungskette pFA-PtX (fossiles CO_2) niedriger als die für die Wertschöpfungskette pFA-PtX (CO_2 aus der Luft).

Die Entwicklung der OPEX aller Wertschöpfungsketten über die Jahre ist abhängig von dem technischen Fortschritt der angewandten Technologie und der Entwicklung der Rohstoffpreise. Aufgrund der steigenden Erdgaspreise steigen die OPEX für die Wertschöpfungskette pFA-fossil flach an. Die Prognose für die CO_2-Bereitstellungskosten aus DAC ist stark abfallend, da für die kommenden Jahre eine starke Verbesserung der Technologie erwartet wird. Deshalb nehmen die OPEX für die Wertschöpfungskette pFA-PtX (CO_2 aus der Luft) mit den Jahren kontinuierlich ab. Die Schwankungen in den OPEX für die Wertschöpfungskette pFA-PtX (fossiles CO_2) sind auf die schwankenden CO_2-Bereitstellungskosten aus der Aminwäsche zurückzuführen (vgl. Kapitel 4.3.2). Die OPEX für die konventionelle Wertschöpfungskette sind konstant, da für die Kostenentwicklung von Propylenglykol und PO keine Daten vorliegen. Da PO den größten Kostenfaktor darstellt, wird eine Sensitivitätsanalyse für die Entwicklung des PO-Preises für das Jahr 2050 durchgeführt (**Abbildung 6.34**).

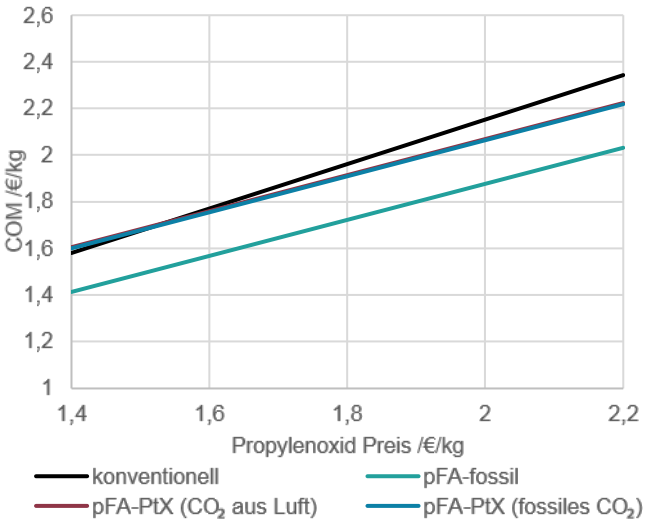


Abbildung 6.34: COM der Wertschöpfungsketten für das Jahr 2050 in Abhängigkeit des Propylenoxid Preises.
pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd,
pFA-PtX: Power-to-X Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd.

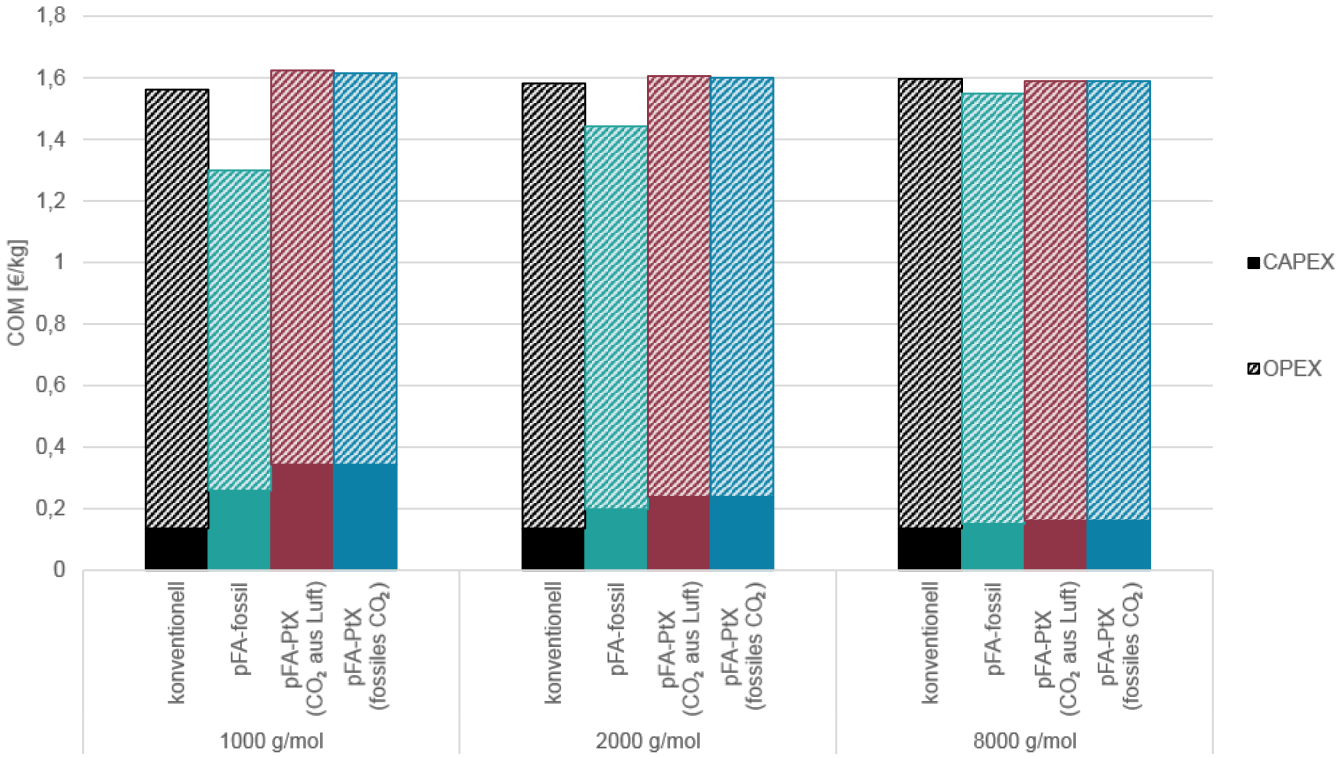


Abbildung 6.35: COM der Wertschöpfungsketten im Jahr 2050 für Molekulargewichte von 1.000 g/mol, 2.000 g/mol und 8.000 g/mol.
pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd.

Für einen PO-Preis von 1,4 €/kg entsprechen die COM in **Abbildung 6.35** den COM für das Jahr 2050 in **Abbildung 6.33**. Der Anstieg der COM mit steigendem PO-Preis ist für die Wertschöpfungsketten pFA-fossil, pFA-PtX (fossiles CO_2) und pFA-PtX (CO_2 aus der Luft) identisch, da alle drei Wertschöpfungsketten pFA als Starter verwenden und somit die gleiche Menge PO benötigen. Die COM steigen bei der konventionellen Wertschöpfungskette mit steigendem PO-Preis stärker an als bei den anderen drei Wertschöpfungsketten, da ein höherer PO-Bedarf vorliegt. Der Schnittpunkt zwischen den COM der konventionellen Wertschöpfungskette mit den PtX-Wertschöpfungsketten kennzeichnet den PO-Preis, ab dem die PtX-Wertschöpfungskette wirtschaftlicher ist als die konventionelle Wertschöpfungskette.

Ein weiterer Einflussfaktor auf die COM ist das Molekulargewicht, dessen Einfluss in **Abbildung 6.35** für die unterschiedlichen Wertschöpfungsketten im Jahr 2050 für Polyole mit einem Molekulargewicht von 1.000 g/mol, 2.000 g/mol und 8.000 g/mol dargestellt ist. Mit steigendem Molekulargewicht sinkt der Anteil an Starter im Polyol und der Anteil an PO steigt, weshalb sich die COM der pFA-Wertschöpfungsketten den Kosten der konventionellen Wertschöpfungskette angleichen.

Insgesamt stellen PME-Polyole bereits heute ein wirtschaftlich rentables Verfahren dar. Der Grund dafür ist die Substitution des PO durch pFA. Die Wertschöpfungskette pFA-fossil ermögliche die Weiterentwicklung der PME-Polyole, solange sich die PtX-Routen noch in der Entwicklungsphase befinden. Die COM der konventionellen Wertschöpfungskette und der pFA-PtX Wertschöpfungsketten befinden sich in einer ähnlichen Größenordnung. Alle Wertschöpfungsketten sind empfindlich bezüglich der Rohstoffkosten, weshalb die Entwicklung des PO-, des Erdgas-, des Wasserstoff- und des CO_2-Preises maßgebend für die wirtschaftliche Entwicklung der Polyole verantwortlich ist.

6.6 Fazit der Nachhaltigkeitsanalysen zu chemischen Grundstoffen

*Autor*innen: Franz Bauer, Michael Sterner, Irina Rau, Jan Hildebrand, Dinh Du Tran, Luisa López, Marian Rosental, Thomas Fröhlich, Kerstin Wiesner-Fleischer, Lara Meuleneers, Niklas von der Aßen, Lynn Röver, Andreas Jupke, Sarah Deutz*

In einem zukünftigen Energiesystem wird in der Grundstoffchemie über die Jahre 2030, 2040 bis 2050 ein hoher Bedarf an unterschiedlichen PtX-Produkten existieren, die weiterhin als Kohlenstoffträger für diverse Prozesse als Feedstock dienen. Dadurch stellen PtX-Produkte eine Grundvoraussetzung für die Defossilierung des Chemie-Sektors dar.

Aus Akzeptanzsicht werden mit auf PtX-Prozessen basierten Produkten trotz Unsicherheit bei einem deutlichen Anteil der Befragten verschiedene Chancen verbunden, gleichwohl diese im Vergleich zu alternativen ökologischen Produkten oder Recycling-Produkten aktuell noch nicht die gleiche Wirkung entfalten. Bei den Risiken zeigt sich die Sorge steigender Kosten für die Endverbraucher*innen – dementsprechend ist die kommunikative Vermittlung der verbundenen Hintergründe und Vorteile dieser „Premiumpreise" an die Konsument*innen für PtX-Produkte unabdingbar. Bei den anderen Aspekten zeigt sich ein gemischtes Bild und mehrheitlich keine deutliche Risikowahrnehmung.

Anhand von ausgewählten Beispielen für den Chemiesektor wurden detaillierte Analysen zu (FT-)Naphtha, Butanol und PME-Polyolen durchgeführt: Naphtha, welches aktuell einen erheblichen Anteil des Feedstocks für die chemische Industrie ausmacht, kann ebenfalls über die strombasierte Fischer-Tropsch-Route hergestellt werden. Um den für die Jahre 2040 und 2050 prognostizierten Bedarf an FT-Naphtha decken zu können, wären die deutschen Strompotenziale ausreichend – es wären jedoch hohe Anteile des PtX-Stroms notwendig, also dem Strompotenzial, welches nach Abzug des originären Eigenbedarfs noch vorhanden wäre. Deutlich realistischer ist der Bau von dedizierten PtX-Anlagen zur Deckung dieses Bedarfs, u.a. mit einer eigenen EE-Versorgung, welche in regionaler Nähe zu bereits bestehenden Raffinerien stehen würden.

Die Herstellung von Butanol über die P2X-Wertschöpfungskette kann bereits unterhalb einer THG-Intensität von 200 g CO_2-Äq./kWh Strom gegenüber der fossilen Produktion begünstigt sein und im Jahr 2030 THG-neutral erfolgen, sofern CO_2 aus der Luft durch Abscheidung mittels DAC verwendet wird. Die Abscheidung von CO_2 aus einer Punktquelle (Zementwerk) liefert bei den direkten THG-Emissionen einen kleinen Vorteil durch den geringeren Energiebedarf, allerdings ist das im Produkt gebundene CO_2 dadurch fossilen/mineralischen Ursprungs und führt bei einer gesamten Lebenswegbetrachtung zu höheren Emissionen. In einem zukünftigen Energiesystem im Jahr 2050 würden zudem auch erhöhte Belastungen beim Ozonabbau, dem Metall- und Flächenverbrauch auftreten, die durch den gesteigerten Bedarf an Infrastruktur für die Energiebereitstellung, insbesondere durch PV-Freiflächenanlagen, verursacht werden.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist die Butanol-Produktion über die P2X-Route ökonomisch sinnvoller, wenn geringere Stromkosten anzunehmen wären. Es stellt sich daher die Frage nach geeigneten Produktionsstandorten bzw. nach Möglichkeiten, die Stromkosten und damit auch den Wasserstoff- und den CO_2-Preis zu begrenzen. Längerfristig ist u.a. durch die Einführung von CO_2-Steuern mit einem Anstieg der Kosten von Butanol bei der Herstellung über das fossile Referenzverfahren zu rechnen, die im Umkehrschluss zur Bevorzugung der P2X-Route führen würden.

Für die Herstellung von PME-Polyolen wurden insgesamt drei Routen untersucht, wobei die THG-Emissionen aller drei Routen hauptsächlich vom Propylenoxid (PO) stammen. Eine alternative, klimafreundliche Route für dieses PO wäre somit ein interessanter Kandidat für zukünftige Forschungen. Die Herstellung von PME-Polyolen über die pFA-fossil-Wertschöpfungskette zeigt bereits heute in Bezug auf die THG-Emissionen deutliche Vorteile gegenüber der auf PO basierenden Route. Bedingt durch die Abhängigkeit vom Strommix wird ab dem Jahre 2030 die pFA-PtX-Wertschöpfungskette (CO_2 aus Punktquellen) in Bezug auf die THG-Emissionen vorteilhafter sein – sowohl gegenüber der PO-basierten, als auch der pFA-fossil-Route. Durch erneuerbare Stromerzeugungstechnologien wird zudem im Szenario für 2050 erwartet, dass es zu einer Verlagerung hin zu den Umweltwirkungen Landnutzung und Metallverbrauch für die pFA-PtX-Route kommen kann.

Paraformaldehyd auf Basis von Erdgas ist deutlich günstiger als Propylenoxid, und durch die Verwendung von Paraformaldehyd wird der Anteil an Propylenoxid im Polyol gesenkt. Dadurch wird die Herstellung von Polyolen auf Basis von Paraformaldehyd bereits heute wirtschaftlich rentabel. Bei der Verwendung von Paraformaldehyd auf Basis von CO_2 und H_2 schwanken die Kosten aufgrund der Kostenvorhersagen dieser Ausgangsstoffe hingegen sehr stark. Dennoch liegen die Kosten für die Polyol-Herstellungsroute auf Basis von pFA ungefähr in der gleichen Größenordnung wie die konventionelle Route.

7. Energieträger für die Industrie

Der Sektor Industrie verursacht mit 172 Mt CO_2-Äq. rund 24 % aller Treibhausgasemissionen in Deutschland im Jahr 2020, wobei 116 Mt CO_2-Äq. durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern und 56 Mt CO_2-Äq. prozessbedingt entstehen. Zudem ist die Industrie für 28 % des Endenergiebedarfs und für den nahezu gesamten nicht-energetischen Verbrauch von Rohstoffen verantwortlich [17]. Letzterer wird hauptsächlich in der chemischen Industrie beansprucht, die zudem den höchsten Endenergiebedarf des Sektors aufweist (s. Kapitel 6). Weitere energieintensive Branchen sind die Metallerzeugung, die Verarbeitung von Steinen und Erden, die Papierproduktion sowie die Herstellung von Nahrungsmitteln [62].

In der Industrie wird ein Großteil der Energieträger für die Erzeugung von Prozesswärme eingesetzt, die teilweise sehr hohe Temperaturen von bis zu 1.600 °C (Glasherstellung) aufweisen muss [4]. Darüber hinaus werden einige Energieträger auch stofflich genutzt, um gewisse Reaktionsbedingungen z. B. in der Chemie und der Stahlherstellung hervorzurufen. Um diese Anforderungen zu erfüllen, ist in vielen Industriebranchen der zukünftige Einsatz von PtX-Brenn- und Rohstoffen unabdingbar.

In den folgenden Abschnitten wird die Entwicklung des Energie- und Rohstoffbedarfs sowie der Treibhausgasemissionen des Industriesektors bis zum Jahr 2050 basierend auf dem Energiemodell (s. Kapitel 3.1) aufgezeigt und damit der übergeordnete Rahmen für die weiteren Untersuchungen hinsichtlich des Wasserstoffeinsatzes in der Industrie gespannt. Dies wird durch eine Analyse der allgemeinen sozialen Akzeptanz sowie des Potenzials von Wasserstoff im Industriesektor ergänzt.

In den Detailanalysen werden weiterhin die ökologischen und ökonomischen Aspekte der Wasserstoffherstellung und -nutzung in der Industrie anhand ausgewählter Beispiele aufgezeigt. Dies sind einerseits die Wasserstoffproduktion über die PEM-Elektrolyse und andererseits der Einsatz von Wasserstoff in der Spezialglasindustrie.

7.1 Entwicklung und Einordnung des Industriesektors

Autoren: Franz Bauer, Michael Sterner

Der Industriesektor wird wie bereits in [4] anhand exogen vorgegebener Produktionsmengen im Energiemodell abgebildet. Hierbei liegt das Hauptaugenmerk auf besonders energie- und rohstoffintensiven Branchen und Subbranchen, die zudem einen erheblichen Teil der industriellen Treibhausgase zu verantworten haben. Das sind Prozesse in den Branchen Verarbeitung von Steinen und Erden, Grundstoffchemie, Metallerzeugung, Nichteisenmetalle und Gießereien, Papierherstellung, Glasproduktion sowie die Nahrungsproduktion. Die restlichen Industrieprozesse werden zusammengefasst und getrennt nach Raumwärme und Warmwasser, Prozesswärme und mechanischer Energie modelliert. Zusätzlich zum Energiebedarf wird auch der nicht-energetische Verbrauch von Rohstoffen (hauptsächlich in der Grundstoffchemie und der Stahlindustrie) im Industriesektor mitbilanziert. Aus diesem Grund können sich die nachfolgend angegeben Energiemengen und Treibhausgasemissionen des Sektors von anderen Arbeiten oder offiziellen Statistiken unterscheiden.

Aktuell werden im Industriesektor über 60 % (605 TWh) des Energie- und Rohstoffbedarfs aus den fossilen Quellen Kohle, Mineralöl und Erdgas gedeckt (s. **Abbildung 7.1**). Diese werden zum Großteil zur Bereitstellung von Prozesswärme und teilweise auch gleichzeitig für die notwendigen chemischen Reaktionen eingesetzt. Ein Beispiel hierfür ist die Herstellung von Stahl über die Hochofenroute, in der Koks sowohl als Brennstoff als auch als Reduktionsmittel notwendig ist. Darüber hinaus werden branchenübergreifend 231 TWh Strom verbraucht. Dieser wird beispielsweise für die Erzeugung von mechanischer Energie oder für bestimmte Elektrolysen wie die Chloralkali-Elektrolyse verwendet. Biomasse (59 TWh) wird einerseits als Feedstock in der Grundstoffchemie und andererseits energetisch zur Wärmeerzeugung (Prozess- und Raumwärme sowie Warmwasser) genutzt. Für die Bereitstellung von Wärme werden zudem aktuell 58 TWh Fernwärme verbraucht. Bei den in **Abbildung 7.1** zusammengefassten sonstigen Brennstoffe handelt es sich überwiegend um fossile Abfallbiomasse und Kuppelgase, deren Endenergieverbrauch bei 44 TWh liegt. Eingesetzt werden diese vor allem als Brennstoff bei der Herstellung von Zement und Stahl.

Der Energiebedarf im Industriesektor in den Szenarien Basis, MENA und Speicher (zusammengefasst als Basisszenarien in **Abbildung 7.1**) sinkt bis zum Jahr 2040 um 20 % verglichen mit dem Jahr 2020 auf 801 TWh. Dies liegt einerseits an einer verbesserten Energie- und Rohstoffeffizienz sowie der Nutzung von Sekundärstoffen (Altglas, Stahlschrott, Altpapier und Nichteisenmetallschrott). Letztere benötigen im Allgemeinen weniger Energie als die Herstellung über Primärprodukte. Andererseits erfolgt eine Umstellung auf alternative Prozesse mit geringerem Energiebedarf und THG-Ausstoß. Dazu zählen das Elektrostahlverfahren und das Direktreduktionsverfahren bei der Stahlproduktion, die Einführung von elektrischen Schmelzöfen in der Branche NE-Metalle oder alternative hydraulische Bindemittel in der Zementindustrie. Ab dem Jahr 2040 erfolgt in den Basisszenarien nur noch eine geringe Reduktion des Energie- und Rohstoffbedarfs auf 787 TWh im Jahr 2050, da hier die bereits durchgeführten Effizienzverbesserungen durch das Produktionswachstum ausgeglichen werden. Im Suffizienzszenario findet durch die unterstellte Konsumreduktion hingegen ein geringeres Wachstum statt, das direkt mit dem Energie- und Rohstoffbedarf gekoppelt ist. Dadurch reduziert sich der Energiebedarf nochmals und beträgt im Jahr 2040 lediglich 721 TWh, im Jahr 2045 692 TWh und im Jahr 2050 672 TWh.

Bis zum Jahr 2040 erfolgt szenarienunabhängig ein fast kompletter Ausstieg aus der Kohlenutzung in der Industrie (**Abbildung 7.1**). Diese wird derzeit in hohen Mengen in den Hochöfen der Stahlindustrie zur Erzeugung von Primärstahl eingesetzt. In Zukunft wird dieser über das Direktreduktionsverfahren hergestellt, welches Erdgas oder Wasserstoff anstelle von Kohle als Reduktionsmittel benötigt. Auch findet eine verstärkte Nutzung von Stahlschrott in Lichtbogenöfen zur Herstellung von Sekundärstahl statt. Diese beiden Optionen senken den Kohleverbrauch der Metallbranche von 112 TWh im Jahr 2020 auf 62 TWh im Jahr 2030 und auf null im Jahr 2040. Mineralölprodukte werden aktuell hauptsächlich in Form von Naphtha bei der Herstellung von Grundstoffchemikalien verbraucht und sind dort sowohl Energieträger als auch Feedstock. Bis zum Jahr 2045 werden sie zur Defossilisierung komplett durch PtX-Produkte ersetzt (s. Abschnitt 6.1). Das führt zu einem starken Anstieg von Wasserstoff und synthetischem Naphtha aus Power-to-Liquid. Erdgas wird branchenübergreifend hauptsächlich zur Erzeugung von Wärme eingesetzt. Diese wird zukünftig, wenn möglich, bevorzugt direktelektrisch

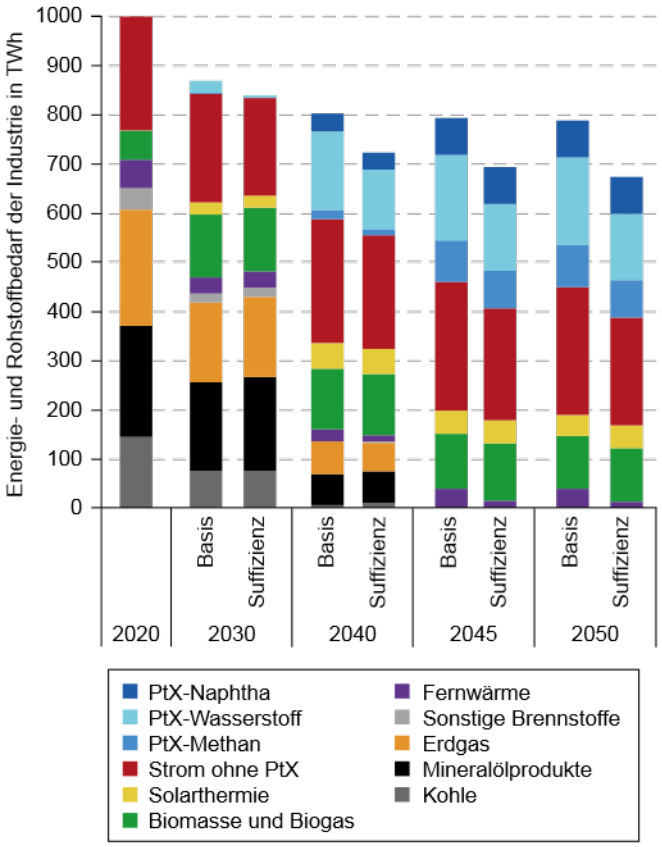


Abbildung 7.1: Energie- und Rohstoffbedarf in der Industrie.

(Power-to-Heat oder Wärmepumpen) oder mittels biogener Brennstoffe, Solarthermie und Fernwärme erzeugt. Bei Prozessen, die hohe Temperaturen benötigen (z. B. die Glas- oder Zementherstellung), wird das Erdgas durch synthetisches Methan aus Power-to-Gas substituiert. Dadurch sinkt der Erdgasverbrauch je nach Szenario von 236 TWh im Jahr 2020 auf 58 bis 67 TWh im Jahr 2040. Gleichzeitig steigt der Bedarf an Biomasse, solarthermischer Niedertemperaturwärme und synthetischem Methan. Neben der energetischen Nutzung wird Erdgas auch stofflich in Dampfspaltöfen der chemischen Industrie eingesetzt. Hier erfolgt ebenfalls ein Umstieg auf Methan aus PtG oder der Einsatz anderer Verfahren, wie dem Methanol-to-Olefin-Verfahren zur Erzeugung von Ethen und Propen.

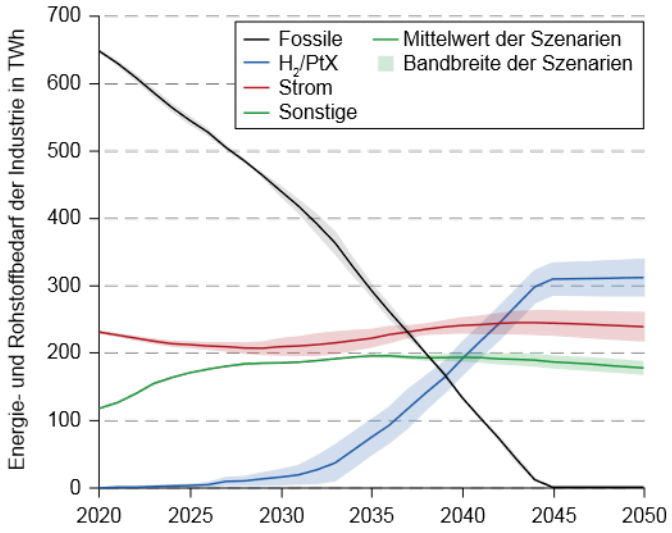


Abbildung 7.2: Energie- und Rohstoffbedarf der Industrie nach Verfahren.

Anhand der Ergebnisse wird ersichtlich, dass PtX-Energieträger und -Rohstoffe zur Defossilisierung des Industriesektors und vor allem in der energieintensiven Industrie in Zukunft unabdingbar sind. Deren Einsatzbeginn hängt maßgeblich von den gesetzten Klimazielen und den Produktionsmengen ab. Bis zum Jahr 2030 werden im Mittel PtX-Produktionsmengen von 16 TWh (6 bis 26 TWh) benötigt (s. **Abbildung 7.2**). Diese werden hauptsächlich zur Produktion von Grundstoffchemikalien in Form von Wasserstoff verbraucht. Bis zum Jahr 2040 steigt die Menge auf durchschnittlich 191 TWh an und liegt in den Jahren 2045 und 2050 bei rund 311 TWh. Diese Mengen liegen in den Bandbreiten aus aktuellen Arbeiten [21], [29]–[31], die im Jahr 2030 zwischen 3 und 66 TWh und im Jahr 2045 zwischen 119 und 370 TWh angeben.

Der Industriesektor benötigt im Jahr 2050 etwa 60 % des gesamten PtX-Bedarfs in Deutschland. Hauptverbraucher im Zieljahr sind die chemische Industrie (s. Abschnitt 6.1) und die Metallerzeugung. Darüber hinaus weisen die Glasindustrie, die Erzeugung und Verarbeitung von NE-Metallen und die Gießereien sowie die Branche Verarbeitung von Steinen und Erden aufgrund der hohen benötigten Temperaturen einen signifikanten Anteil am Gesamtverbrauch von PtX-Brennstoffen auf. Bei der Herstellung von Papier und Nahrungsmittel besteht hingegen kein Bedarf an synthetischen Brennstoffen, da die entsprechenden Prozesse in diesen Branchen auch mit biogenen Abfällen oder Strom betrieben werden können. Die in **Abbildung 7.2** dargestellte sinkende Entwicklung fossiler Energie- und Rohstoffträger resultiert neben deren Substitution durch PtX zum einen auch aus der vermehrten direkten Stromnutzung, wobei die Stromnachfrage wegen den getroffenen Annahmen zur Effizienzsteigerung zuerst leicht zurückgeht und erst ab dem Jahr 2030 wieder ansteigt. Zum anderen werden verstärkt erneuerbare Abfälle zur Prozesswärmeerzeugung sowie Fernwärme und Solarthermie zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser genutzt (unter Sonstige in **Abbildung 7.2** zusammengefasst).

In der Industrie, bzw. den Sektoren, die im KSG 2021 dem Industriebereich zugeordnet werden, werden aktuell 172 Mio. t CO_2-Äq. emittiert, wovon 56 Mio. t CO_2-Äq. prozessbedingt entstehen. Der Sektor verursacht damit 24 % aller THG-Emissionen in Deutschland [74]. In Abgrenzung zur Berichterstattung nach dem Klimaschutzgesetz werden in der vorliegenden Roadmap noch weitere Emittenten dem Industriesektor zugeordnet, die im KSG in der Energiewirtschaft verortet sind. Ein Beispiel hierfür sind die Kokereien, dessen THG-Emissionen bei der Stahlerzeugung bilanziert werden. Daher sind die THG-Emissionen des Industriesektors in **Abbildung 7.3** entsprechend höher und liegen bei 208 Mio. t CO_2-Äq.. Wie zu erkennen ist, verursacht die Grundstoffchemie mit 83 Mio. t CO_2-Äq. im Jahr 2020 den höchsten Anteil der industriellen THG-Emissionen, gefolgt von der Metallerzeugung mit 54 Mio. t CO_2-Äq. sowie der Verarbeitung von Steinen und Erden mit 30 Mio. t CO_2-Äq. Diese drei Branchen erzeugen damit über 80 % der sektoralen Emissionen und sind zudem für den größten Teil der prozessbedingten THG verantwortlich. Weitere 22 Mio. t CO_2-Äq. werden bei der Produktion von Glas, Nahrungsmitteln, NE-Metallen und Papier emittiert, wovon lediglich ein kleiner Teil (hauptsächlich bei der Glas- und Aluminiumherstellung) prozessbedingt entsteht. Die restlichen, nichtenergieintensiven Industriebranchen verursachen zusammen 18 Mio. t CO_2-Äq..

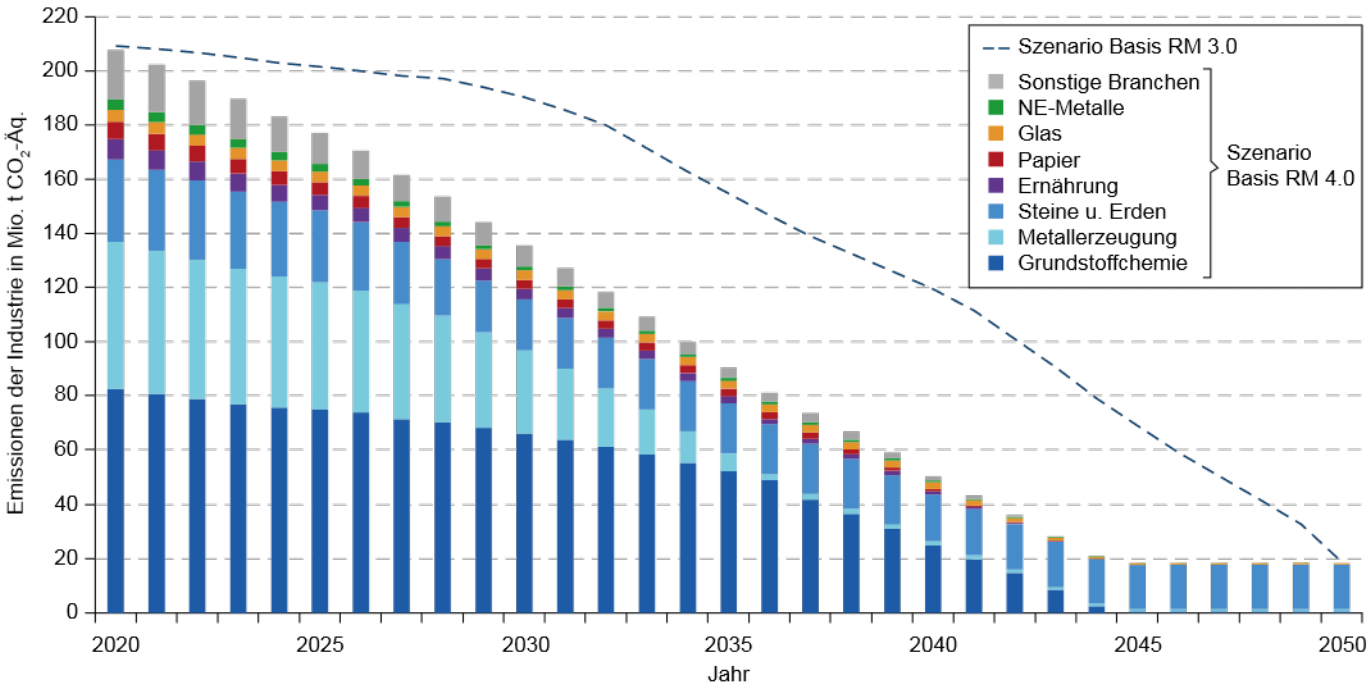


Abbildung 7.3: Treibhausgasemissionen im Industriesektor.

In allen Industriebranchen erfolgt ein schneller Rückgang der THG-Emissionen, der im Vergleich zur Roadmap 3.0 deutlich ambitionierter ausfällt (s. **Abbildung 7.3**). Im Jahr 2030 werden im Basisszenario 35 % weniger THG emittiert als im Jahr 2020 und 29 % weniger als im selben Jahr des Basisszenarios in [4]. Bis zum Jahr 2040 bleibt die Grundstoffchemie die emissionsintensivste Branche und verursacht etwa die Hälfte aller Treibhausgase. Aufgrund der hohen prozessbedingten Emissionen bei der Herstellung von Zement, Kalk und Ziegeln weist die Branche Verarbeitung von Steinen und Erden im Jahr 2040 ebenfalls noch einen hohen Ausstoß von Treibhausgasen auf. Die metallerzeugende Industrie ist hier hingegen bereits weitgehend defossilisiert. Insgesamt verursacht der Industriesektor im Jahr 2040 Emissionen in Höhe von 51 Mio. t CO_2-Äq und damit 58 % weniger als im Basisszenario der Roadmap 3.0. Dies zeigt den starken Einfluss des novellierten Klimaschutzgesetztes auf den Industriesektor. In den Jahren 2045 bis 2050 erfolgt die vollständige Vermeidung aller energetischen Emissionen. Hier sind lediglich noch 18,7 Mio. t CO_2-Äq. prozessbedingte Treibhausgase vorhanden, die sich nicht vermeiden lassen. Sie resultieren hauptsächlich aus der Herstellung von Zement (11,5 Mio. t CO_2), Kalk (4,2 Mio. t CO_2) und Ziegeln (0,8 Mio. t CO_2) und werden fast ausschließlich durch Kalzinierungsprozesse in Form von Kohlenstoffdioxid freigesetzt. Weitere 0,8 Mio. t prozessbedingte CO_2-Emissionen entstehen durch den Elektrodenabbrand im Lichtbogenofen bei der Stahlherstellung sowie 0,6 Mio. t durch die Zersetzung von Karbonaten in Glasschmelzöfen. Zuletzt resultieren aus der Herstellung von Adipin- und Salpetersäure, Calciumcarbid und Soda 0,8 Mio. t CO_2-Äq. (CO_2 und N_2O). Diese Residualemissionen können selbst bei einer vollständigen Umstellung auf erneuerbare Energieträger und Rohstoffe aus PtX nicht vermieden werden und müssen zum Erreichen einer Treibausgasneutralität durch Senken ausgeglichen werden (s. Abschnitt 4.1.3.1). Nichtsdestotrotz erfordert eine defossilisierte Industrie hohe Mengen an PtX-Energieträgern und Rohstoffen. Deren Nutzung in diesem Sektor wird im Allgemeinen auch in der Bevölkerung als notwendig angesehen (s. nächster Abschnitt).

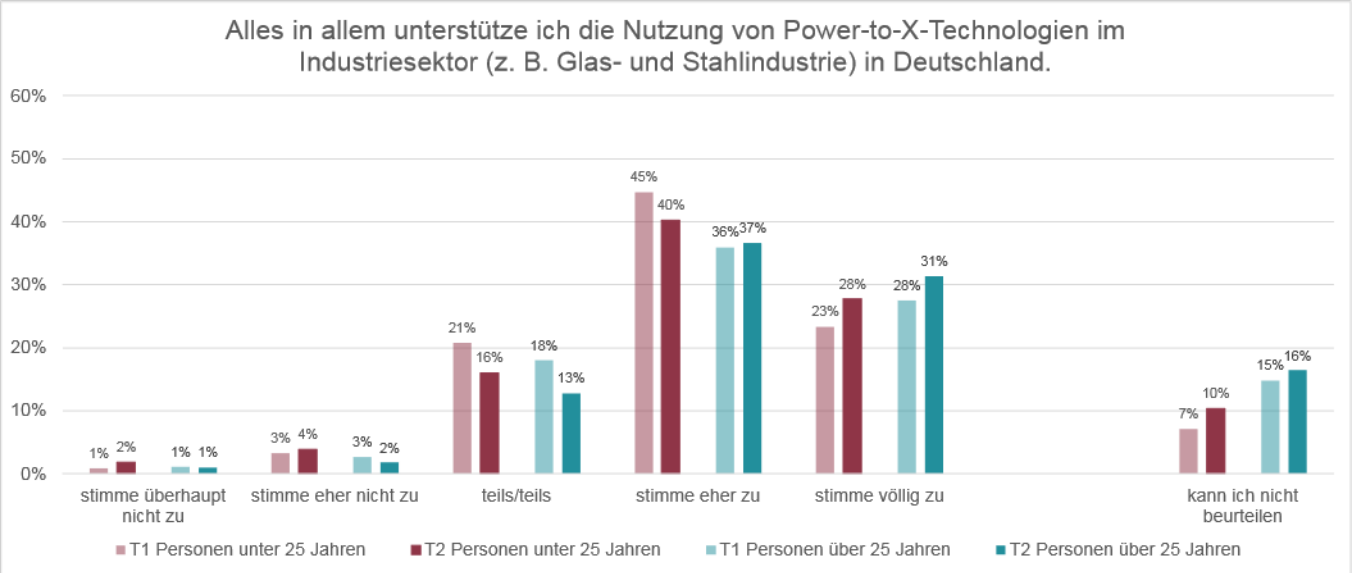


Abbildung 7.4: Allgemeine Akzeptanz von Power-to-X-Technologien im Industriesektor.

7.2 Analyse der Akzeptanz hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff in der Industrie

*Autor*innen: Irina Rau, Jan Hildebrand*

Die Akzeptanzanalysen hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff in der Industrie konzentrieren sich in dieser Projektphase auf den Vergleich der Ergebnisse der Panelbefragungen zu zwei Erhebungszeitpunkten sowie zwischen den beiden Altersgruppen der unter und über 25-Jährigen.

7.2.1 Allgemeine Akzeptanz von Power-to-X im Industriesektor

INDUSTRIESEKTOR (GLAS- & STAHLINDUSTRIE)

Eine Mehrheit (über 60 %) der befragten Personen gibt an, die „Nutzung von Power-to-X Technologien im Industriesektor (z. B. Glas- und Stahlindustrie) in Deutschland" „eher" oder „völlig" zu unterstützen (s. **Abbildung 7.4**).

Interessant ist, dass der Häufigkeitsanteil dieser Zustimmung bei Personen unter 25 Jahren zu beiden Zeitpunkten insgesamt gleich bleibt (68 %) und sich lediglich in Richtung mehr Zustimmung verschiebt. Anders bei den Personen über 25 Jahren. Hier wächst der Häufigkeitsanteil insgesamt um +4 % zwischen den beiden Erhebungszeitpunkten.

Weniger als 10 % der Teilnehmenden geben an, der Aussage „eher nicht" oder „überhaupt nicht" zuzustimmen. Die Antwortoption „teils/teils", wird zum zweiten Erhebungszeitpunkt T2 insgesamt weniger häufig genutzt -16 % (-5 %) der unter 25-Jährigen und 13 % (-5 %) der über 25-Jährigen geben dies an.

Etwas häufiger noch als zum ersten Befragungszeitpunkt T1 wird angegeben, die Frage nicht beurteilen zu können. Dies geben zu T2 10 % (+3 %) der unter 25-Jährigen und 16 % (+1 %) der über 25-Jährigen an.

IN DEN BEREICHEN WO ES KEINE GUTE ALTERNATIVE GIBT

Bei der differenzierten Betrachtung der Anwendungsoptionen zeigt sich folgendes Bild: Die Aussage „Durch Power-to-X-Technologien gewonnen Energie sollte in Bereichen in denen es derzeit keine (gute) Alternative gibt (z. B. energieintensive Industrie wie Stahl- & Glasindustrie) eingesetzt werden." wird von den meisten Personen beider Altersgruppen (über 60 %) zustimmend beantwortet. Tendenziell stimmen Personen unter 25 Jahren etwas häufiger zu, als Personen über 25 Jahren (s. **Abbildung 7.5**).

Ablehnend antworten insgesamt 6 % der unter 25-Jährigen und 4 % der über 25-Jährigen zum zweiten Erhebungszeitpunkt, wobei keine relevanten Unterschiede zum ersten Erhebungszeitpunkt bestehen. Die Mittelantwort „teils/teils" wird zum zweiten Zeitpunkt etwas weniger häufig gewählt als noch zum ersten. Es geben 15 % (-4 %) der unter 25-Jährigen und ebenfalls 15 % (-3 %) der über 25-Jährigen eben dies an.

Die meisten Antworten liegen im zustimmenden Bereich. Insgesamt stimmen 69 % (+1 %) der unter 25-Jährigen und 64 % (+5 %) der über 25-Jährigen der Aussage zu. Während bei den unter 25-Jährigen mit 37 % Zustimmung bei der Aussage, dass sie „eher" zustimmen der Anteil etwas sinkt (-4 %) so steigt er bei den über 25-Jährigen leicht auf 36 % (+3 %). Ähnlich häufig geben Personen an der Aussage

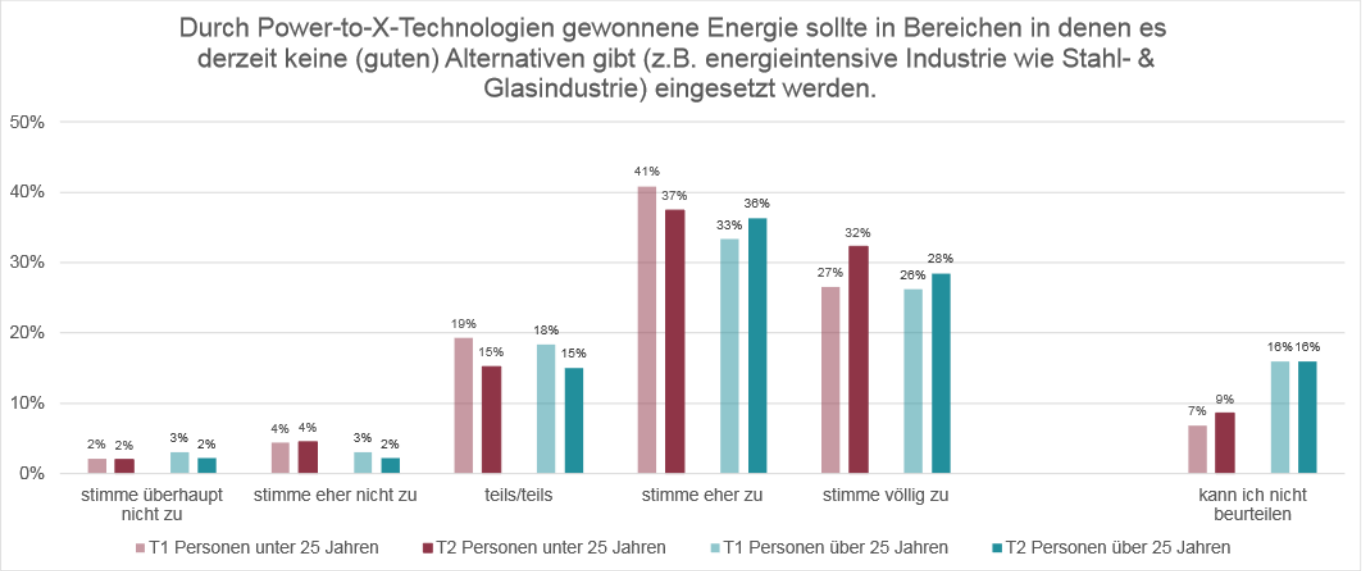


Abbildung 7.5: Einschätzung bzgl. des Einsatzes von durch PtX-Technologien gewonnene Energie in den Bereichen, in denen es derzeit keine (gute) Alternative gibt.

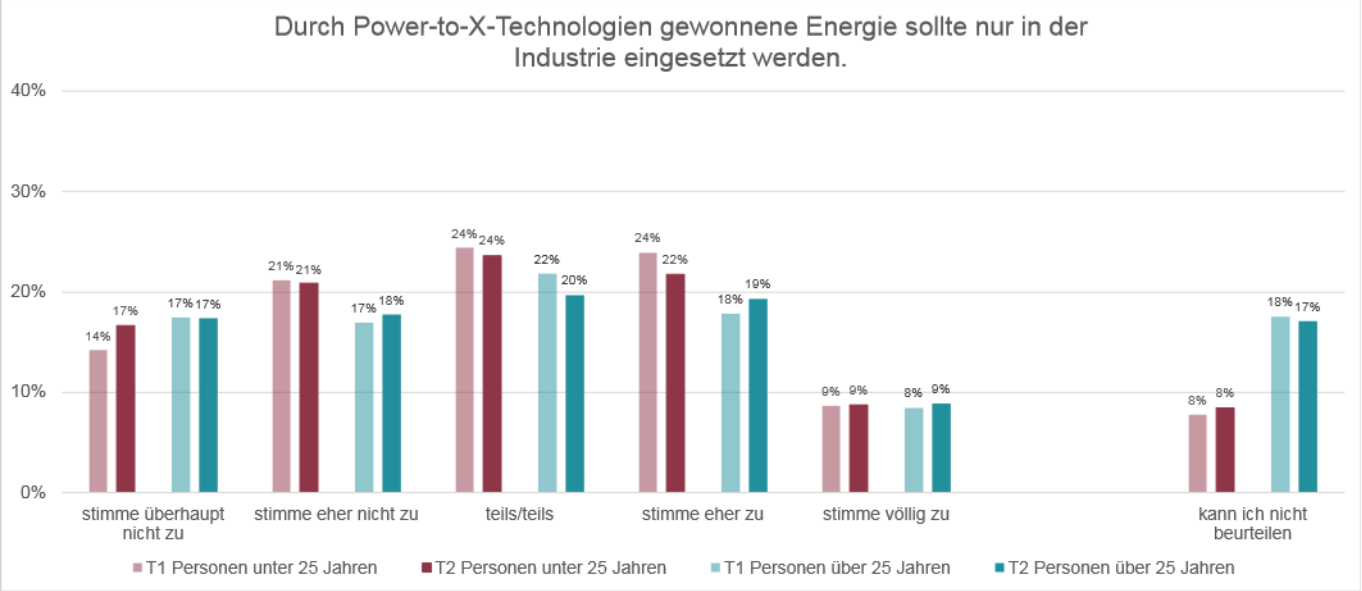


Abbildung 7.6: Einschätzung bzgl. des Einsatzes durch PtX-Technologien gewonnener Energie ausschließlich in der Industrie.

„völlig" zuzustimmen – 32 % (+5 %) der unter 25-Jährigen und 28 % (+2 %) der über 25-Jährigen. Zum zweiten Erhebungszeitpunkt geben 9 % der unter 25-Jährigen und 16 % der über 25-Jährigen an, dass sie die Aussage nicht beurteilen können.

NUR IN DER INDUSTRIE

Bei der Aussage „Durch Power-to-X Technologien gewonnene Energie sollte, nur in der Industrie eingesetzt werden." unterscheiden sich die Häufigkeiten zwischen den Antwortoptionen kaum. Dennoch lässt sich eine leichte Tendenz zur Ablehnung erkennen (s. **Abbildung 7.6**).

Insgesamt geben beim zweiten Zeitpunkt 38 % (+3 %) der unter 25-Jährigen und 35 % (+1 %) der über 25-Jährigen an, die Aussage abzulehnen. Davon geben beide Altersgruppen zu 17 % an, der Aussage „überhaupt nicht" zuzustimmen, dabei steigt lediglich der Anteil der Personen unter 25 Jahren leicht an (+3 %). 21 % der Personen unter 25 Jahren und 18 % der Personen über 25-Jahren geben an, der Aussage „eher nicht" zuzustimmen.

Relativ häufig wird auch die Antwortoption „teils/teils" gewählt. Dies wird von 24 % der unter 25-Jährigen und 20 % der über 25-Jährigen beim zweiten Befragungszeitpunkt angegeben.

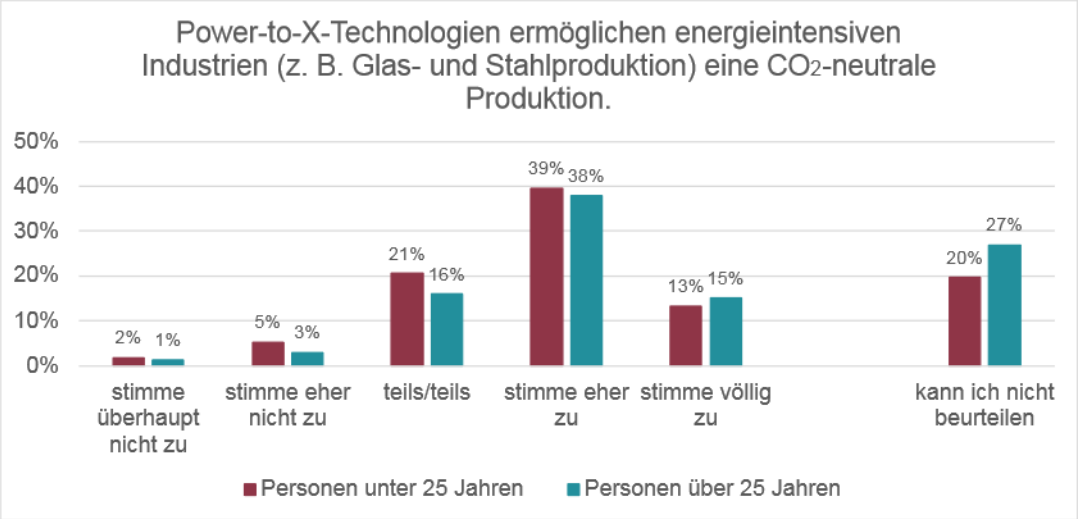


Abbildung 7.7: Zustimmung der Teilnehmenden hinsichtlich der möglichen Chance einer CO_2-neutralen Produktion in der energieintensiven Industrie.

Im zustimmenden Bereich gibt es zwischen den beiden Erhebungszeitpunkten keine großen Veränderungen. Insgesamt geben zu T2 31 % der unter 25-Jährigen und 28 % der über 25-Jährigen an, der Aussage zuzustimmen. Davon fällt der größere Anteil auf das „eher"-Zustimmen (22 % der unter 25-Jährigen und 19 % der über 25-Jährigen). Wie auch bei den anderen Einschätzungen bei Fragen im Zusammenhang mit Power-to-X zeigt sich, dass Personen über 25 Jahren mit 17 % fast doppelt so häufig mit „kann ich nicht beurteilen" antworten als unter 25-Jährige mit 8 %. Insgesamt gibt es zwischen beiden Erhebungszeitpunkten keine bedeutsamen Unterschiede im Antwortverhalten.

7.2.1.1 Wahrgenommene Chancen und Risiken von Power-to-X-Technologien in der Industrie

Mit PtX-Technologien verbundene Chancen und Risiken können für die Urteilsbildung in der Bevölkerung eine wichtige Rolle spielen. Daher wurden verschiedene mögliche Aspekte zum zweiten Befragungszeitpunkt des Panels erhoben und je zwei Chancen und Risiken werden im Folgenden dargestellt.

7.2.1.2 Wahrgenommene Chancen von Power-to-X-Technologien

MÖGLICHKEITEN IN DER ENERGIEINTENSIVEN INDUSTRIE

Jede*r Zweite der Befragten (52–53 %) stimmt „eher" oder „völlig" zu, dass PtX-Technologien energieintensiven Industrien wie etwa Glas- und Stahlproduktion eine CO_2-neutrale Produktion ermöglichen. Der prozentuale Anteil der Befragten, der „eher" zustimmt, ist allerdings beinahe dreifach so groß wie der Anteil, welcher angibt der Aussage „völlig" zuzustimmen (s. **Abbildung 7.7**).

Ungefähr ein Fünftel der Befragten ist ambivalent und kann sich nicht zwischen Ablehnung und Zustimmung entscheiden („teils/teils"). Ablehnung nennen lediglich 4–7 %. Wobei auch hier doppelt so viele (3–5 %) „eher nicht" zustimmen als „überhaupt nicht" zuzustimmen (1–2 %). Die Antwortoption „kann ich nicht beurteilen" wird auch hier häufiger von Personen über 25 Jahren gewählt, dafür entscheiden sich unter 25-Jährige häufiger für die Antwortoption „teils/teils".

Somit lässt sich zusammenfassend sagen, dass der Großteil der Befragten entweder zustimmt, dass – oder nicht eindeutig bewerten kann, ob – PtX-Technologien energieintensiven Industrien die Chance auf eine CO_2-neutralere Produktion eröffnen können.

NACHHALTIGES GESCHÄFTSMODELL FÜR ENERGIEINTENSIVE INDUSTRIE

Hinsichtlich der Aussage, dass energieintensive Industrien durch Power-to-X-Technologien ein nachhaltiges Geschäftsmodell entwickeln können, äußern die befragten Stichproben viel Zustimmung: Etwa jede*r Sechste (16–18 %) stimmt „völlig" zu und mehr als jede*r Dritte (37–41 %) stimmt „eher" zu. Ebenfalls ein Sechstel gibt an, Ambivalenz zu empfinden („teils/teils") (s. **Abbildung 7.8**).

Lediglich 1 % der Befragten äußert absolute Ablehnung („stimme überhaupt nicht zu") und auch der Anteil der Personen, die angeben eher nicht zuzustimmen, ist mit 2–5 % sehr gering.

Nennenswert erscheint hingegen die recht große Anzahl an Stimmen für die „kann ich nicht beurteilen"-Antwortoption. Jede*r Sechste bis Vierte (17–25 %) entscheidet sich dafür, keine Einschätzung hinsichtlich dieser Aussage abzugeben.

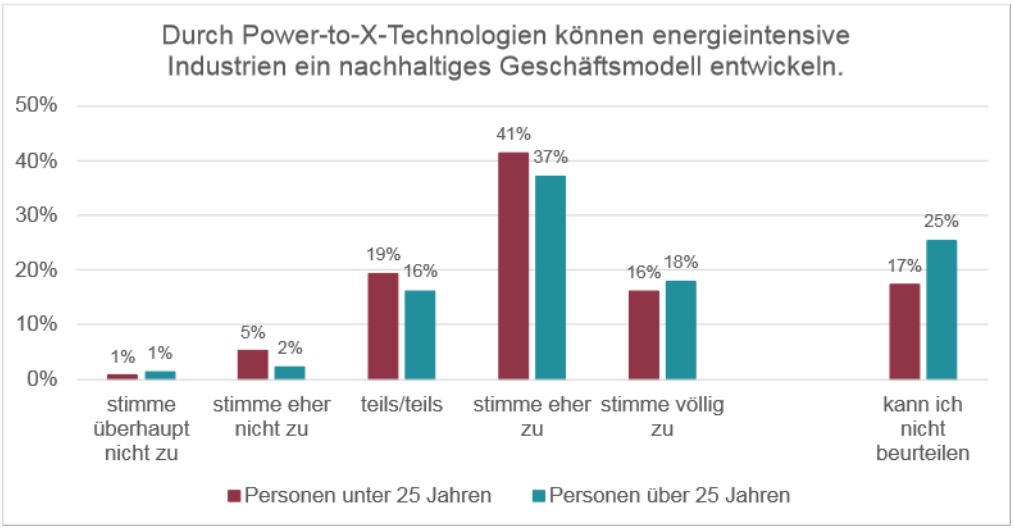


Abbildung 7.8: Zustimmung der Teilnehmenden hinsichtlich der möglichen Chance eines nachhaltigen Geschäftsmodells für energieintensive Industrien.

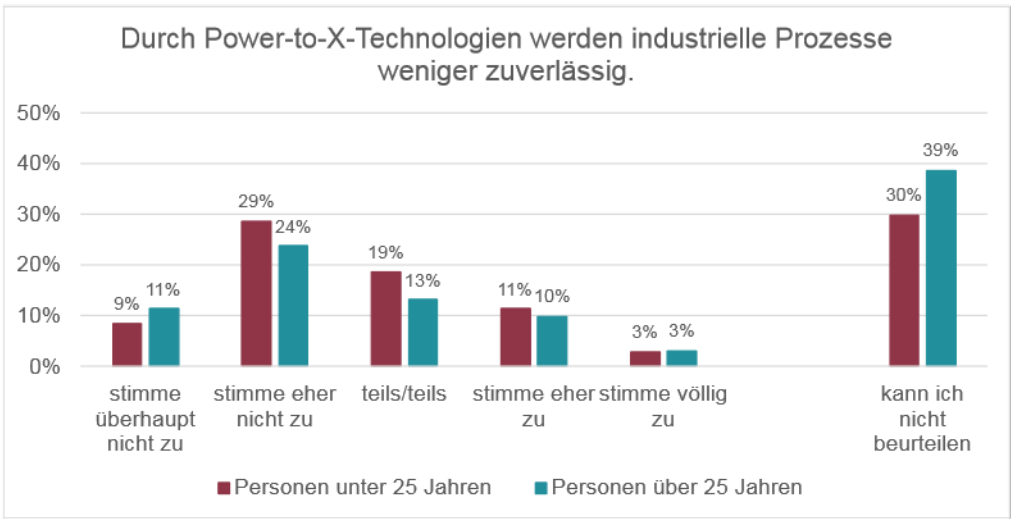


Abbildung 7.9: Einschätzung des möglichen Risikos, dass industrielle Prozesse durch Power-to-X-Technologien weniger zuverlässig werden.

Die Altersgruppen unterscheiden sich bei den meisten Antwortoptionen nicht gravierend voneinander, es wählen aber wieder deutlich mehr Personen über 25 Jahren (25 %) als Personen unter 25 Jahren (17 %) die Option „kann ich nicht beurteilen". Die Antwortoption „stimme eher zu" wählen etwas mehr Personen unter 25 Jahren (41 %) als über 25 Jahren (37 %).

7.2.1.3 Wahrgenommene Risiken von Power-to-X-Technologien

Bei der Einschätzung der wahrgenommenen Risiken ist der Anteil der Personen die die Option „kann ich nicht beurteilen" angegeben hat deutlich höher als bei den anderen Aussagen im Bereich der industriellen Anwendungen. Dieses Muster ließ sich ebenso bei den wahrgenommenen Risiken im Verkehrs- und Chemiesektor feststellen.

ZUVERLÄSSIGKEIT INDUSTRIELLER ANWENDUNGEN

Hinsichtlich der Aussage, dass industrielle Prozesse durch PtX-Technologien weniger zuverlässig werden zeigt sich mehr Ablehnung als Zustimmung. Ungefähr ein Viertel der Befragten gibt an „eher nicht" zuzustimmen (24 bzw. 29 %) und weitere 9 bzw. 11 % geben an „überhaupt nicht" zuzustimmen (s. **Abbildung 7.9**). Somit lehnt jede*r Dritte eher oder eindeutig ab, dass die industriellen Prozesse durch Power-to-X-Technologien unzuverlässiger werden. Weitere 13 % bzw. 19 % wählen die Antwortoption „teils/teils". Nur ein geringer Teil der Befragten äußert Bedenken hinsichtlich des Risikos unzuverlässiger werdender industrieller Prozesse; 3 % stimmen dementsprechend der Aussage „völlig" und 10 bzw. 11 % „eher" zu. Beim Vergleich der beiden Altersgruppen zeigen sich bei einzelnen Antwortoptionen Unterschiede: Personen unter 25 Jahren wählen häufiger „stimme eher zu" (29 % vs. Personen über 25 Jahren: 24 %) und „teils/teils" (19 % vs. Personen über 25 Jahren: 13 %) wohingegen Personen über 25 Jahren sich deutlich öfter für „kann ich nicht beurteilen" entscheiden.

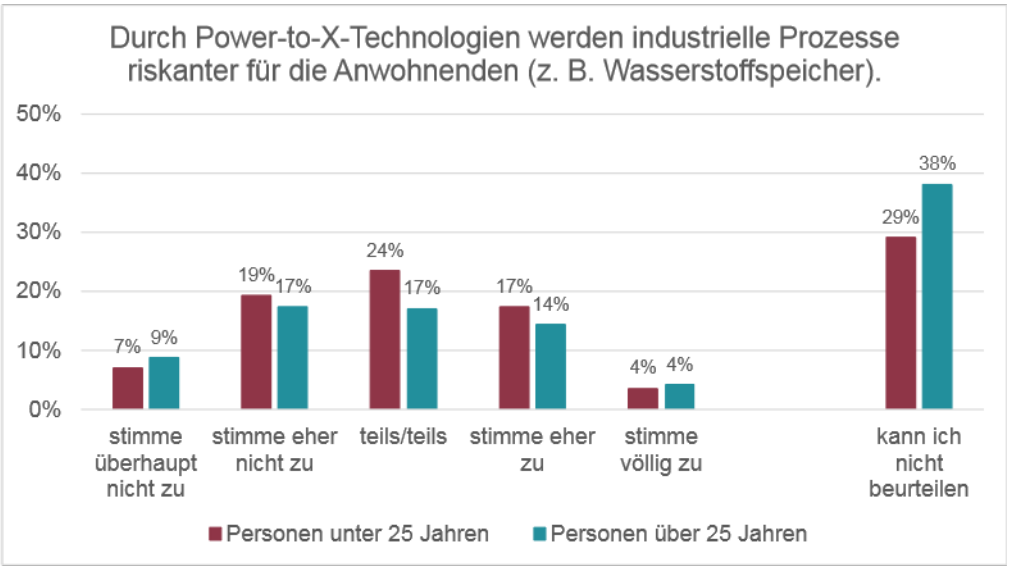


Abbildung 7.10: Einschätzung des möglichen Risikos, dass industrielle Prozesse riskanter für die Anwohnenden werden.

RISIKOWAHRNEHMUNG INDUSTRIELLER PROZESSE MIT PTX

Betrachtet man die Gesamtstichprobe, so sind Zustimmung und Ablehnung hinsichtlich der Aussage, dass durch PtX-Technologien industrielle Prozesse für die Anwohnenden riskanter werden, relativ gleichverteilt (s. **Abbildung 7.10**). Allerdings zeigt sich etwas mehr Ablehnung als Zustimmung: Ein Fünftel der Befragten stimmt „völlig" (4 %) oder „eher"zu (14 bzw. 17 %) und ein Viertel (26 %) stimmt „eher nicht" (17 bzw. 19 %) oder „überhaupt nicht" zu (7 bzw. 9 %). Die Unterschiede zwischen den Altersgruppen bei eben diesen Antwortoptionen sind nicht bedeutend.

Hingegen zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen den beiden Gruppen bei den Antwortoptionen „teils/teils" und „kann ich nicht beurteilen":

Bei den Personen unter 25 Jahren entscheidet sich fast jede*r Dritte (29 %) für die Antwort „kann ich nicht beurteilen". Bei den Personen über 25 Jahren sind es mit 38 % sogar noch mehr als jede dritte Person, die angeben, dieses Risiko nicht beurteilen zu können. Ein umgekehrtes Muster zeigt sich bei der Antwortoption „teils/teils": dies geben mehr Personen unter 25 Jahren (24 % vs. Personen über 25 Jahren: 17 %) an.

Grundsätzlich fällt auf, dass mehr als die Hälfte der Befragten bei diesem Item unsicher bzw. unentschlossen sind („teils/teils" sowie „kann ich nicht beurteilen" zusammen 53 bzw. 55 %). Die Befragten scheinen das durch PtX-Technologien erhöhte Risiko von industriellen Prozessen für Anwohnende nur schwer einschätzen zu können.

7.3 Potenzialanalyse zur Nutzung von Wasserstoff in der Industrie

*Autor*innen: Dinh Du Tran, Luisa López*

Wie bereits in den Kapiteln 5.3 sowie 6.3 beschrieben, bestehen die wesentlichen Änderungen der Potenzialanalyse des Industriesektors – speziell die Anwendung von Wasserstoff – gegenüber der Roadmap 3.0 darin, die aktualisierten Strompotenziale aus dem Basisszenario des Energiemodells (s. Kapitel 3.1) zu übernehmen. Zudem wurde der Wasserstoffbedarf, welcher in Kapitel 7.1 beschrieben wurde, ebenfalls in das Tool integriert.

Im nachfolgenden Kapitel folgt zunächst die Erläuterung der spezifischen Ergebnisse zum Nachfragepotenzial (bzw. der Bedarfe an PtX-Grundressourcen) und der anschließenden Gegenüberstellung mit den Angebotspotenzialen. Anschließend werden die noch verbliebenden Kriterien in den Kriterienclustern „Industrie" und „Infrastruktur" qualitativ eingeordnet. Eine abschließende Einordnung aus Sicht der kriterien-übergreifenden Faktoren sowie den politischen Grundlagen schließt die Potenzialanalyse für Wasserstoff in dieser Projektphase ab.

7.3.1 Ergebnisse der Potenzialanalyse zu Wasserstoff

Wie bereits in der Roadmap 3.0 beschrieben, ist die Bestimmung des Bedarfs an grünem Wasserstoff bis zum Zieljahr 2045 (bzw. auch bis zum Stützjahr 2050) nur sehr schwierig möglich. Aufgrund der diversen Einsatzmöglichen in den unterschiedlichsten Sektoren, u. a. als Energieträger im Gebäudesektor, als Grundstoff in der chemischen Industrie für (PtX-)Folgeprodukte, oder als PtL-Kraftstoffe im Verkehrssektor kann nur eine Größenordnung prognostiziert werden, wie es in verschiedenen Publikationen bereits geschehen ist [24], [31]. Zusätzlich zu den unsicheren Mengenbedarfen ist auch der Hochlauf der Elektrolyse-Kapazität unklar. Diese läuft nur langsam an und selbst unter Berücksichtigung angekündigter Projekte reichen die Elektrolyse-Kapazitäten in Deutschland nicht aus, um die Wasserstoffmengen bereitzustellen, wie eine Studie des Wasserstoff-Kompasses zeigt [75].

BEDARFSPOTENZIAL VON GRÜNEM WASSERSTOFF

Der zukünftige Bedarf von Wasserstoff steht in einigen Sektoren in Konkurrenz zur Direktelektrifizierung. Der direkte Einsatz von Strom ist jedoch nicht überall möglich, sodass unklar ist, bis zu welchem Grad die chemischen Energieträger durch elektrische Anwendungen ersetzt werden können bzw. wie hoch der Wasserstoffbedarf tatsächlich ausfallen wird. Für eine projektübergreifende, einheitliche Analyse werden die in dieser Roadmap gezeigten Ergebnisse zum Wasserstoffbedarf aus der Energiesystemmodellierung übernommen (s. Kapitel 7.1). Die im Tool hinterlegten jahresabhängigen Strom- und Wasserbedarfe sind in **Tabelle 7.1** aufgelistet. Bei den Strombedarfen wurde angenommen, dass keine Entsalzung für die Bereitstellung des Prozesswassers notwendig ist. Die in 2050 benötigten Wassermengen entsprechen ca. 0,22 % der erneuerbaren Wasserressourcen [12].

Hier zeigt sich, dass der Bedarf an Wasserstoff – und demzufolge die dafür notwendigen Strommengen insbesondere nach 2030 rasant ansteigen. Die Begründung hierfür ist in den Kapiteln 3.1, 4.1 und 7.1 gegeben und wird an dieser Stelle nicht wiederholt.

Ein direkter Vergleich mit dem Stromangebot auf Basis erneuerbarer Energien in Kapitel 3.5 zeigt, dass der Wasserstoffbedarf in allen Jahren nicht mit den ausschließlich deutschen PtX-Strompotenzialen gedeckt werden könnte (also dem Strompotenzial abzüglich des originären Strombedarfs). Das bedeutet im Umkehrschluss, dass zur Deckung der Wasserstoffbedarfe ein Import in Form von Strom oder Energieträgern (bspw. grüner Wasserstoff) stattfinden muss.

Tabelle 7.1: Bedarf an grünem Wasserstoff in Deutschland (in TWh und in Mio. t) sowie die dafür notwendigen Strom- und Wassermengen.

		2020	2030	2040	2050
Bedarf an grünem Wasserstoff	**TWh**	**0,00**	**91,1**	**406,4**	**648,5**
	Mio. t	**0,00**	**2,73**	**12,19**	**19,46**
Benötigtes Strompotenzial	TWh	0,00	125,79	544,17	841,26
Benötigte Wassermengen	Mio. t	0,00	30,07	134,13	214,03

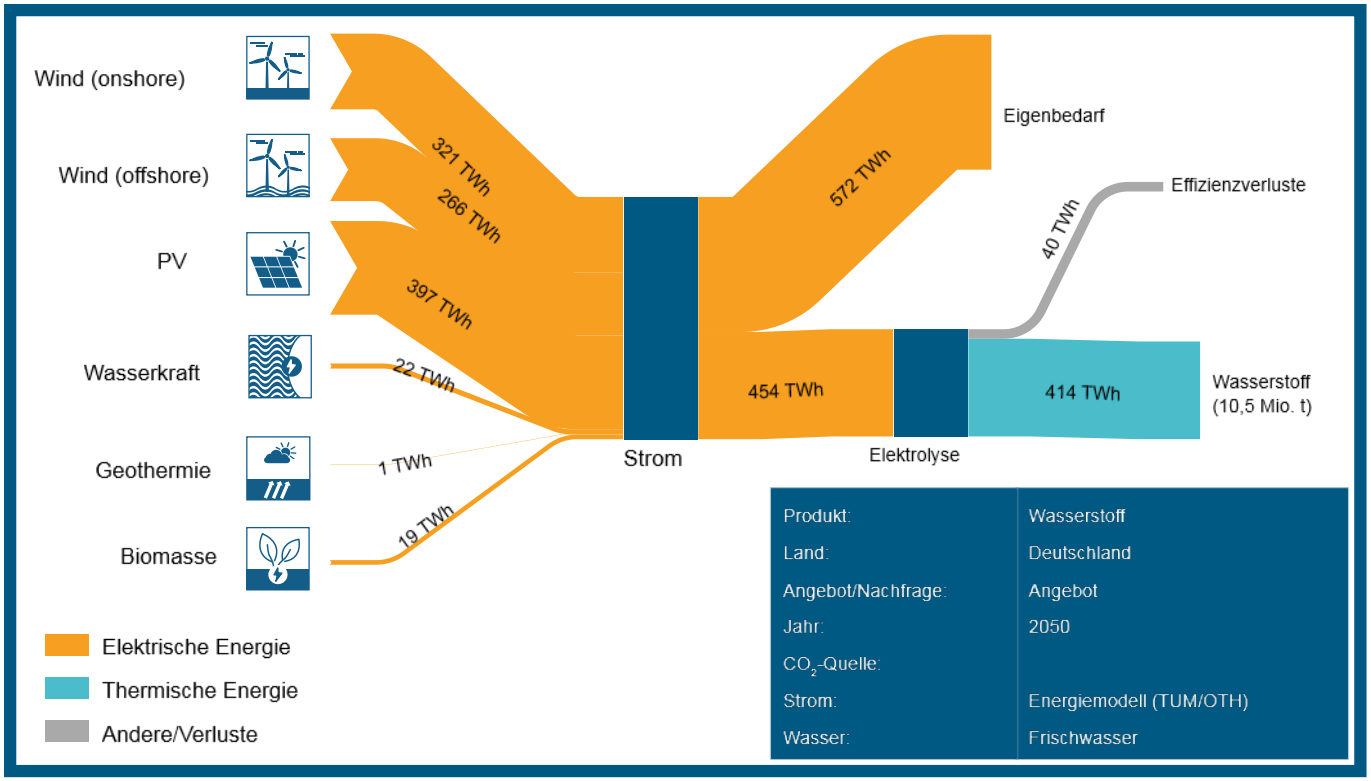


Abbildung 7.11: Angebotspotenzial an Wasserstoff in Deutschland im Jahr 2050.
Als Wasserquelle dienen erneuerbare Wasserressourcen.

ANGEBOTSPOTENZIAL VON GRÜNEM WASSERSTOFF

Analog zu den vorherigen Kapiteln zur Potenzialanalyse soll auch für grünen Wasserstoff ein Szenario betrachtet werden, bei dem das technische Strompotenzial ausschließlich in die Herstellung eines PtX-Produkts geht. Aufgrund der Tatsache, dass am Anfang der PtX-Prozesskette immer grüner Wasserstoff steht, ist dieses Szenario im Vergleich zu den anderen Kapiteln deutlich realistischer, wenn auch immer noch unwahrscheinlich. Dennoch wird an dieser Stelle auf ein 10 %-Szenario mit dem PtX-Strom verzichtet.

Für diesen einfachen Fall (also sozusagen dem 100 %-Szenario) fließt das Strompotenzial ausschließlich in den einen technischen Prozessschritt zur Wasser-Elektrolyse (genauer genommen, einem Mix aus SOEC, PEM und AEL; s. Kapitel 3.5). Laut dem Basisszenario des Energiemodells existiert hierfür (nach Abzug des deutschen Originärstrombedarfs) lediglich im Jahr 2040 und 2050 ein PtX-Strompotenzial, welches in einem technischen Angebotspotenzial von 8,4 Mio. t (280,82 TWh) bzw. 10,5 Mio. t (351,11 TWh) an grünem Wasserstoff in diesen beiden Jahren resultiert. Der für diesen PtX-Prozess verhältnismäßig unkomplizierte Energiefluss ist als Sankey-Diagramm in **Abbildung 7.11** dargestellt.

Stellt man diese Resultate den oben beschriebenen Bedarfen gegenüber, wird deutlich, dass mit ausschließlich deutschen Strompotenzialen lediglich ein Anteil von ca. 62 % (in 2040), bzw. 44 % (in 2050) des prognostizierten Wasserstoffbedarfs gedeckt werden kann. Diese Mengen verdeutlichen den Bedarf an Importen.

7.3.2 Weitere Kriterien zur Einordnung der bisherigen technischen Potenzialmengen

Während ein Großteil der vielen Kriterien in den Industrieclustern „Grundressourcen", „Industrie" und „Infrastruktur" bereits durch die oben beschriebenen Analysen sowie im zugrundeliegenden Energiemodell abgedeckt sind, werden viele der verbliebenen Kriterien durch die jüngst zahlreich aufkommenden Projekte mit Wasserstoffbezug weitaus detaillierter betrachtet. Hier sind zum einen die BMBF-geförderten Wasserstoffleitprojekte H2Giga, H2Mare und TransHyDE[6] zu nennen, die einen zentralen Beitrag zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie leisten und sich mit der Serienfertigung von Elektrolyseuren, der offshore Produktion von grünem Wasserstoff und den PtX-Folgenprodukte sowie der Wasserstoffinfrastruktur beschäftigen. Die Grundlage für die Wasserstoff-Roadmap der Bundesregierung soll u.a. das BMBF- und BMWK-geförderte Projekt Wasserstoff-Kompass bilden, welches unterschiedliche Pfade in die Wasserstoffwirtschaft herausarbeitet[7].

Diese detaillierten Arbeiten sind letztendlich eine notwendige Ergänzung zu den Arbeiten dieser Potenzialanalyse bzw. des Tools, welches die verschiedenen Direktanwendungen, wie beispielsweise Brennstoffzellen, dem Stahlsektor, der Gebäudewärme, Energieträger in der Industrie oder die Rückverstromung sowie die möglichen PtX-Folgeprodukte nicht direkt ausweist, sondern lediglich eine Abschätzung über die Größenordnungspotenziale gibt.

7.4 Analysen zu der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette zur Herstellung von Wasserstoff über die PEM-Elektrolyse

7.4.1 Prozessbeschreibung

*Autor*innen: Andrea Cadavid Isaza, Moritz Raab*

In einer Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM)-Elektrolyse erfolgt ein elektrochemischer Umwandlungsprozess bei dem Wasser durch den Einsatz elektrischer Energie in den chemischen Energieträger Wasserstoff (H_2) sowie Sauerstoff (O_2) gespalten wird. Damit stellt die PEM-Elektrolyse eine Alternative zur klassischen alkalischen Elektrolyse dar, bei der korrosive Substanzen erforderlich sind sowie zur Hochtemperatur und AEM-Elektrolyse (engl.: Anion Exchange Membrane Electrolysis), welche noch nicht im MW-Maßstab verfügbar sind. Als elektrochemischer Prozess bildet die PEM-Elektrolyse die Schnittstelle zwischen erneuerbarer Energie aus PV oder Wind und thermochemischen Folgeprozessen, in welchen H_2 genutzt bzw. umgesetzt wird. Die Spaltung des Wassers erfolgt in der Elektrolysezelle, welche in **Abbildung 7.12** dargestellt ist. Das Fließbild des untersuchten Prozesses ist vereinfacht in **Abbildung 7.13** in der Box dargestellt. An der Anode wird vorgereinigtes Wasser in O_2 und positiv geladenen Wasserstoffatome (Protonen bzw. H+) gemäß folgender Gleichung zerlegt:

$$H_2O \rightleftharpoons \tfrac{1}{2}\,O_2 + 2H^+ + 2e^-$$

Gleichung 7.1

Die Protonen wandern durch eine Membran an die Kathode, rekombinieren mit einem Elektron und werden als H_2 freigesetzt. Die Kathodengleichung lautet:

$$2H^+ + 2e^- \rightleftharpoons H_2$$

Gleichung 7.2

[6] https://www.wasserstoff-leitprojekte.de
[7] https://www.wasserstoff-kompass.de

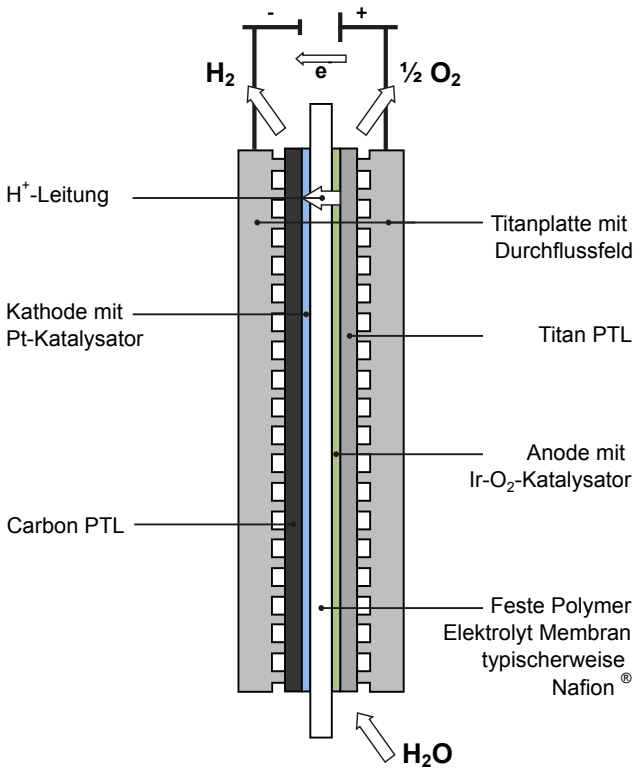


Abbildung 7.12: Spaltung des Wassers in der Zelle einer PEM-Elektrolyse.
PTL: poröse Transportschichten.

Je nach Elektrolyseart können sich die Anoden- und Kathodengleichung unterscheiden, während die Gesamtgleichung bei der reinen Wasserelektrolyse immer die gleiche ist. In Abhängigkeit der Betriebsweise können an den Elektroden unterschiedliche Druckniveaus vorherrschen. Im betrachteten Prozess liegen diese bei 30 bar an der Kathode und bei 1 bar an der Anode. Dies ist von Vorteil, da H_2 meist auf erhöhten Druckniveaus benötigt wird und die elektrochemische Kompression energetisch günstiger ist als ein nachgeschalteter Verdichter.

Die Elektroden der PEM-Elektrolyse sind aus speziellem Katalysatormaterial gefertigt. Auf der Anodenseite wird u. a. Iridium benötigt, während auf der Kathodenseite Platin verwendet wird. Anode, Membran und Kathode bilden zusammen die so genannte Membran-Elektroden-Einheit (MEA) und sind der Kern einer Elektrolysezelle. Mehrere Zellen werden gestapelt (elektrisch in Reihe geschaltet) und ergeben mit weiteren Komponenten (wie den porösen Transportschichten (engl.: porous transport layers, PTLs), Bipolarplatten, Endplatten und Befestigungsbolzen) den PEM-Stack.

Technische Forschungsschwerpunkte im Projekt sind die Reduktion der Iridiumbeladung auf bis zu 10 % der heutigen Werte sowie die Erhöhung der Stromdichte ohne Wirkungsgradverluste (bzw. ein höherer Wirkungsgrad bei gleicher Stromdichte). Iridium wird auf der Anodenseite benötigt und katalysiert die Freisetzung des Sauerstoffs. Die Reduktion der Iridiumbeladung ist erforderlich, um einen großskaligen Ausbau der Elektrolysekapazitäten zu ermöglichen. Der momentane Bedarf an Iridium pro Anschlussleistung der PEM-Elektrolyse beträgt 500 kgIr/GWEl, die derzeitige Fördermenge liegt jedoch bei 4 t/a wodurch selbst bei kompletter Nutzung des jährlich geförderten Iridiums weltweit maximal 8 GW pro Jahr an PEM-Elektrolyseleistung zugebaut werden könnte [76].

Eine Erhöhung der Stromdichte ohne Wirkungsgradverluste reduziert ebenfalls den spezifischen Materialbedarf und soll durch den Einsatz von dünnen Membranen realisiert werden. Die Forschungsschwerpunkte fokussieren sich daher auf einzelne Unterpunkte des PEM-Stacks.

Weitere Komponenten der PEM-Elektrolyse-Anlage sind die Gasaufbereitung sowie elektrische Komponenten wie Gleichrichter und Spannungswandler. Je nach Anforderung bzw. auch wegen Sicherheitsgründen muss der Wasserstoff von Sauerstoffspuren befreit und von Wasser getrocknet werden. Falls für den Sauerstoff eine Nutzung vorgesehen ist, kann auch hier eine Gasreinigung erforderlich sein. Die Bezeichnung Balance-of-plant (BoP) bezeichnet vereinfachend die restlichen Komponenten, die zum Betrieb einer PEM-Elektrolyse erforderlich sind. Dies beinhaltet u.a. die Wasseraufbereitung, die Kühlung oder die Einhausung. Diese Aufteilung ist im weiteren Verlauf in Kapitel 7.4.2 und Kapitel 7.4.3 relevant.

Als Referenzprozess für die Bereitstellung von Wasserstoff wird die Methan-Dampfreformierung (engl.: steam methane reforming, SMR) betrachtet. Der Prozess ist vereinfacht in **Abbildung 7.13** in der Box dargestellt. Bei diesem Prozess wird Erdgas als Methanquelle sowie oft auch als Energiequelle für die Dampferzeugung verwendet. Dabei reagiert Methan in einem endothermen Prozess mit Dampf zu H_2 und Kohlenstoffmonoxid (CO). Im nachfolgenden Schritt wird das CO mit Wasser in CO_2 und Wasserstoff umgewandelt. Um eine vergleichbare Reinheit des Wasserstoffs wie nach einer PEM-Elektrolyse zu erreichen, ist eine Druckwechseladsorption erforderlich. Der Referenzprozess findet bei 30 bar statt, die Gesamtreaktionsgleichung lautet:

$$CH_4 + 2H_2O \rightleftharpoons CO_2 + 4H_2$$

Gleichung 7.3

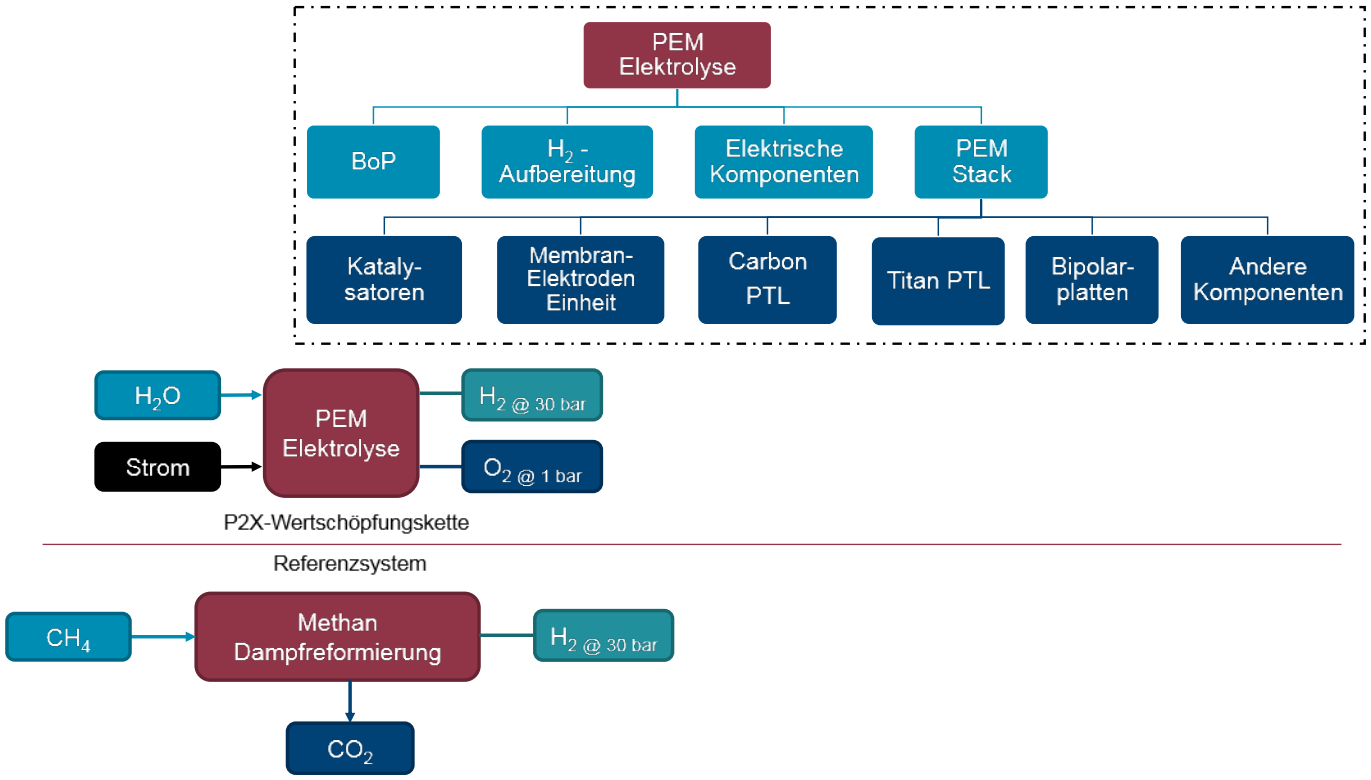


Abbildung 7.13: Fließbild der PEM-Elektrolyse und der fossilen Referenz zur Wasserstoffbereitstellung sowie der in der LCA und TÖA betrachteten Komponenten im Modell der PEM-Elektrolyse (s. Kasten).
BoP: Balance-of-Plant, PTL: poröse Transportschichten.

7.4.2 Life Cycle Assessment

*Autor*innen: Andrea Cadavid Isaza, Cristina de la Rua*

Der PEM-Elektrolyseur wird in einer Cradle-to-Grave LCA-Analyse untersucht, das Ende der Lebensdauer des Elektrolyseurs wird betrachtet, die funktionelle Einheit ist ein kg produzierter Wasserstoff bei 30 bar. Die Nutzungsphase des Wasserstoffs wird nicht berücksichtig, da es von den späteren Prozessen in der Wertschöpfungskette abhängt und nicht Teil des Untersuchungsrahmens ist.

Das LCA-Modell der PEM-Elektrolyse enthält spezifische Informationen für die folgenden Stack-Komponenten: Anode, Kathode, Membran, Carbon und Titan PTLs, Bipolarplatten und andere Komponenten, in denen die Endplatten und Befestigungsbolzen enthalten sind. Die Stacks sind bis zu einer Größe von 250 kW standardisiert, die größeren Anlagen werden als Verbund von Stacks mit kleinerer Größe dargestellt. Dadurch werden für die Bilanz der Anlage und der Hilfskomponenten drei verschiedene Anlagengrößen betrachtet, eine kleine mit 250 kW, eine mittlere mit 1 MW und eine große Anlage mit 10 MW. Für das Ende der Lebensdauer wurde eine wirtschaftliche Allokation der Auswirkungen in Betracht gezogen, die durch die Demontage des Systems, die Entsorgung von Abfällen und den Energiebedarf durch das Recycling von Materialien verursacht werden. Für die wirtschaftliche Allokation werden die recycelten Mengen und deren Marktwert benötigt. Nähere Angaben zu den Recyclingraten und den angenommenen Marktpreisen finden sich im Technischen Anhang.

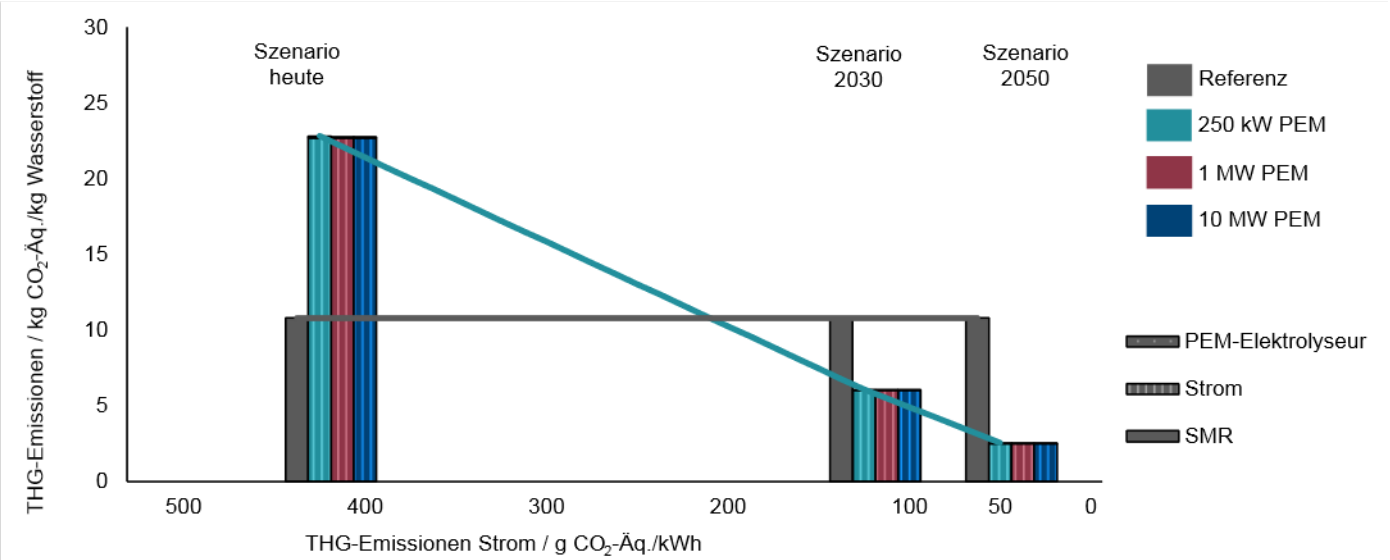


Abbildung 7.14: Treibhausgasemissionen der Wasserstofferzeugung in Abhängigkeit der strombedingten Emissionen.
SMR: Dampfreformierung

ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN

Abbildung 7.14 zeigt die Entwicklung der direkten und indirekten Treibhausgasemissionen der Wasserstofferzeugung mittels PEM-Elektrolyse in Abhängigkeit der spezifischen Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung. Dem gegenübergestellt sind die Treibhausgasemissionen des Referenzprozesses, der die konventionelle Herstellung von Wasserstoff mittels SMR darstellt. Für diesen bereits etablierten Prozess wird keine Veränderung der THG-Emissionen angenommen. In der LCA-Analyse spielen der Stack und die Anlage keine signifikante Rolle, ihr Anteil an den spezifischen Treibhausgasemissionen des erzeugten Wasserstoffs liegt bei unter 0,5 % für das Szenario 2020 und bei unter 2 % für das Szenario 2050, weshalb nur geringe Unterschiede zwischen den verschiedenen Anlagengrößen zu erkennen sind. Der größte Teil der Emissionen ist auf die Stromerzeugung zurückzuführen. Die starke Verringerung der Auswirkungen durch den Strom ist nicht nur auf eine Verringerung der Auswirkungen des Stroms selbst zurückzuführen, sondern auch auf eine Erhöhung des Wirkungsgrads des Elektrolysestacks von 65,9 % (LHV) im Jahr 2020, auf 71,9 % (LHV) bzw. 77,8 % (LHV) im Jahr 2030 bzw. 2050.

Der Vergleich im „Szenario heute" zeigt, dass die Herstellung von strombasiertem Wasserstoff aufgrund der durch den benötigten Strom verursachten indirekten Emissionen aus Klimagesichtspunkten noch nicht sinnvoll ist. Dies ändert sich jedoch mit einer Erhöhung des Anteils von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung. Der Break-Even-Punkt zwischen Referenzprozess und Wasserstofferzeugung mittels PEM-WE wird erreicht, wenn der Strommix höchstens 200 g CO_2-Äq./kWh oder weniger erzeugt, was vor 2030 geschehen sollte. Im „Szenario 2050" kann eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 76 % für den mittels PEM-Elektrolyse erzeugten Wasserstoff erreicht werden.

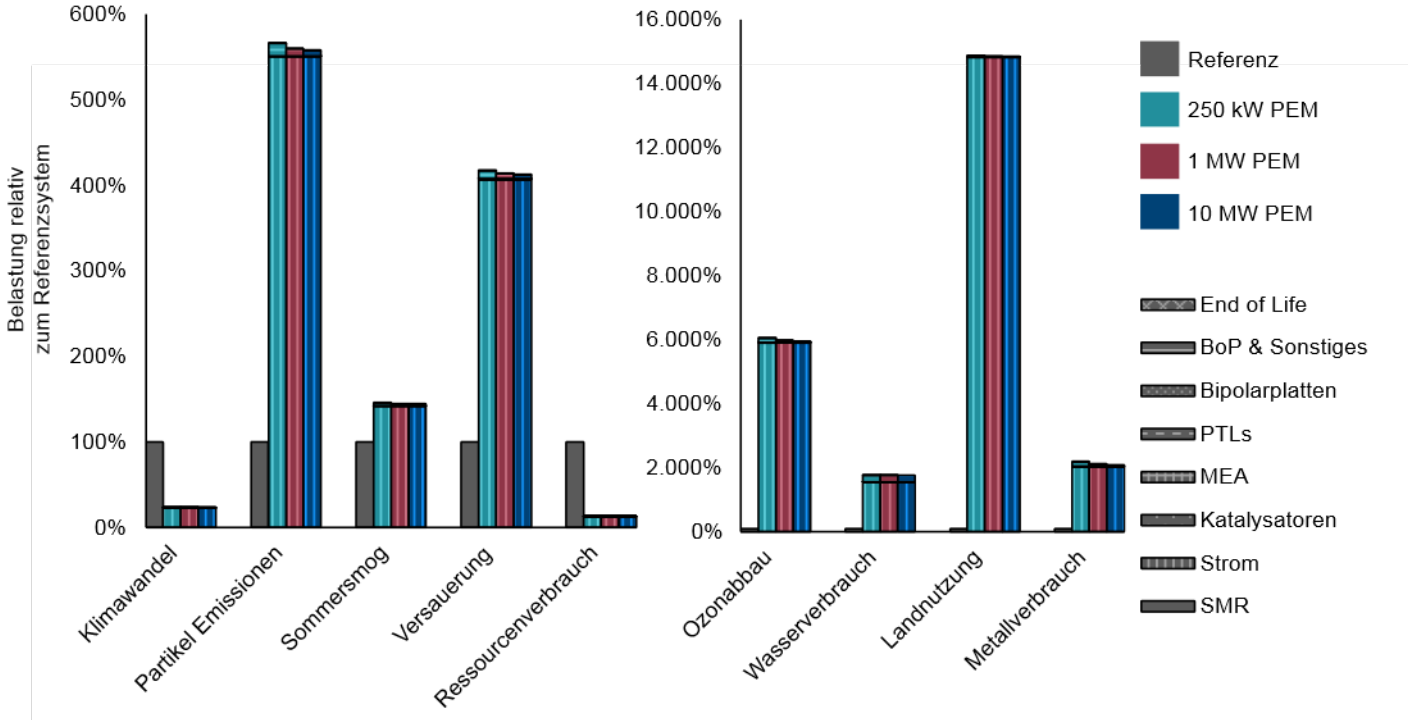


Abbildung 7.15: Vergleich aller Wirkungskategorien der Wasserstofferzeugung im Szenario 2050 relativ zum Referenzsystem.
SMR: Dampfreformierung, BoP: Balance of Plant, PTL: poröse Transportschichten, MEA: Membran-Elektroden-Einheit

ALLE UMWELTKATEGORIEN

Bei der Betrachtung anderer Wirkungskategorien auf Basis des 2050-Szenarios wird auch die Referenztechnologie mit der PEM-Elektrolyse zur Wasserstofferzeugung verglichen (**Abbildung 7.15**). Neben der bereits diskutierten Senkung der Treibhausgasemissionen kann durch die elektrolytische Wasserstoffproduktion eine Reduktion in der Kategorie Ressourcenverbrauch um 87 % im Vergleich zur SMR erreicht werden.

In den anderen Kategorien führt der Technologiewechsel zu einer Verschlechterung, was in jedem Fall auf den Strommix zurückzuführen ist. Trotz der Effizienzsteigerungen des Elektrolyseurs und damit der Verringerung des benötigten Stroms pro kg Wasserstoff zeigt der Strommix einen vergleichsweisen großen Einfluss auf die anderen Kategorien. Zum Verständnis der wichtigsten Faktoren für die Auswirkungen auf den Stromsektor wird auf Abschnitt 4.2.1 verwiesen.

Die Ergebnisse zeigen, dass es einen Trade-Off zwischen den Wirkungskategorien des Referenzprozesses und der PEM-Elektrolyse gibt. Jedoch bleibt zu beachten, dass die durchgeführte Modellierung für das Jahr 2050 die heutigen Datensätze verwendet.

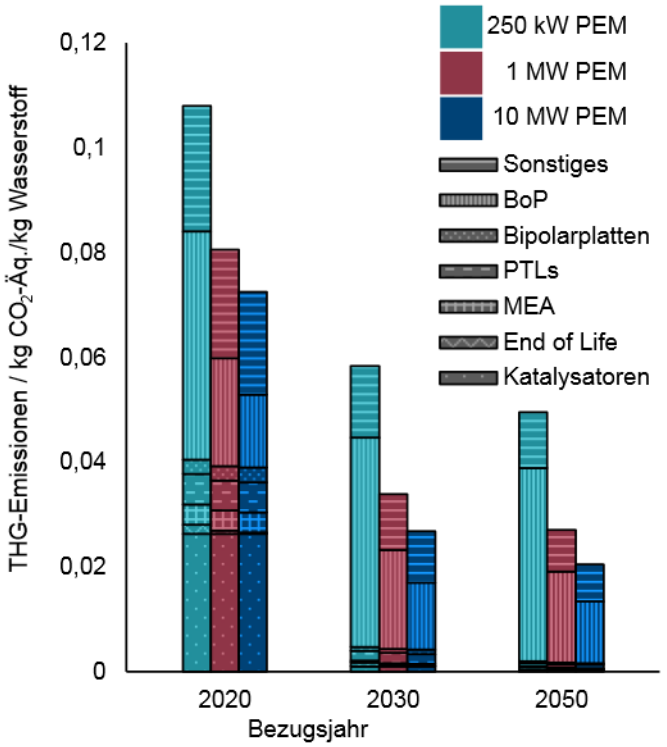


Abbildung 7.16: Treibhaugasemissionen der PEM-Elektrolyse Anlage ohne Stromemissionen.
BoP: Balance of Plant, PTL: poröse Transportschichten, MEA: Membran-Elektroden-Einheit

FOKUSUNTERSUCHUNG: THG-EMISSIONEN DES STACK SYSTEMS

In der Detailanalyse werden nun ausschließlich die Emissionen der Komponenten der PEM-Elektrolyse betrachtet (**Abbildung 7.16**), um auch dort Entwicklungen über die Jahre zu beobachten, welche sonst von den Emissionen der Stromerzeugung überlagert werden. Im Jahr 2020 spielen die Katalysatoren eine wichtige Rolle, was im Verhältnis zur Gesamtemission bei der 10-MW-Anlage stärker ins Gewicht fällt. Mit der Umsetzung der Reduzierung des Iridium- und Platingehalts in den Katalysatoren wird eine signifikante Reduzierung von 96,3 % im Jahr 2030 und bis zu 98,5 % im Jahr 2050 erreicht, so dass sie in diesen Jahren nicht mehr sichtbar sind und keine wichtige Rolle beim Klimawandel spielen.

In allen Jahren und Größen spielt der BoP eine wichtige Rolle, was hauptsachlich auf die Nutzung von Polytetrafluorethylen (PTFE) zurückzuführen ist. Mit steigender Anlagengröße sinken aber die spezifischen Emissionen der BoP, da bei größeren Anlagen weniger Materialien pro kW installierter Anlage benötigt werden. Ebenso spielt die Leistungselektronik eine große Rolle, welche unter Sonstiges berücksichtig wird. Da keine Verbesserung im Materialeinsatz der BoP angenommen wird, verändern sich diese Mengen über die Szenarien kaum. Die leichte Senkung der Emissionen lässt sich durch Effizienzsteigerung der Elektrolyse erklären. Bei der Betrachtung des Stacks zeigt sich, dass die Steigerung des Wirkungsgrades und der Lebensdauer dazu führt, dass in späteren Jahren die spezifischen Emissionen dieser Komponente gar nicht mehr sichtbar sind.

FOKUSUNTERSUCHUNG: UNSICHERHEITSANALYSE

Neben der Durchführung einer herkömmlichen LCA wurde eine Unsicherheitsanalyse der Daten mit Hilfe einer Monte-Carlo-Analyse durchgeführt. Diese Analyse ermöglicht eine wiederholte Berechnung der Umweltauswirkungen auf der Grundlage von Zufallswerten, entsprechend den Wahrscheinlichkeitsverteilungen aller Parameter, z. B. Wirkungsgrad, Materialmenge, Lebensdauer, usw. In diesem Sinne stellt die Monte-Carlo-Analyse die Unsicherheit der Primär- und Hintergrunddaten dar. Die Informationen über die Wahrscheinlichkeitsverteilung der einzelnen Parameter und Daten des Primärprozesses werden durch eine Pedigree-Matrix gegeben, die die Technologiepartner*innen ausgefüllt haben, die jedoch aus Gründen der Vertraulichkeit nicht veröffentlicht wird. Die Pedigree-Matrix setzt sich aus fünf Indikatoren für die Datenqualität zusammen: Zuverlässigkeit, Vollständigkeit, zeitliche Korrelation, geografische Korrelation und weitere technologische Korrelation [77]. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Hintergrundprozesse wird direkt aus dem jeweiligen ecoinvent 3.6-Datensatz genommen.

Abbildung 7.17 zeigt die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ergebnisse in Bezug auf den Nennwert (=LCA-Ergebnis). Das Farbschema unterliegt folgender Verteilung: der petrolfarbene Balken stellt die Wahrscheinlichkeit dar, dass die betrachteten Umweltauswirkungen des Wasserstoffs mindestens 10 % unter dem Nennwert liegen. Der dunkelblaue Balken zeigt die Wahrscheinlichkeit mit derer die Auswirkungen innerhalb eines Bereichs von ± 10 % des Nennwerts liegen. Zuletzt zeigt folglich der rote Balken mit welcher Wahrscheinlichkeit die Umweltauswirkungen größer als der Nennwert plus 10 % sind.

Daraus folgt beispielsweise, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 64 %, der Metallverbrauch um maximal 10 % vom

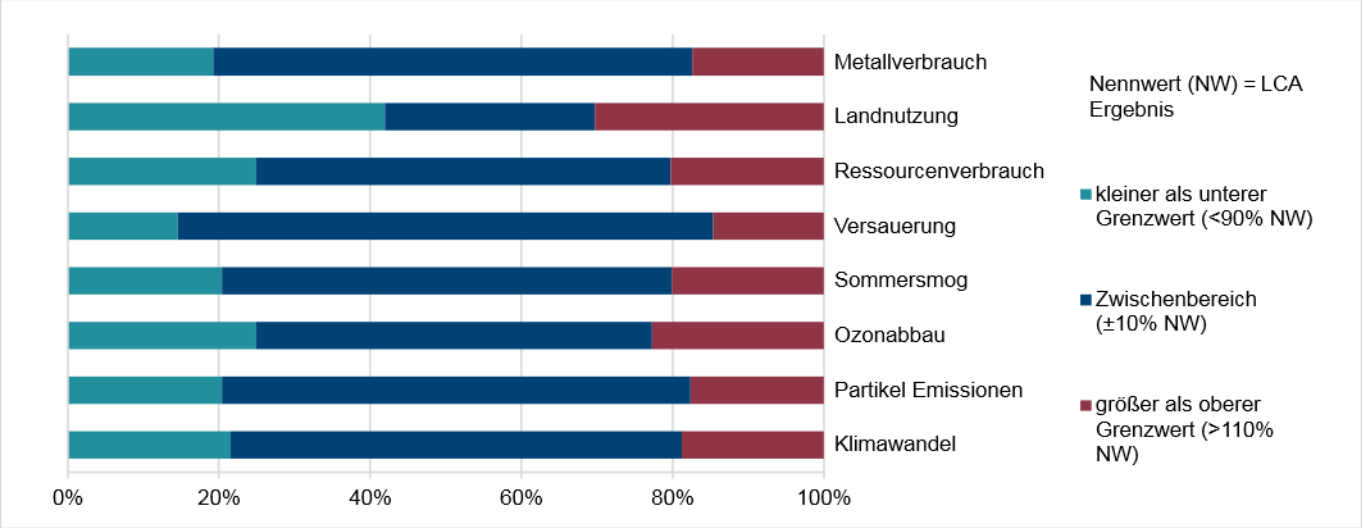


Abbildung 7.17: Wahrscheinlichkeitsverteilung der LCA-Ergebnisse.

berechneten Nennwert abweicht. Ebenso beträgt die Wahrscheinlichkeit, dass der Metallverbrauch kleiner ist als 90 % des Nennwertes, nur 19 % und die Wahrscheinlichkeit, dass der Metallverbrauch mehr als 110 % des Nennwertes beträgt, nur 17 %.

Daraus ergibt sich für die meisten Wirkungskategorien eine Wahrscheinlichkeit von über 75 %, dass sie kleiner oder in der Nähe (±10 %) des vorher berechneten Nennwertes liegen. Die Kategorien Landnutzung ist die Ausnahme. Der Grund für die hohe Unsicherheit in der Kategorie Landnutzung ist die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Industrieflächennutzung für die globale Herstellung der Montagesysteme der Freiflächen-PV-Anlagen in Deutschland.

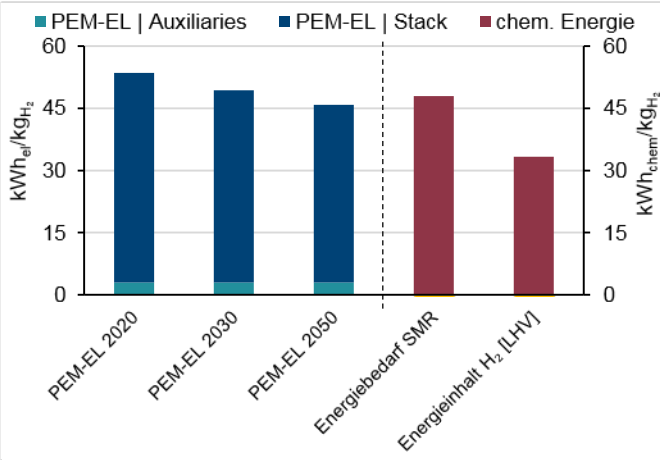


Abbildung 7.18: Energiebedarf für die Produktion von Wasserstoff | PEM-Elektrolyse vs. Referenz.

7.4.3 Techno-ökonomische Analyse

Autor: Moritz Raab

Die techno-ökonomische Analyse (TÖA) der Gestehungskosten des Wasserstoffs über die PEM-Elektrolyse wurde vom DLR mit dem Softwaretool TEPET ermittelt. Sämtliche Eingangsparameter, welche für die TÖA erforderlich sind, sind im Technischen Anhang gelistet. Die Größe der Elektrolyse wird durch den Anwendungsfall aus Kapitel 8.2.1 definiert, bei welcher an 10 Wasserstofftankstellen insgesamt 12 t_{H2}/d vertankt werden. Die in der Elektrolyse erzeugte Menge liegt etwas höher, um Verluste in der betrachteten Transportkette zu kompensieren. Der spezifische Energiebedarf für die Erzeugung von Wasserstoff über die PEM-Elektrolyse wurde von den technischen Projektpartner*innen ermittelt. Hierbei wird zwischen dem Strombedarf für den Stack sowie dem für die Peripherie der Elektrolyse unterschieden. Der Energiebedarf des fossilen Referenzprozesses (SMR) basiert auf Literaturdaten [78]. Die Werte sind in **Abbildung 7.18** grafisch dargestellt, wobei der reine Energieinhalt des Wasserstoffs als Vergleich ebenfalls abgebildet ist.

Die Balken auf der linken Seite in **Abbildung 7.18** geben den elektrischen Energiebedarf pro kg Wasserstoff an. Durch die perspektivische Steigerung des Wirkungsgrades reduziert sich der Wert von 2020 um ca. 14 % bis zum Jahr 2050, wobei für die Peripherie keine Effizienzsteigerung angenommen wurde. Die roten Balken auf der rechten Seite geben zum einen den spezifischen Energiebedarf für die Dampfreformierung sowie den Energieinhalt des Wasserstoffs zum Vergleich an. Für die Kostenschätzung wird die PEM-Elektrolyse in die vier

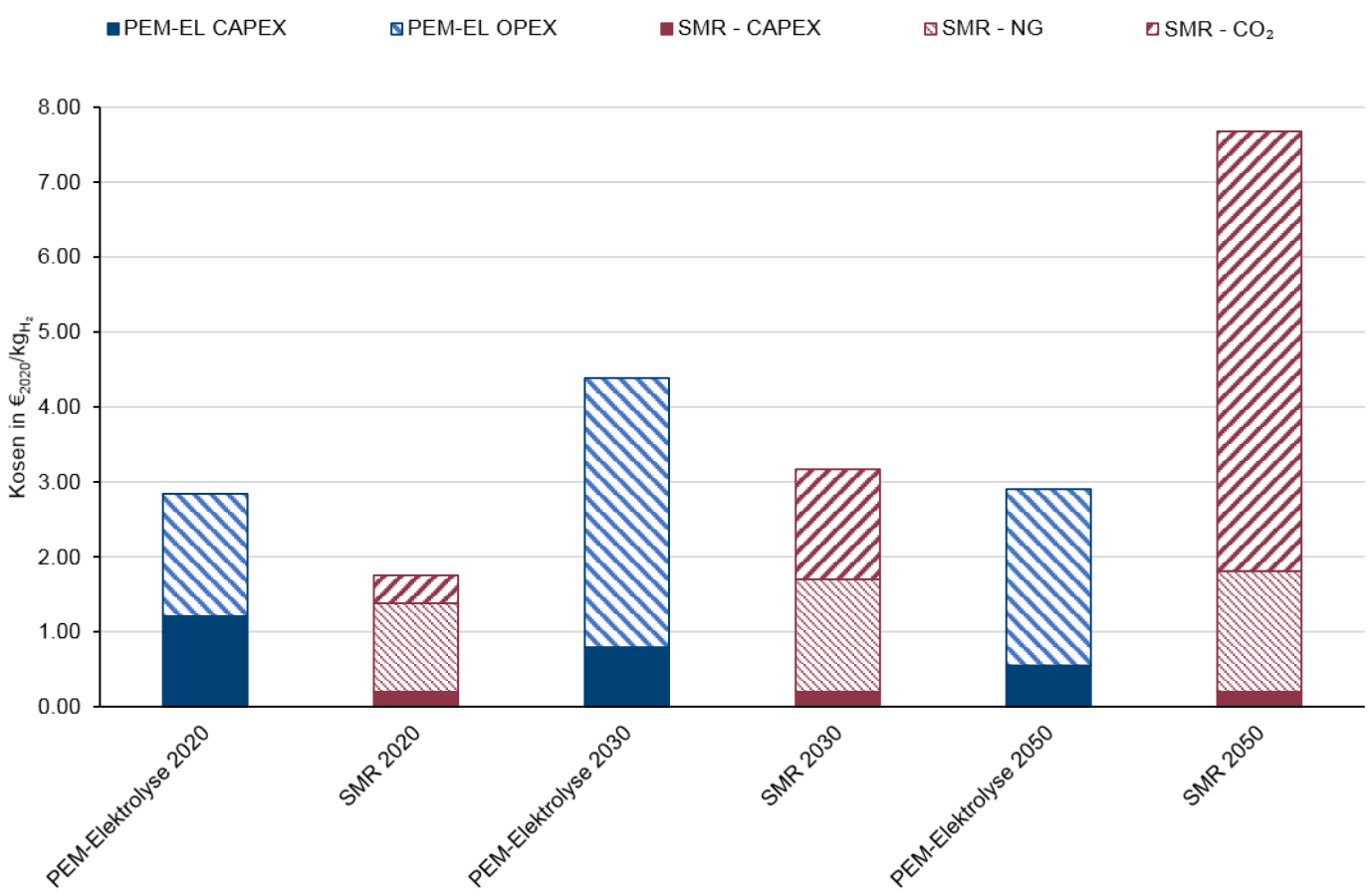


Abbildung 7.19: Kosten für die Produktion von Wasserstoff | PEM-Elektrolyse vs. Referenz.

in **Abbildung 7.13** dargestellten Untereinheiten zerlegt. Dies ist erforderlich, da jede dieser Untereinheiten einen unterschiedlichen Scaling-Faktor hat. Dieser beschreibt den Zusammenhang zwischen den spezifischen Kosten und der Kapazität eines Equipments. In Kapitel 7.4.1 wird der Forschungsschwerpunkt, im Wesentlichen die Reduktion der spezifischen Edelmetallbeladung auf 10 % des heutigen Wertes bei einer Verdoppelung der Stromdichte, beschrieben. Die Reduktion der Edelmetallbeladung beeinflusst hauptsächlich den Unterpunkt „Katalysatoren" des „PEM-Stacks", dargestellt in **Abbildung 7.13.** Der Einfluss der Forschungsaktivitäten auf die Kosten ist jedoch im Rahmen der Schätzgenauigkeit (± 30 %) nicht darstellbar, was von unabhängiger Seite durch Forschende außerhalb des Projektes bestätigt und bereits in der Roadmap 3.0 angenommen wurde. Die Wasserstoffgestehungskosten für die PEM-Elektrolyse sowie den Referenzprozess sind für die betrachteten Stützjahre in **Abbildung 7.19** dargestellt. Die Kosten für die Methan-Dampfreformierung (SMR) basieren auf [78] und wurden mit dem CEPCI in € $_{2020}$/kg umgewandelt.

In **Abbildung 7.19** ist ersichtlich, dass die Kosten für Wasserstoff aus der Elektrolyse wie auch bei dem

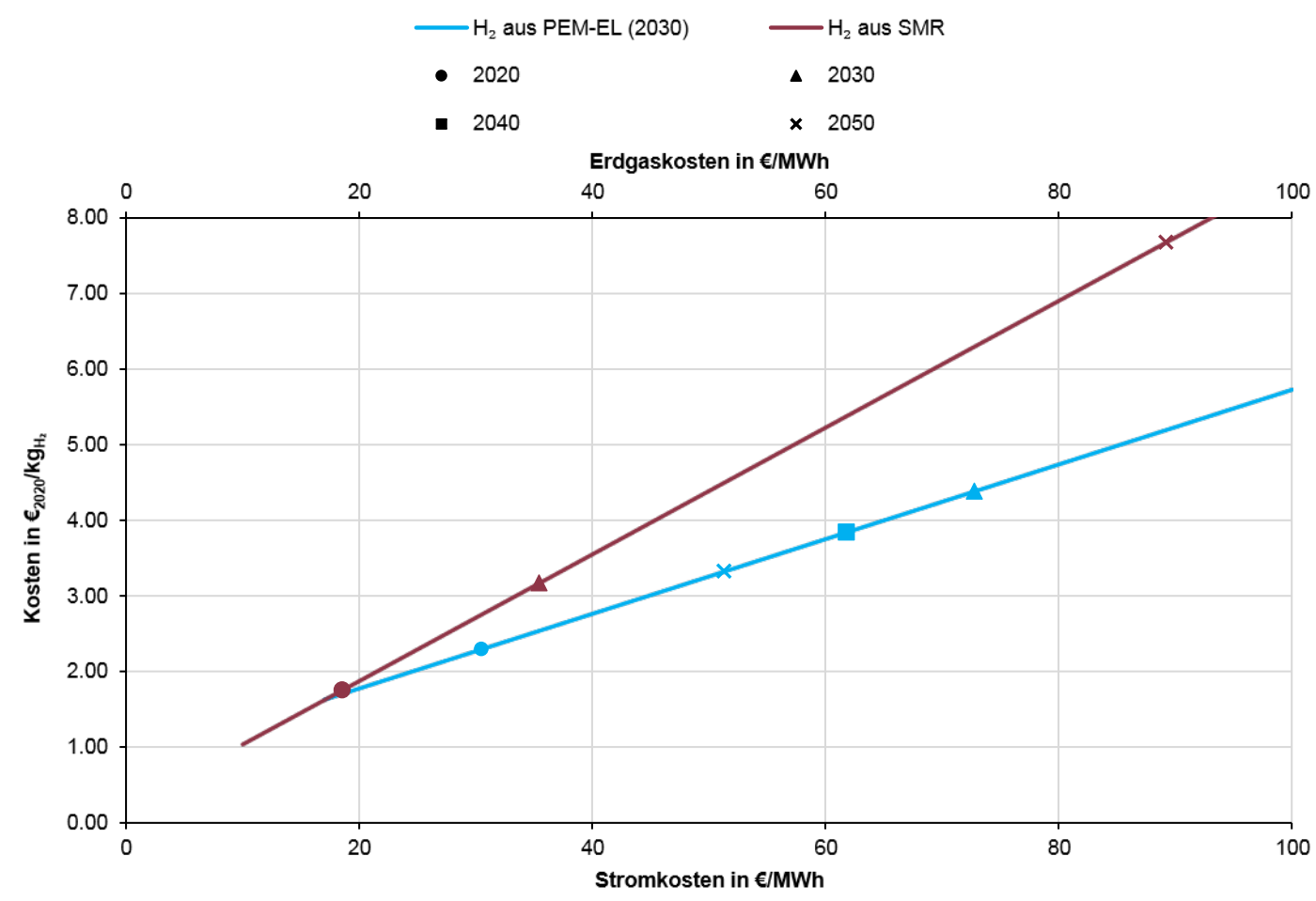


Abbildung 7.20: Zusammenhang zwischen Energiekosten und Wasserstoffkosten | PEM-Elektrolyse vs. Referenz.

Referenzprozess stark von den OPEX abhängen. Während bei der PEM der CAPEX-Kostenanteil perspektivisch an Gewichtung verliert und im Jahr 2050 nur noch 13 % der Gesamtkosten ausmacht, wird er beim Referenzprozess als konstant angenommen. Aus der Abbildung geht ebenfalls hervor, dass auf Basis der Eingangsdaten die Kosten für Wasserstoff aus fossilen Quellen auch im Jahr 2030 noch geringer sind als Wasserstoff aus der Elektrolyse und im Jahr 2050 nur die Kosten für die CO_2-Emissionen das Ranking ändern. Diese Aspekte hängen stark von den Eingangsparametern ab und die ersten vier Monate des Jahres 2022 haben gezeigt, dass die Kosten auf dem Energiemarkt starken Schwankungen unterliegen. Um den Einfluss der Energiekosten auf die Wasserstoffgestehungskosten darzustellen, werden die Strom- und Erdgaskosten variiert. Dabei werden die CAPEX für die PEM-EL aus dem Jahr 2030 herangezogen.

In **Abbildung 7.20** ist der Verlauf der Wasserstoffkosten in Abhängigkeit der Energiekosten abgebildet. Dabei sind die Energiekosten aus den betrachteten Jahren entsprechend markiert. Es ist ersichtlich, dass bei steigenden Energiekosten die Kosten für Wasserstoff aus der Elektrolyse geringer ansteigen als bei Wasserstoff aus der Dampfreformierung.

7.5 Analysen zu der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette zur Nutzung von Wasserstoff in der Spezialglasherstellung

Die Glasindustrie ist ein Teil der energieintensiven Industrie, wobei der Großteil der Energie in Form von Prozesswärme zum Aufschmelzen der Rohstoffe benötigt wird. Dafür wird in Deutschland überwiegend Erdgas eingesetzt. Im Kontext der aktuell unsicheren Gasversorgungslage ist es äußerst wichtig zu erwähnen, dass ein Ausfall der Feuerung für mehrere Stunden zur Erstarrung der Glasschmelze und somit zur irreversiblen Beschädigung der Ofenanlage führt.

7.5.1 Prozessbeschreibung

*Autor*innen: Michael Zier, Christina Wulf, Noah Pflugradt, Leander Kotzur, Petra Zapp, Detlef Stolten*

Um aufzuzeigen, wie die Spezialglasindustrie defossilisiert werden kann, wird im Folgenden zunächst ein erdgasbasierter Referenzprozess für die Spezialglasproduktion definiert. Anschließend werden alternative Prozesspfade auf der Basis von Wasserstoff erläutert. Dabei ist zu beachten, dass das hier betrachtete Spezialglas nicht repräsentativ für die (Spezial-)glasindustrie ist. Im Vergleich zu herkömmlichem Behälter- und Flachglas sind ein deutlich höherer spezifischer Energieverbrauch sowie die Verbrennung mit Sauerstoff wesentliche Unterschiede.

Die Systembilanzgrenze der Glaswanne erstreckt sich von der Rohstoffeinlage bis zum fertigen Glasprodukt. Energien für die Formgebung und Kühlung werden hierbei nicht berücksichtigt. Als Referenzprozess wird für die LCA und die TÖA die Befeuerung mit Erdgas zu Grunde gelegt (vgl. **Abbildung 7.21**). Für die betrachteten Spezialgläser wird fossiles Erdgas mit aufgereinigtem Sauerstoff (i.d.R. > 93 Vol.-%) im Oxy-Fuel-Verfahren überstöchiometrisch verbrannt. Der Sauerstoff wird von einer kryogenen Luftzerlegungsanlage, die elektrischen Strom benötigt, bereitgestellt. Erdgas und Strom werden aus dem Gas- und Stromnetz bezogen.

Um die CO_2-Emissionen des Glasindustriesektors maßgeblich zu senken, kann erneuerbarer Wasserstoff Erdgas als Brennstoff ersetzen. Für die modellbasierte Analyse wird im Folgenden angenommen, dass die der Glaswanne zugeführte Wasserstoffmenge dieselbe Energiemenge (LHV-basiert) enthält wie im fossilen Fall das Erdgas.

Der benötigte Wasserstoff kann über verschiedene Versorgungspfade der Glaswanne zugeführt werden. Jeder hier betrachtete Wasserstoffversorgungspfad beginnt mit der Wasserstoffproduktion per PEM-Elektrolyse (siehe Kapitel 7.4.1). Diese erfolgt am Ort der Glasproduktion (On-Site Elektrolyse) oder außerhalb des Glasproduktionsstandortes (zentrale Elektrolyse) mit anschließendem Wasserstofftransport. Die Kapazität der On-Site Elektrolyse sowie des zentralen Elektrolyseurs für das Jahr 2020 wird entsprechend der Wasserstoffnachfrage für die Spezialglasproduktion angepasst. Da Skaleneffekte Wasserstoffgestehungskosten signifikant reduzieren können, wird der zentrale Elektrolyseur für die Szenarien 2030 und 2050 mit einer Kapazität von 100 MW_{El} ausgelegt. Zwischen dem zentralen Elektrolysestandort und dem Glasproduktionsstandort wird eine Straßendistanz von 200 km angenommen. Laut Reuß et al. [79] begünstigen geringe Reichweiten und niedrige Wasserstoffbedarfe die LOHC-Technologie im Vergleich zu gasförmig komprimiertem und flüssigem Wasserstoff.

Bei der On-Site Elektrolyse kann neben dem Hauptprodukt Wasserstoff das Nebenprodukt Sauerstoff für die Oxy-Fuel-

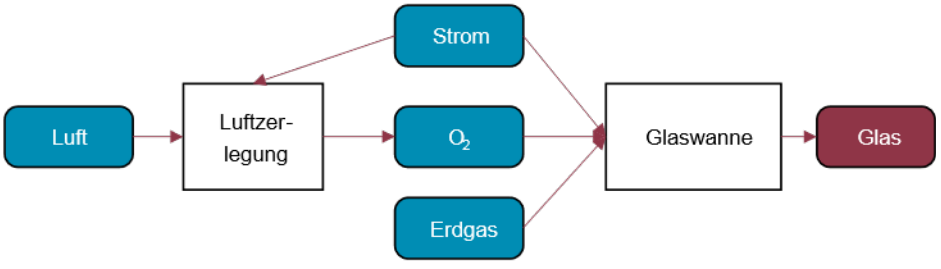


Abbildung 7.21: Referenzprozess zur Herstellung von Spezialglas. Fossiles Erdgas wird mit aufgereinigtem Sauerstoff im Oxy-Fuel-Verfahren verbrannt.

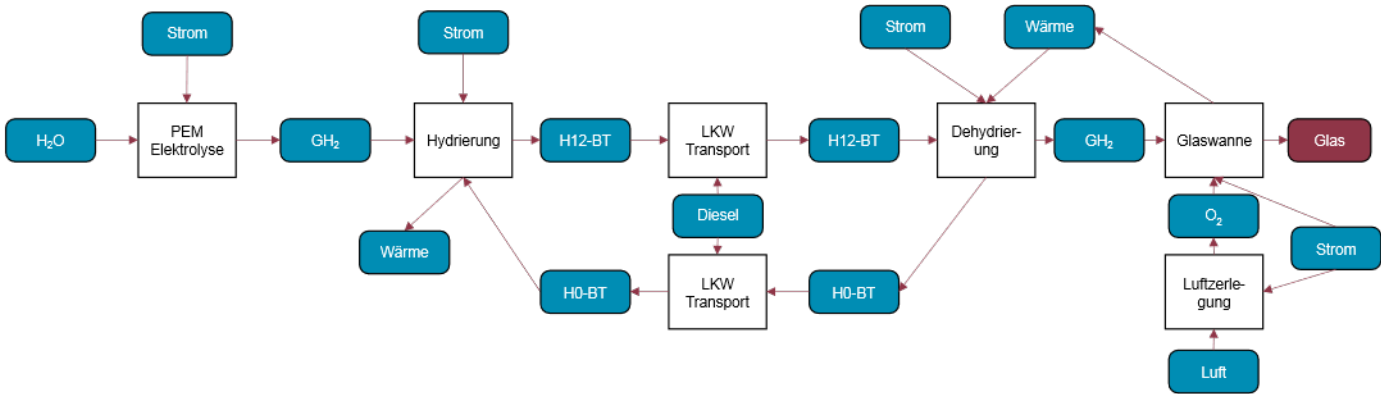


Abbildung 7.22: Alternativer Prozess zur Herstellung von Spezialglas durch Befeuerung mit Wasserstoff über den LOHC-Pfad.

Verbrennung eingesetzt werden. Zusätzlich benötigter Sauerstoff wird durch die kryogene Luftzerlegungsanlage bereitgestellt.

Neben dem On-Site Elektrolysepfad wird der LOHC-Pfad (**Abbildung 7.22**) in dieser Roadmap genauer analysiert. Abbildungen zu den weiteren untersuchten alternativen Transportpfaden, gasförmig komprimierter Wasserstoff per Lkw- oder Pipeline-Transport oder flüssiger Wasserstoff per Lkw-Transport sind im Technischen Anhang im Kapitel „Glasherstellung" zu finden.

Für 2020 wird der Lkw-Transport mit einem konventionellen Dieselantrieb modelliert. Im Jahr 2030 und 2050 erfolgt der Antrieb gemäß den Ergebnissen der Energiesystem-modellierung (s. Kapitel 5.1) durch Brennstoffzellen. Bei der Analyse des Pipelinetransports wird angenommen, dass bis zum Jahr 2050 Teile des bestehenden deutschen Erdgasnetzes umgestellt werden können (2030: 75 % Neubau, 25 % Um-stellung; 2050: 54 % Neubau, 46 % Umstellung, vgl. Cerniauskas et al. [80]). Alle genannten Wasserstoffbereitstellungspfade, außer der Pfad über die Pipeline, benötigen geeignete Tanks zur Zwischenspeicherung des Wasserstoffes.

Unter LOHC werden sogenannte Liquid Organic Hydrogen Carrier verstanden, die Wasserstoff chemisch binden. Die LOHC-Technologie ermöglicht den Transport und die Speicherung von Wasserstoff bei einer höheren volumetrischen Dichte im Vergleich zu komprimiertem Wasserstoff. Ein gut geeignetes Trägermaterial ist Benzyltoluol (BT). Beim LOHC-Pfad wird der produzierte Wasserstoff durch eine exotherm stattfindende Hydrierreaktion am flüssigen LOHC gebunden und in konventionellen Tanklastern transportiert. Im An-schluss wird das mit Wasserstoff beladene LOHC (H12-BT) zum Glasproduktionsstandort gefahren, wo der Wasserstoff in einer Dehydrieranlage wieder freigesetzt und in den Brennern der Glaswanne verfeuert werden kann. Abwärme aus den heißen Abgasen der Glaswanne wird verwendet, um Wärme für die endotherme Dehydrierung bereitzustellen. Dabei kann lediglich 35 % der Dehydrierwärme durch die Abwärme in einem Temperaturintervall zwischen 280 und 400 °C bereitgestellt werden. Der übrige Anteil Wärme für die Dehydrierung, der nicht durch die Abwärme der Glas-wanne bereitgestellt werden kann, wird durch elektrische Heizelemente zur Verfügung gestellt.

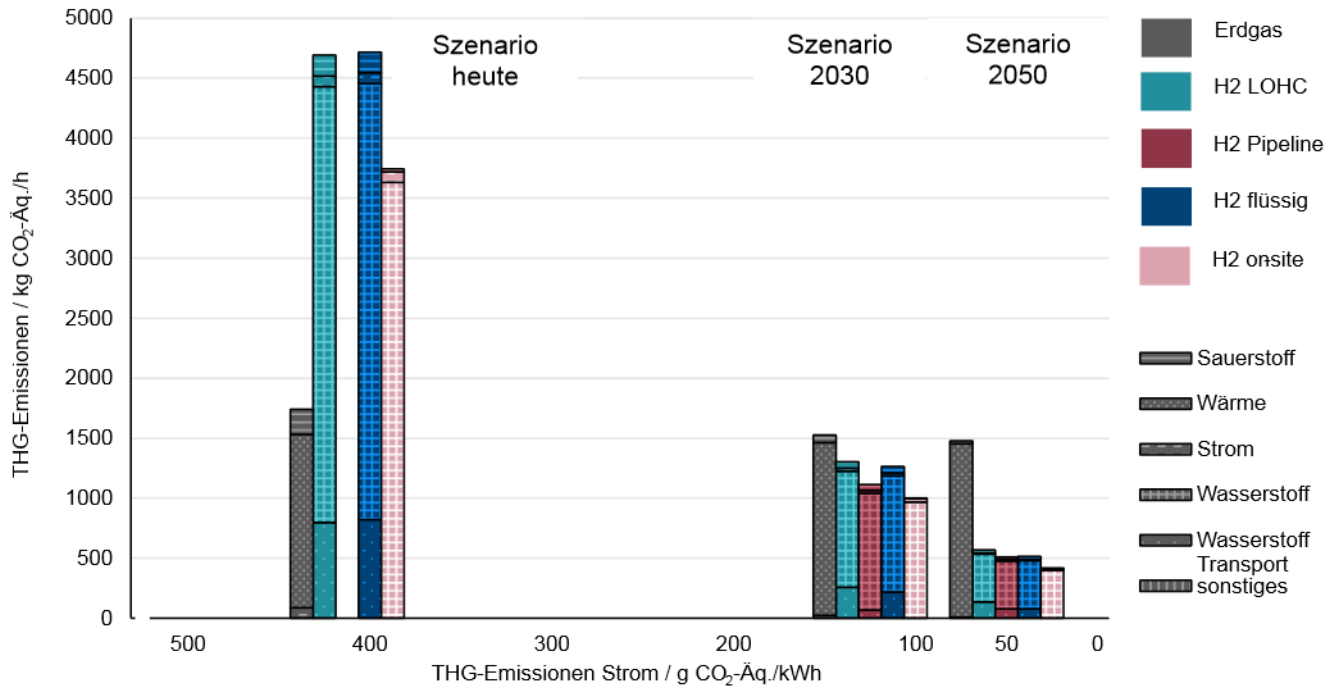


Abbildung 7.23: Wirkung auf Klimawandel durch Wärmebereitstellung für die Spezialglasherstellung pro Stunde in Abhängigkeit der Treibhausgas (THG)-Emissionen des Stroms.
LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier.

7.5.2 Life Cycle Assessment

Autorinnen: Christina Wulf, Petra Zapp

Wie in der Prozessbeschreibung erwähnt, werden in dieser Roadmap für die Bereitstellung von Wasserstoff für die Spezialglasherstellung vier Optionen diskutiert: 1. Wasserstofftransport per Lkw LOHC-Technologie (inkl. Abwärme aus Glasherstellung für Dehydrierung), 2. Wasserstofftransport in Pipelines, 3. Wasserstofftransport per Lkw in Flüssigtanks und 4. On-Site (vor Ort) Wasserstoffproduktion, wobei der Transport per Pipeline erst für die Szenarien 2030 und 2050 betrachtet wird. Als Referenz wird die derzeitig durchgeführte Beheizung der Glaswanne mit Erdgas analysiert. Als funktionelle Einheit wird hier der Betrieb der Glaswanne für eine Stunde herangezogen, wobei die Rohstoffe für die Glasschmelze sowie mögliche direkte Emissionen durch die Schmelze nicht betrachtet werden, weil diese für alle Optionen gleich sind.

ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN

In **Abbildung 7.23** wird der Vergleich der vorgestellten Optionen für die Umweltwirkung Klimawandel gezeigt. Im heutigen Szenario werden die Ergebnisse durch die Emissionen der Wasserstoffproduktion dominiert (vgl. Abschnitt 7.1 für eine detaillierte Diskussion der Wasserstoffproduktion). Daher verursacht die herkömmliche Beheizung der Glaswanne mit Erdgas deutlich niedrigere Mengen an Treibhausgasemissionen als die Wasserstoffoptionen. Innerhalb der Wasserstoffoptionen zeigen sich jedoch deutliche Unterschiede. Die On-Site Wasserstoffproduktion profitiert nicht nur davon, keinen Transport zu benötigen, sondern auch von der Sauerstoffproduktion. Sauerstoff fällt als Nebenprodukt der elektrolytischen Wasserstofferzeugung an, d. h., dass kaum zusätzlicher Sauerstoff für die Verbrennung durch Luftzerlegung erzeugt werden muss. Mit sinkenden Treibhausgasemissionen des Stroms wird gleichzeitig die Wasserstoffbeizung der Glaswanne aus Klimagesichtspunkten konkurrenzfähig zur klassischen Erdgasheizung. Bereits im Szenario 2030 geht von den Wasserstoffsystemen eine niedrigere Klimawirkung im Vergleich zum Erdgasbetrieb aus. Der Wasserstofftransport per LOHC-Technologie steht in enger Konkurrenz zum Transport von flüssigem Wasserstoff. Bei den hier getroffenen Annahmen (vgl. Technischer Anhang) ist heute der LOHC-Transport klimafreundlicher als der Transport von flüssigem Wasser-

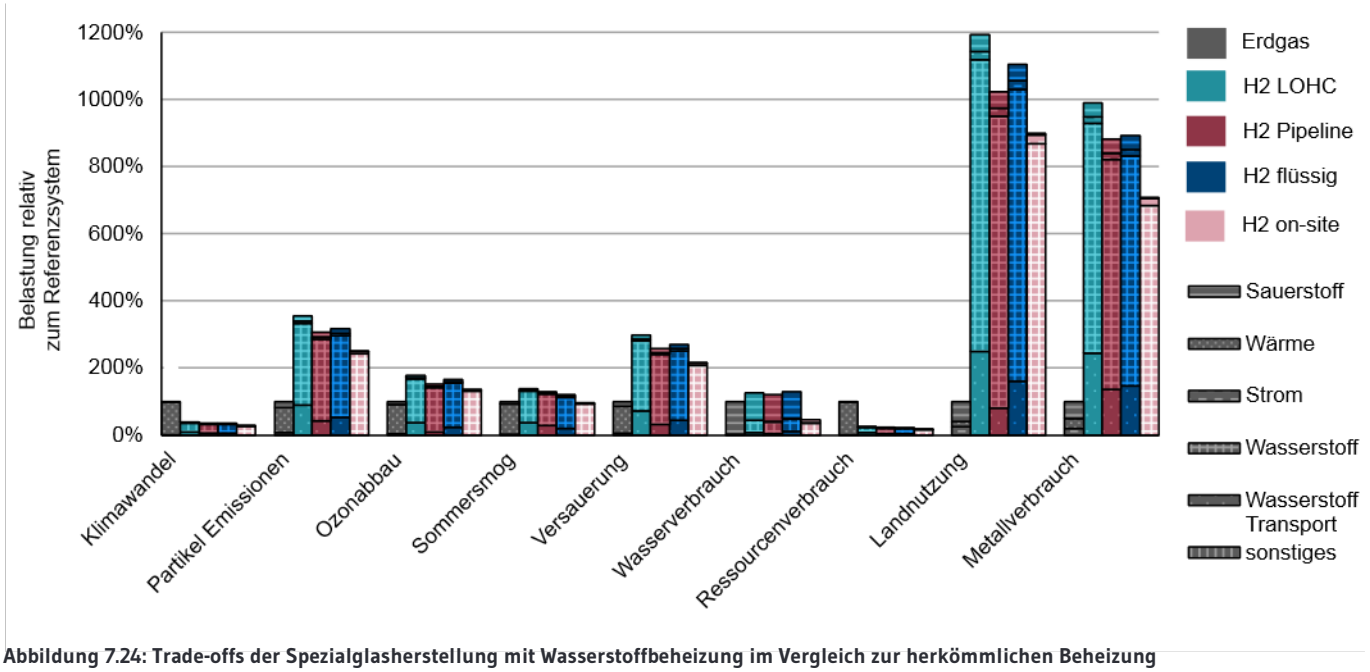


Abbildung 7.24: Trade-offs der Spezialglasherstellung mit Wasserstoffbeheizung im Vergleich zur herkömmlichen Beheizung mit Erdgas im Szenario 2050.
LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier.

stoff. Mit den angenommenen Verbesserungen für die Verflüssigung von Wasserstoff und der Erhöhung der Transportkapazität des flüssigen Wasserstoffs für die zukünftigen Szenarien wird jedoch der flüssige Wasserstofftransport minimal vorteilhafter. Da weitere Annahmen, z. B. die Transportdistanz, das Ergebnis beeinflussen, ist für den intensiveren Vergleich dieser beiden Optionen eine detailliertere Analyse zu empfehlen. Die klimafreundlichste Option für den Transport von Wasserstoff ist für den Fall der Glasherstellung die Nutzung von Pipelines, weil Treibhausgasemissionen fast ausschließlich bei der Anfangs- und Zwischenverdichtung (Druckniveau max. 100 bar) anfallen. Es können dafür entweder neue Pipelines gebaut oder bereits existierende Erdgaspipelines umgestellt werden. Der Aufbau der Infrastruktur hat dabei einen zu vernachlässigenden Effekt.

ALLE UMWELTKATEGORIEN

Wie oben diskutiert, sind durch eine Wasserstoffbeheizung für die Glasschmelze deutliche Vorteile im Bereich Klimawandel möglich. Der gleiche Trend lässt sich beim Ressourcenverbrauch beobachten. Es wird jedoch aus **Abbildung 7.24** deutlich, dass dies nicht für alle analysierten Umweltwirkungen gilt. Insbesondere der Metallverbrauch und die Landnutzung steigen bei der Nutzung der Wasserstoffbeheizung stark an. Dies hängt maßgeblich mit der strombasierten Wasserstoffproduktion zusammen. Darüber hinaus wird auch für die Konditionierung des Wasserstoffs für den Transport, d. h. Verflüssigung, (De-)Hydrierung oder Kompression, Strom benötigt. Die On-Site Wasserstoffproduktion ist neben dem Klimawandel und dem Ressourcenverbrauch auch für die Wirkungen Sommersmog und Wasserverbrauch die beste Alternative. Beim Wasserverbrauch können niedrige Ergebnisse erzielt werden, weil fast der gesamte Sauerstoffbedarf der Glasschmelze durch die Elektrolyse gedeckt und das Wasser für die Kühlung der Luftzerlegungsanlage eingespart wird. Die Umweltwirkung Sommersmog wird wiederum durch den eingesparten Lkw-Transport gesenkt, weil die Produktion und Verbrennung von Wasserstoff weniger Sommersmog verursachen als die Verbrennung von Erdgas. Bei den Kategorien Versauerung und Partikel Emissionen bleibt die Erdgasnutzung die bessere Alternative. Jedoch sind die Unterschiede zu den Wasserstoffoptionen nicht so extrem wie bei der Landnutzung und dem Metallverbrauch.

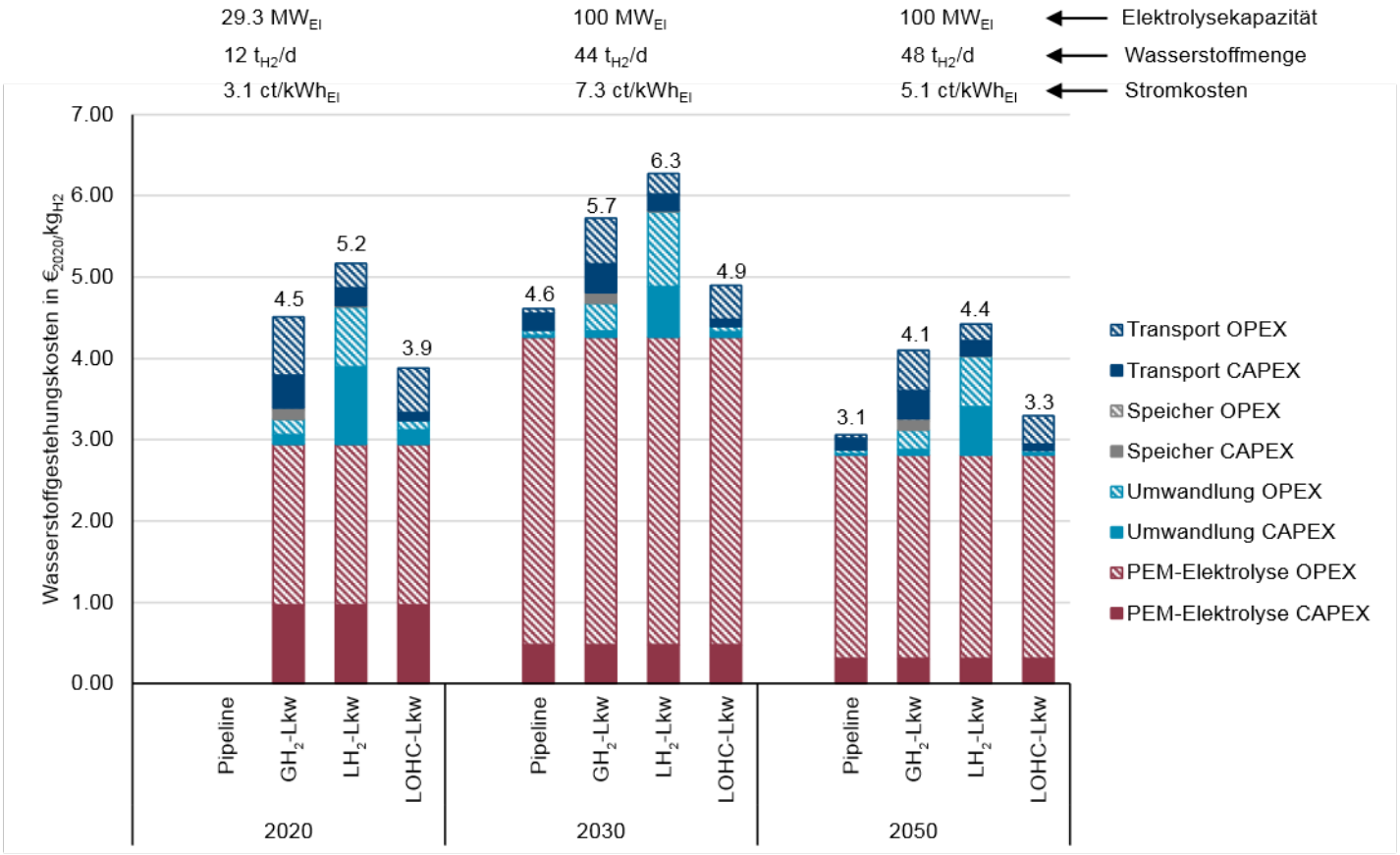


Abbildung 7.25: Wasserstoffgestehungskosten der einzelnen Prozessketten für eine Straßendistanz von 200 km – LOHC-Prozesskette ohne Dehydrierung.

7.5.3 Techno-ökonomische Analyse

Autoren: Michael Zier, Noah Pflugradt, Leander Kotzur, Detlef Stolten

Neben dem in Abschnitt 7.5.1 beschriebenen erdgasbasierten Referenzprozess werden für die TÖA in diesem Kapitel die vollelektrische Beheizung und eine hybride Beheizung aus Erdgas und Strom als zusätzliche konventionelle Routen untersucht.

Dem Szenario für die Spezialglasherstellung liegt ein Wasserstoffbedarf von 12 t_{H2}/d und eine Straßendistanz von 200 km zu Grunde, was ungefähr dem Energiebedarf von drei Glaswannen mit einer Kapazität < 50 t_{Glas}/d entspricht. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Wasserstoffbereitstellungskosten der unterschiedlichen Technologieoptionen maßgeblich vom definierten Wasserstoffbedarf und der festgelegten Distanz abhängen [79].

Die Struktur der TÖA gliedert sich in die Simulation[8] externer Wasserstoffversorgungsoptionen (vgl. Kapitel 7.5.1) zur Bestimmung verschiedener Wasserstoffbereitstellungskosten und die Optimierung[9] der jährlichen Gesamtkosten am Glasproduktionsstandort. Hierbei werden die zuvor bestimmten Wasserstoffbereitstellungskosten als Eingangsparameter für die Optimierung des Glasproduktionsstandortes herangezogen. Die Wasserstoffbereitstellungskosten des LOHC-Pfades beinhalten dabei nicht die Dehydrierung, da diese aufgrund der Wärmeintegration in die darauffolgende Optimierung des Glasproduktionsstandortes eingebettet ist. Dass Überschussabwärme oberhalb von 280 °C vorhanden ist, ist dabei keinesfalls der allgemeine Anwendungsfall.

Neben den in Kapitel 3.3 aufgeführten allgemeinen Annahmen sind die techno-ökonomischen Parameter für dieses Kapitel im Technischen Anhang (Abschnitt „Glasherstellung“) aufgeführt. Weitere techno-ökonomische Parameter für Umwandlungs-, Speicher- oder Transport-

[8] Für die Modellierung wurde das Hydrogen Supply Chain Model (HSCM) verwendet: https://github.com/FZJ-IEK3-VSA/HIM

[9] Für die Optimierung wurde der Framework for Integrated Energy System Assessment (FINE) verwendet: https://github.com/FZJ-IEK3-VSA/FINE

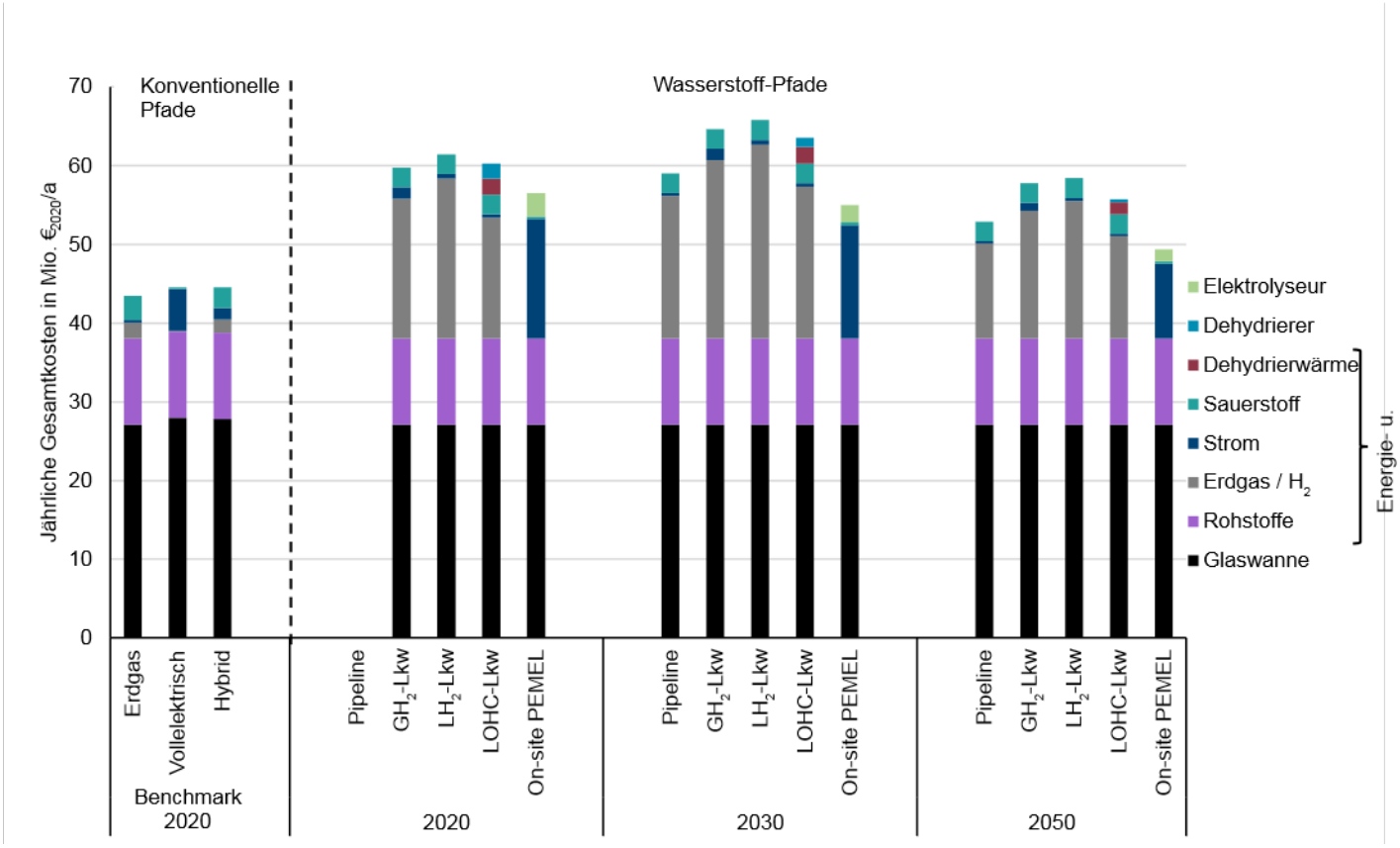


Abbildung 7.26: Jährliche Gesamtkosten für die Produktion von Spezialglas über unterschiedliche Prozesspfade. Der LOHC-Pfad behandelt eine Nischenanwendung, bei der 29 % der Dehydrierwärme durch Abwärme in einem Temperaturbereich von 280–400 °C genutzt werden kann.

komponenten (z. B. Kompressoren, Verdampfer, GH_2-Speicher oder LH_2-Speicher) bzw. Pipelinetransport sind Reuß et al. [79], Cerniauskas et al. [80] und Kraus et al. [81] zu entnehmen.

Abbildung 7.25 illustriert die berechneten Wasserstoffgestehungskosten unterschiedlicher externer Wasserstoffversorgungsoptionen für die Zieljahre 2020, 2030 und 2050. Die PEM-Elektrolyse dominiert die Wasserstoffgestehungskosten. Je nach Prozesskette liegt ihr Anteil an den Gesamtkosten zwischen 60–90 %. Maßgeblicher Kostentreiber der Elektrolyse sind wiederrum die Stromkosten, deren Anteil 60–85 % der Elektrolysekosten entspricht. Aufgrund von technischen Lern- und Skaleneffekten können CAPEX der PEM-Elektrolyse um die Hälfte bis 2030 und um zwei Drittel bis 2050 reduziert werden. Der Wasserstofftransport per Pipeline stellt die wirtschaftlich attraktivste Option dar, wird aber ausschließlich für die Zieljahre 2030 und 2050 betrachtet. Alle Lkw-Prozessketten zeigen von 2020 bis 2050 eine Abnahme der OPEX für den Transport, die vordergründig auf die Zunahme der Transportkapazität und weniger auf die Reduzierung des Brennstoffverbrauchs zurückzuführen ist. Die gasförmige Komprimierung und der anschließende Lkw-Transport (GH_2-Lkw) beinhalten die höchsten Transportkosten, da die Wasserstofftransportkapazität am niedrigsten ist und wasserstoffspezifische CAPEX für den Auflieger am höchsten sind. Bei der Verflüssigung von Wasserstoff und anschließendem Lkw-Transport (LH_2-Lkw) sind hohe Investitionskosten für die Verflüssigungsanlage erforderlich. Zudem haben Strombedarf und Strompreis einen hohen Einfluss auf die Gestehungskosten der Verflüssigung. In den Umwandlungskosten des LOHC-Pfades (LOHC-Lkw) sind die Kosten für die Dehydrierung nicht mit inbegriffen. Da ein wärmeintegrierter Ansatz (Abwärme der heißen Abgase der Glaswanne und endotherme Dehydrierreaktion von Benzyltoluol und Wasserstoff) hohe Kosteneinsparungen verspricht, wird die Dehydrierung bei der Optimierung des Glasproduktionsstandortes betrachtet (s. **Abbildung 7.25**).

Abbildung 7.26 zeigt die jährlichen Gesamtkosten für die Produktion von Spezialglas sowohl für konventionelle Benchmark-Prozesspfade (Gasbeheizung, vollelektrische Beheizung, Hybrid-Beheizung) für das Zieljahr 2020 als auch für alternative, wasserstoffbasierte Prozesspfade für die Zieljahre 2020, 2030 und 2050. Die jährlichen Gesamtkosten der Spezialglasproduktion werden von CAPEX und fixen OPEX der Glaswannen sowie den Rohstoffkosten für das Glasprodukt dominiert. Beim Vergleich der jährlichen Gesamtkosten sind signifikante Kostenvorteile der konventionellen gegenüber den alternativen

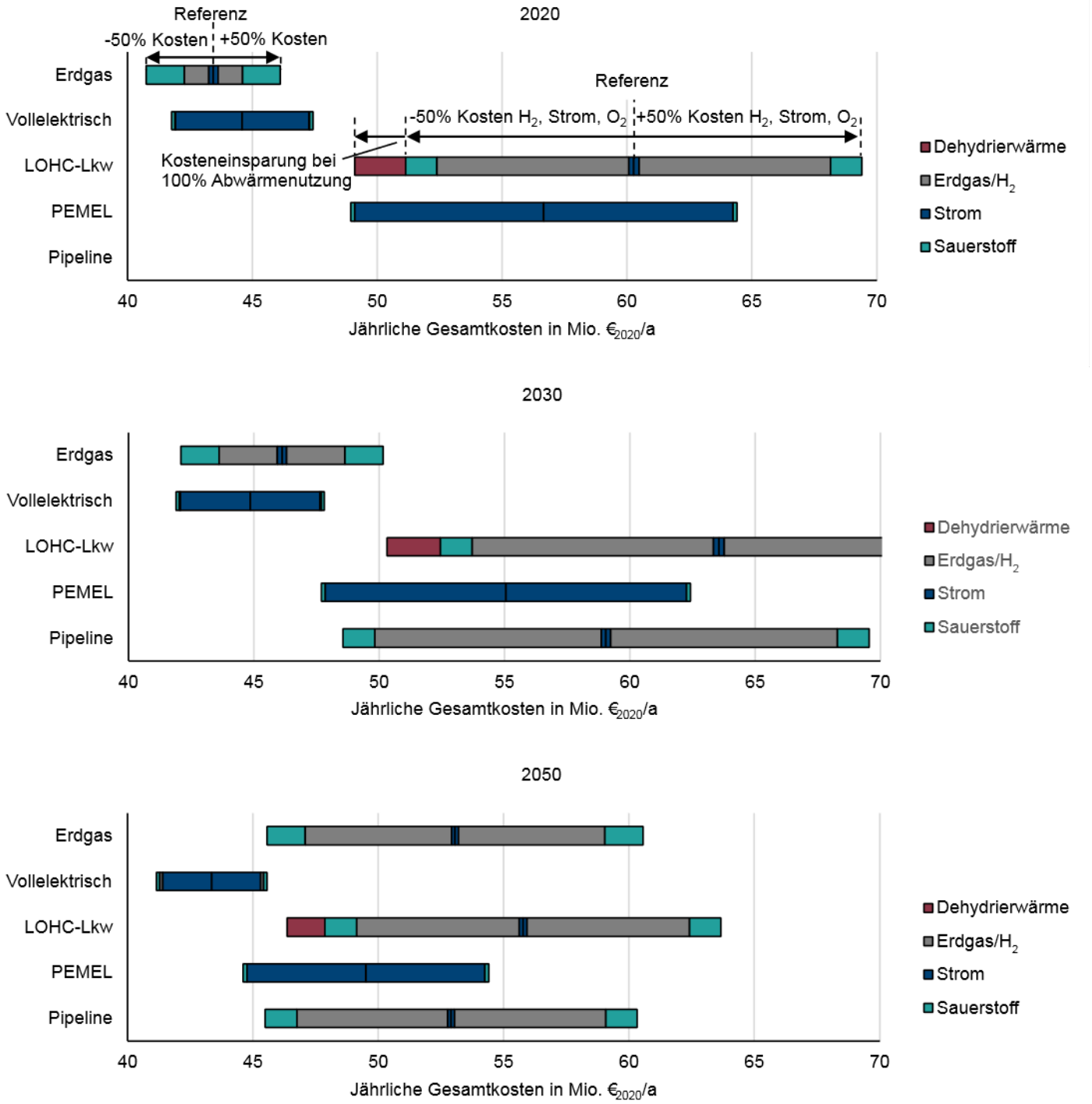


Abbildung 7.27: Sensitivitäten für eine 50%ige Zu- oder Abnahme der Kosten für Sauerstoff, Erdgas, Strom, oder Wasserstoff.

Prozesspfaden zu verzeichnen. Die Kostenvorteile ergeben sich zum einen aus einem günstigen Erdgaspreis und zum anderen aus deutlichen Effizienzvorteilen der vollelektrischen Glaswanne. Unter den betrachteten alternativen Prozesspfaden ist die On-Site PEM-Elektrolyse die kostengünstigste Option. Neben der steigenden Effizienz der Elektrolyseure ist der variierende Strompreis der Hauptgrund für eine deutliche Kostenreduzierung während der betrachteten Zieljahre. Weiterhin wird bei der On-Site Elektrolyse ein Großteil der Sauerstoffbereitstellungskosten eingespart und Lerneffekte tragen zur Investitionskostenreduzierung bei. Zudem ist im Vergleich zur zentralen Elektrolyse bei der On-Site Elektrolyse keine Wasserstoffaufreinigung notwendig. Je nach Effizienz des On-Site Elektrolyseurs benötigt der Prozesspfad allerdings 2,35 bis 2,9-mal mehr elektrischen Strom als der konventionelle vollelektrische Prozesspfad. Unter den externen Versorgungsoptionen ist Wasserstoff per Pipeline die kostengünstigste. Die Annahme eines zentralen Elektrolyseurs mit großer Wasserstoffproduktionskapazität ermöglicht hierbei geringe spezifische Transportkosten der Pipeline. Zudem fallen keine zusätzlichen

Investitionskosten für weitere Komponenten am Glasproduktionsstandort an. Die LOHC-Technologie ist im Jahr 2020 die zweitgünstigste und im Jahr 2030 sowie 2050 die günstigste Lkw-Transportoption. Gesunkene CAPEX der Dehydrieranlage sind auf angenommene Lerneffekte der Technologie zurückzuführen. Die Kosten für das Wärmetauscherdesign sind inbegriffen, sind aber vernachlässigbar gering. Weiterhin müssen zusätzliche Stromkosten für die Wärmebereitstellung der endothermen Dehydrierung bilanziert werden, da die nutzbare Abwärme aus den heißen Abgasen der Glaswanne in einem Temperaturintervall zwischen 280 und 400 °C lediglich 35 % des erforderlichen Bedarfs der Dehydrierung decken kann. Die veranschlagten Kosten für Wärme zeigen das Kosteneinsparpotenzial bei Annahme einer vollständigen industriellen Abwärmebereitstellung auf.

SENSITIVITÄTSANALYSE

Im vorherigen Abschnitt wurde erläutert, dass aufgrund günstiger Erdgaspreise (Gasbeheizung) sowie Effizienzvorteilen (vollelektrische Beheizung) ein deutlicher Kostenunterschied zwischen konventionellen und alternativen Prozesspfaden vorherrscht. Aktuell vielfach gestiegene Erdgas- und Strompreise wurden hierbei nicht berücksichtigt (vgl. Technischer Anhang – Allgemeine Kostenannahmen). Da in langfristigen Trends wenige extreme Ausschwankungen geglättet werden, wurden Kostenänderungen um 50 % analysiert. Konkret wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersucht, inwiefern 50 %ige Variationen der Bezugskosten für Sauerstoff, Erdgas, Strom oder Wasserstoff die Kostenlücke zwischen konventionellen und alternativen wasserstoffbasierten Prozesspfaden reduziert werden kann. Beim Prozesspfad LOHC-Lkw wird zudem das Kosteneinsparpotenzial betrachtet, bei der Wärme für die Dehydrierung komplett durch industrielle Abwärme bereitgestellt wird.

Die resultierenden Sensitivitäten ausgewählter Prozesspfade sind in **Abbildung 7.27** dargestellt. Aufgrund wachsender Preise von CO_2-Zertifikaten steigen die Erdgaspreise von 2020 bis 2050 (vgl. Technischen Anhang) deutlich, weswegen die jährlichen Gesamtkosten der Erdgasroute um ca. 22 % steigen. Jährliche Gesamtkosten der vollelektrischen Beheizung unterliegen nur leichten Schwankungen und sind im gleichen Zeitraum nahezu unverändert. Gleichzeitig sinken die jährlichen Gesamtkosten der alternativen Prozesspfade von 2020 bis 2050.

Die Sensitivitäten für das Zieljahr 2020 veranschaulichen, dass die angenommenen Preiszu- und abnahmen von 50 % für Erdgas und Wasserstoff nicht ausreichen, um die jährlichen Gesamtkosten der alternativen Prozesspfade auf das Niveau der konventionellen Prozesspfade zu reduzieren. Bei gleichzeitiger Berücksichtigung von Wasserstoff- und Wärmekosteneinsparungen für den Prozesspfad LOHC-Lkw beträgt die Differenz noch 14 % der jährlichen Gesamtkosten im Vergleich zum Erdgas-Pfad. Zwar können beim On-Site PEMEL Pfad die jährlichen Gesamtkosten durch Reduzierung der Stromkosten deutlich gesenkt werden, allerdings kann das Kostenniveau des vollelektrischen Pfades wegen zusätzlicher Effizienzverluste und Investitionskosten der Elektrolyse nicht erreicht werden. Vergleicht man den Erdgas- und On-Site PEMEL-Pfad bei gleichzeitiger 50 %iger Zunahme von Sauerstoff- und Erdgaspreisen sowie Halbierung der Stromkosten, kann die Kostenabweichung um 11 % reduziert werden. Im Jahr 2050 ist der On-Site PEMEL-Pfad deutlich kostengünstiger als der Erdgas-Pfad. Zudem zeigen die Sensitivitäten bzgl. Erdgas und Wasserstoff, dass der Pfad LOHC-Lkw und die Versorgung per Pipeline in Zukunft Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Kosten bereitstellen könnten. Abschließend soll ausdrücklich erwähnt werden, dass neben den diskutierten Kosten noch andere Faktoren wie z. B. Energiesicherheit oder Prozessflexibilität Investitionsentscheidungen maßgeblich (zu Gunsten von Wasserstoff) beeinflussen können. Zudem sind die erläuterten konventionellen Prozesspfade aus der Spezialglasindustrie aufgrund anderer Randbedingungen (z. B. Kapazität der Glaswannen, Erdgasverbrennung mit Luft anstatt mit Sauerstoff, üblicherweise keine vollelektrische Beheizung, etc.) nicht direkt übertragbar auf andere, deutlich größere Branchen der Glasindustrie (Behälter- und Flachglas).

7.6 Fazit der Nachhaltigkeitsanalysen zur Wasserstoffnutzung

*Autor*innen: Franz Bauer, Michael Sterner, Irina Rau, Jan Hildebrand, Dinh Du Tran, Luisa López, Andrea Cadavid Isaza, Moritz Raab, Cristina de la Rua Lope, Michael Zier, Christina Wulf, Petra Zapp*

In vielen Bereichen der Industrie werden (grüner) Wasserstoff und PtX-Produkte notwendige und alternativlose Optionen zur Defossilisierung des Sektors sein. Sie werden zeitlich schon sehr früh in hohen Mengen sowohl als Feedstock als auch zur Bereitstellung von Hochtemperaturprozesswärme benötigt. In der Gesellschaft erfahren sie bereits jetzt eine hohe Akzeptanz, insbesondere für den Einsatz in der Industrie, z. B. für eine „grüne" Stahl- und Glasherstellung.

Durch die vielseitigen Anwendungsmöglichkeiten entsteht ein sehr hohes Nachfragepotenzial an grünem Wasserstoff, welches sich bis 2050 nicht mit ausschließlich deutschen Strompotenzialen decken lässt. Nach Abzug des originären Strombedarfs wird noch die doppelten Mengen an elektrischer Energie für die Herstellung von Wasserstoff benötigt, sodass ein Import von Strom oder Wasserstoff unverzichtbar sein wird.

Aus ökologischer Sicht sind die Treibhausgasemissionen bei der Erzeugung von Wasserstoff mit Strombezug aus dem deutschen Netz bereits vor 2030 geringer als bei der fossilen Referenzoption. Jedoch ist damit zu rechnen, dass es in anderen Wirkungskategorien zu einem Trade-off hinsichtlich des Strombezugs kommt. Im Vergleich dazu fallen die Einflüsse der anderen Komponenten der Konstruktion und des Betriebs des PEM Elektrolyseurs gering aus. Jedoch bleibt anzumerken, dass die Bemühungen um eine Verringerung des Iridiumgehalts des PEM-Elektrolyseurs durch die Kritikalität dieses Materials motiviert sind. Die erforderlichen Mengen dieses Materials, die für die Installationskapazitäten zur Defossilisierung der Wirtschaft notwendig sind, machen eine zusätzliche Betrachtung der Kritikalität und Verfügbarkeit erforderlich. In dem vorliegenden Bericht wurde zunächst auf die Umwelteinflüsse des PEM Elektrolyseurs und seiner Konstruktion eingegangen. Hier zeigt sich, dass der Elektrolyseur nicht der Treiber dieser Auswirkungen ist (sondern vielmehr der Strombezug). In einer erweiterten Betrachtung sollte die Kritikalität für ein ganzheitlicheres Bild mitberücksichtigt werden.

Die Kosten für Wasserstoff aus der PEM-EL sind jedoch höher als Kosten für Wasserstoff aus dem fossilen Referenzprozess und steigen bis 2030 trotz sinkender Investitionsausgaben aufgrund höherer Strombezugskosten. Eine Kostenparität zwischen Wasserstoff aus der PEM-EL und dem Referenzprozess wird zwischen 2030 und 2050 erreicht, wobei selbst bei perspektivischen Kosten für das Jahr 2050 sich der Kostenvorteil der PEM-EL vor allem durch die Zertifikatskosten für CO_2-Emissionen ergibt. Die Kosten der CO_2-Emissionszertifikate sind für das Jahr 2050 jedoch nur ca. halb so hoch wie die heutigen volkswirtschaftlichen Kosten der CO_2-Emissionen, welche laut dem UBA mit 698 €$_{2021}$/t CO_2 angegeben werden [82]. Aus diesem Grund ist aus einer gesamtgesellschaftlichen Perspektive die Wasserstofferzeugung aus der PEM-EL deutlich früher ökonomisch im Vergleich zur Bereitstellung aus dem Referenzprozess.

Im Zuge der Defossilisierung des Strommix ist die Verwendung von Wasserstoff aus Gesichts-punkten des Klimaschutzes in den untersuchten Fällen vorteilhafter als die bisherige, fossile Referenz. Auf Grundlage der Strommix-Entwicklung im Basisszenario ist dies für die Spezialglasherstellung bereits im Jahr 2030 der Fall. Ein zusätzlicher, ökologischer Mehrwert der On-site Wasserelektrolyse resultiert aus der Verwendung des in der Elektrolyse hergestellten Sauerstoffs, welcher alternativ unter hohem Stromaufwand produziert werden müsste. Durch den hohen Strombedarf wird zwar der Einsatz fossiler Ressourcen und der Ausstoß von Treibhausgasemissionen deutlich verringert, jedoch wird auf der anderen Seite der Bedarf an Land und metallischen Rohstoffen erheblich erhöht.

Aus wirtschaftlicher Sicht kann der Einsatz von Wasserstoff in der Spezialglasproduktion mit steigenden CO_2-Preisen und sinkenden Wasserstoffgestehungskosten im Vergleich zu Erdgas mittel- bis langfristig konkurrenzfähig werden. Bei der Prozesswärmebereitstellung ist Wasserstoff im Vergleich zur effizienteren Elektrifizierung hingegen höchstwahrscheinlich weniger wirtschaftlich. Allerdings ist eine (komplette) Elektrifizierung vieler Prozesse häufig technisch nicht möglich. Wird Wasserstoff in der Spezialglasproduktion benötigt, ist die On-Site Elektrolyse in Kombination mit der Oxy-Fuel Verbrennung die wirtschaftlich attraktivste Option. Wesentliche Kosteneinsparungen können durch das Nebenprodukt Sauerstoff erzielt werden. Die Belieferung per Pipeline ist die zweitgünstigste Wasserstoffbelieferungsoption.

8. Transportalternativen für Wasserstoff

8.1 Einordnung relevanter Technologien für den Transport von Wasserstoff

Wasserstoff kann in vielen Bereichen eingesetzt werden, jedoch nicht überall dort produziert werden, wo er auch direkt benötigt wird. Aufgrund der physikalischen Eigenschaften ist eine der großen Herausforderungen für das Gelingen der Energiewende weiterhin der Transport von Wasserstoff. Die in der zweiten Projektphase von P2X weiterentwickelte Transporttechnologie mittels flüssiger, organischer Kohlenstoffträger, LOHC, wird im folgenden Kapitel am Beispiel einer Wasserstofftankstelle für Busse aus ökologischer und ökonomischer Sicht analysiert.

8.2 Analysen zu der im Kopernikus P2X-Projekt erforschten Transportoption über LOHC

8.2.1 Prozessbeschreibung

*Autor*innen: Moritz Raab, Christina Wulf*

Bei der LOHC-Technologie wird Wasserstoff reversibel an ein chemisches Molekül gebunden (hydriert) und somit in eine transportable Form umgewandelt, bei welcher Wasserstoff drucklos und bei Umgebungstemperatur transportiert und bei Bedarf wieder freigesetzt werden kann. Im evaluierten Prozess werden zehn Wasserstofftankstellen mit je 1,2 t H_2/d aus einer zentralen PEM-Elektrolyseeinheit (s. Abschnitt 7.4) versorgt. Dabei wird der Wasserstoff mittels der LOHC-Technologie von der PEM-Elektrolyseeinheit zu den Tankstellen geliefert. Demnach ist eine zentrale Hydriereinheit erforderlich, bei welcher Wasserstoff an das LOHC gebunden wird sowie zehn dezentrale Dehydriereinheiten, an welchen Wasserstoff wieder freigesetzt wird. An jeder Tankstelle werden Brennstoffzellenbusse in sog. Tank-Kampagnen mit Wasserstoff befüllt. Pro Kampagne werden 600 kg in 90 Minuten in 20 Busse vertankt, was je der Hälfte der Busflotte entspricht. Der Vorteil beim Einsatz von Wasserstoff ist der emissionsarme Betrieb im Vergleich zu Verbrennungsmotoren sowie die höhere Reichweite und verkürzte Betankungsdauer im Vergleich zu batteriebetriebenen Bussen. Die Prozesskette (ohne Elektrolyseeinheit) sowie der Referenzfall sind in **Abbildung 8.2** dargestellt. Als LOHC-Trägermolekül wird Benzyltoluol (BT) betrachtet, welches insgesamt zwölf Wasserstoffatome binden kann. Im Vergleich zur Nutzung von Dibenzyltoluol (DBT) ergeben sich verfahrenstechnische, reaktionstechnische und regulatorische Vorteile. Beide Trägermoleküle haben eine ähnliche volumetrische Speicherkapazität (DBT = 56,8 kg H_2/m³ und BT = 54,3 kg H_2/m³ bei je 25 °C) und eine ähnliche massenbezogene Speicherkapazität (DBT = 6,24 % und BT = 6,22 %).

Die unbeladene Form wird als H0-BT, die beladene Form als H12-BT bezeichnet. Die Reaktionsgleichung der Hydrier- bzw. Dehydrierreaktion ist in **Abbildung 8.1** beispielhaft mit ortho-Benzyltoluol dargestellt.

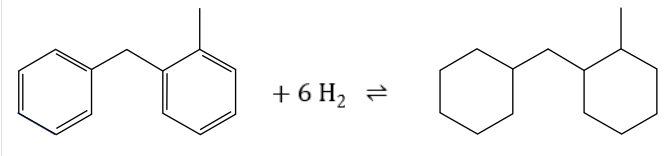


Abbildung 8.1: Struktur und Reaktionsgleichung für das Be- und Entladen von ortho-Benzyltoluol.

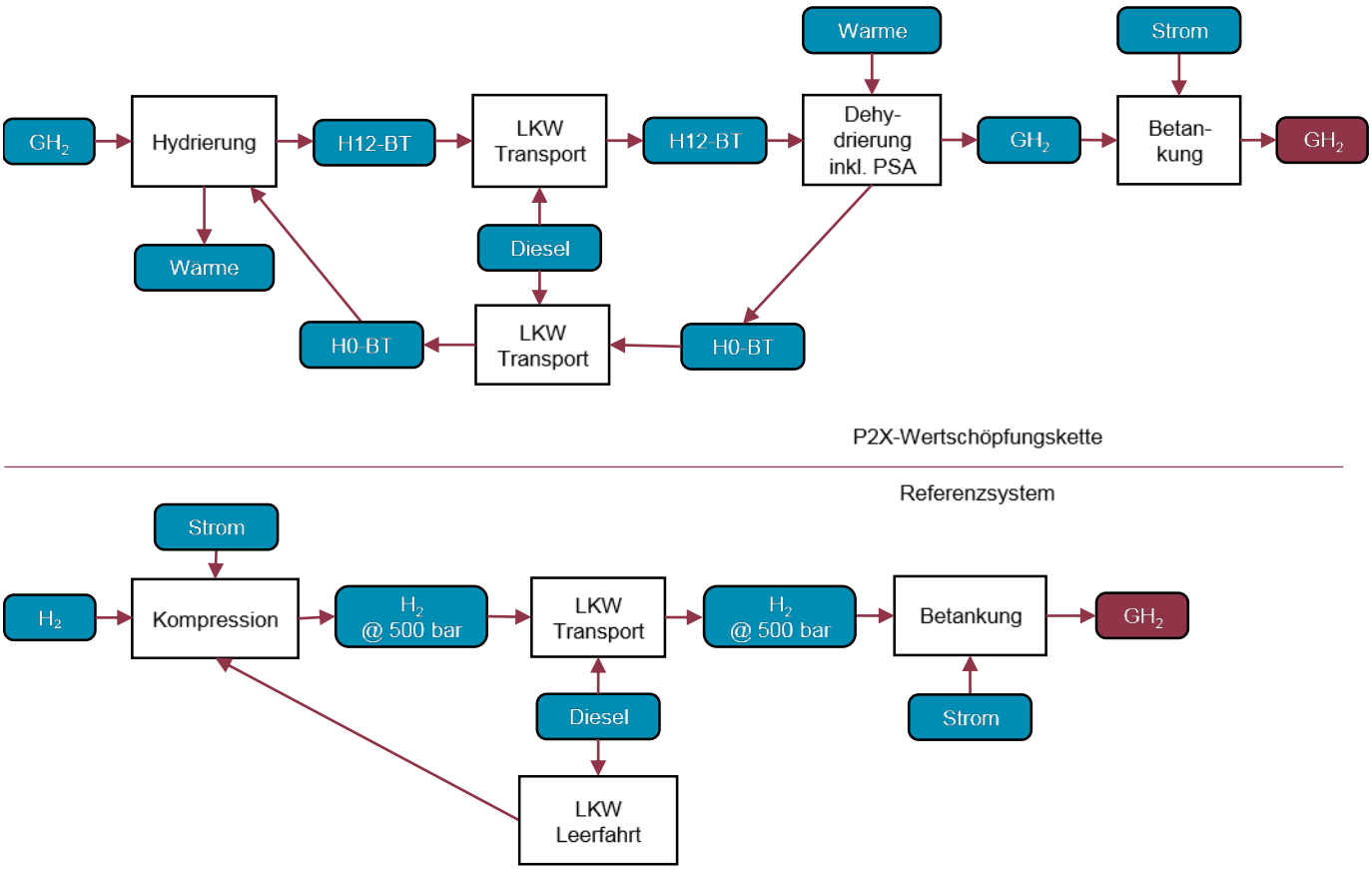


Abbildung 8.2: Blockfließbild der P2X-Wertschöpfungskette „Versorgung einer H_2-Tankstelle mittels LOHC". Nicht dargestellt ist die Kompression nach der Dehydrierung in der P2X-Wertschöpfungskette.
H0/H12-BT: un/beladene Form von Benzyltoluol; PSA: Pressure Swing Adsorption; GH_2: gasförmiger Wasserstoff.

Die Hydrierreaktion, also der Umwandlungsprozess für die transportable Form, ist ein exothermer Prozess (Wärme wird frei). Die Prozesswärme kann zur Dampferzeugung genutzt oder durch Kühlwasser abgeführt werden. Das beladene H12-BT wird über 200 km per Lkw an die dezentralen Dehydriereinheiten transportiert. Die Dehydrierreaktion, also das Herauslösen des Wasserstoffs aus dem Trägermedium, ist ein endothermer Prozess (Wärme wird benötigt). Als potentielle Wärmequellen werden entweder elektrische Energie, Erdgas oder industrielle Abwärme verwendet. Das entladene H0-BT wird anschließend per Lkw zur zentralen Hydriereinheit zurück transportiert.

Damit der Wasserstoff die erforderliche Reinheit für die Anwendung in einer Brennstoffzelle erreicht (bspw. ISO 14687), ist eine Aufreinigung erforderlich. Dies erfolgt durch eine Druckwechseladsorption (engl.: Pressure Swing Adsorption, PSA). Die Verunreinigungen des Wasserstoffs an diesem Prozessabschnitt sind abhängig von der Reinheit des eingesetzten Benzyltoluols. Der wieder gasförmige Wasserstoff (GH_2) wird im letzten Teilschritt kontinuierlich der Tankstelle zugeführt. Der finale Druck in den Tanks der Busse beträgt 350 bar. Da die Dehydrierung des H12-BT kontinuierlich sowie bei nur leicht erhöhtem Druck erfolgt, ist für die Vertankung eine Kompressions- und Zwischenspeicherstufe erforderlich. Des Weiteren wird der komprimierte Wasserstoff vor der Vertankung auf -20 °C abgekühlt, um den Tankvorgang zu beschleunigen.

Für die Tankstelle ist ein Niederdruck-Speicher (bis 200 bar und 98 m³ Behältervolumen) vorgesehen und ein Hochdruckspeicher (bis 500 bar und 12 m³ Behältervolumen). Die eigentliche Vertankung erfolgt durch kaskadiertes „Überströmen". Demnach wird der Wasserstoff durch die Druckdifferenz zwischen den Speichern und dem Bustank in den Bus gefördert.

Als Referenzprozess für die Wasserstofflogistik wird der Transport in Druckbehältern per Lkw betrachtet. Der Druck in den Trailern beträgt im beladenen Zustand 500 bar. Des Weiteren wurde eine Sensitivitätsanalyse bei der LCA und der TÖA durchgeführt, bei welcher der Druck in den Transporttrailern auf 250 bar reduziert wurde. Weitere Einflussgrößen, welche jedoch nicht variiert wurden, sind beispielsweise die Transportdistanz oder die Anzahl der Dehydriereinheiten pro Hydriereinheit. Der Referenzprozess ist ebenfalls graphisch in **Abbildung 8.2** dargestellt.

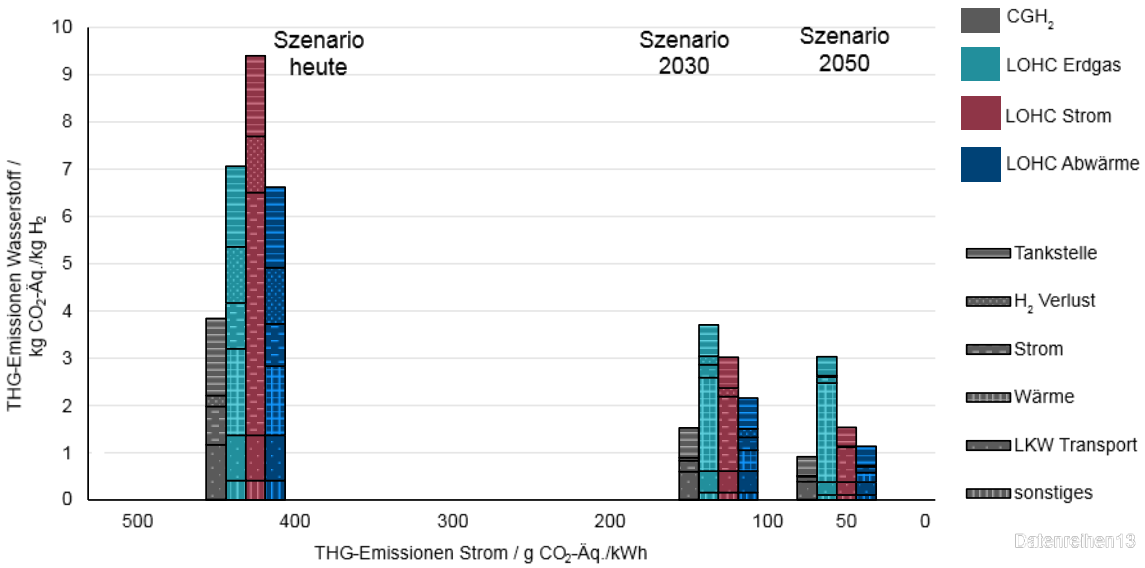


Abbildung 8.3: Wirkung auf Klimawandel durch Wasserstoffanlieferung für Bustankstellen pro Kilogramm Wasserstoff in Abhängigkeit der Treibhausgas (THG)-Emissionen des Strommixes.
CGH2: komprimierter, gasförmiger (compressed, gaseous) Wasserstoff, LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier

8.2.2 Life Cycle Assessment

Autorinnen: Christina Wulf, Petra Zapp

Bei der Analyse der Wasserstoffanlieferung für Bustankstellen werden nur Wasserstoffverluste durch die PSA berücksichtigt, da an der Tankstelle keine weiteren Wasserstoffverluste auftreten. Nicht berücksichtigt sind die Teile der Vorkette zur Produktion des abgegebenen Wasserstoffs an den Tankstellen, da dies für den Vergleich der Transporttechnologie nicht relevant ist. Dadurch treten die Unterschiede der Transportoptionen deutlicher hervor. Bei den LOHC-Ketten tritt insbesondere die Wärmebereitstellung für die Dehydrierung in den Vordergrund. Für die Hydrierung (Wärmeabgabe) wird die Kühlung mit Kühlwasser ohne Stromrückgewinnung als Standardprozess betrachtet.

ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN

Im heutigen Szenario ist insbesondere die Beheizung mit Strom (LOHC-Strom) mit sehr hohen Treibhausgasemissionen verbunden, da in diesem Szenario noch ein signifikanter Anteil der Stromerzeugung auf fossilen Energieträgern basiert (vgl. Kapitel 4.2). Diese Belastung kann jedoch in den zukünftigen Szenarien stark gesenkt werden. Die LOHC-Abwärmeprozesskette ist bei der Wärmebereitstellung ebenso stark vom eingesetzten Strommix abhängig. Die Abwärme stammt aus industriellen Prozessen und es ist aufgrund des Temperaturniveaus von 300 °C davon auszugehen, dass diese ohne die Verwendung in Dehydrierung zur Stromerzeugung genutzt wird.

Deshalb werden für die LOHC-Abwärmeprozesskette die Umweltwirkungen zugrunde gelegt, die durch die Erzeugung von Strom – basierend auf dem jeweiligen Szenario – mit der benötigten Wärmemenge entstehen würden. Dies bedeutet für das heutige Szenario eine deutliche Reduktion der Emissionen im Vergleich zur Stromheizung, aber nur eine unwesentliche Reduktion bei der Heizung mit Erdgas (LOHC-Erdgas). Die Prozesskette LOHC-Erdgas ist deutlich weniger stark vom Strommix abhängig als die anderen, sodass sie bereits im Szenario 2030 die Prozesskette mit der höchsten Wirkung auf das Klima ist. In allen drei analysierten Szenarien ist jedoch der Transport in Hochdrucktanks mit weniger Emissionen verbunden als der LOHC-Transport. Die geringere Transportkapazität eines CGH_2-Trucks im Vergleich zum LOHC-Truck und der benötigte Strom für die Kompression wird durch die eingesparten Emissionen bei der Dehydrierung kompensiert. Zusätzlich steigt die Kapazitätsdifferenz über die Szenarien an. Mit sinkenden Emissionen des Strommix verringert sich jedoch der Vorteil der CGH_2-Prozesskette gegenüber den stromabhängigen LOHC-Prozessketten. Da sich die Aufwendungen für die Tankstelle, d. h. Aufbau der Infrastruktur und Strombedarf an der Tankstelle, nicht signifikant zwischen den Prozessketten unterscheiden, hat dies keinen Einfluss auf die Rangfolge der einzelnen Optionen. Die Umstellung von Diesel-Lkw (heutiges Szenario) auf BZ-Lkw (Szenario 2030 und 2050) führt im Jahr 2050 zu einer Senkung der Treibhausgasemissionen. Davon profitiert insbesondere der CGH_2 Transport, weil dieser durch die geringere Wasserstofftransportkapazität stärker von den Emissionen des Lkw-Transports abhängig ist.

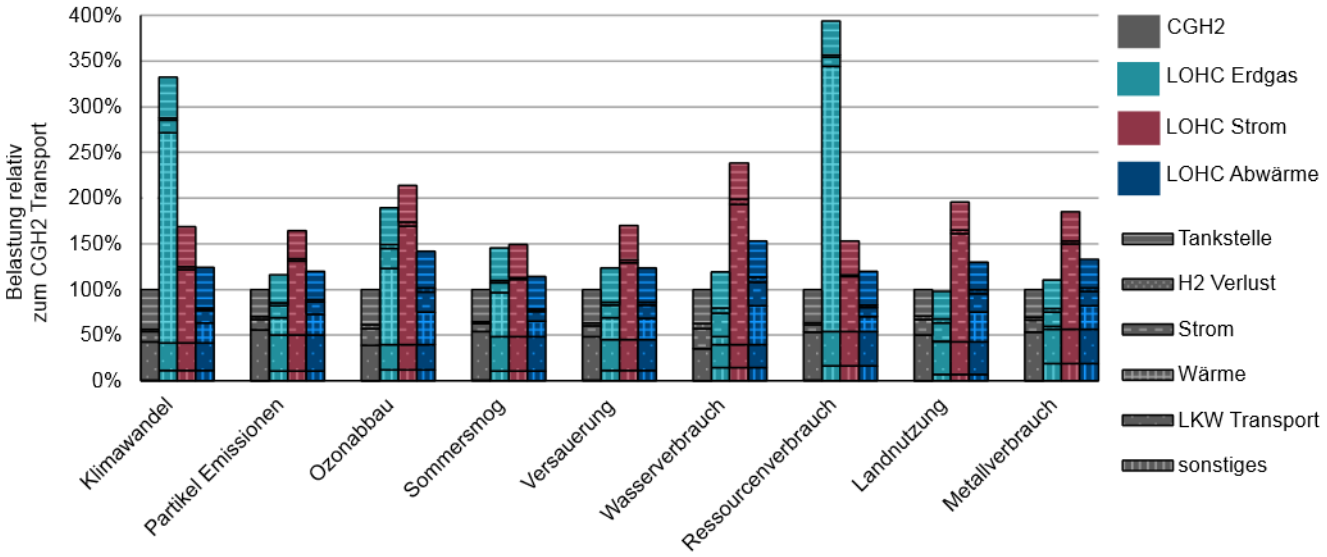


Abbildung 8.4: Trade-offs der Wasserstoffanlieferung an Tankstellen mit Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) im Vergleich zum komprimierten, gasförmigen (compressed, gaseous) Wasserstoff (CGH_2) Transport im Szenario 2050.

ALLE UMWELTKATEGORIEN

Neben dem Klimawandel werden weitere Umweltkategorien für die Prozessketten analysiert. Für den Wasserstofftransport zur Tankstelle mit der LOHC-Technologie sind diese als Trade-offs im Vergleich zum CGH_2-Transport für 2050 in **Abbildung 8.4** dargestellt. Wie im vorigen Abschnitt diskutiert, ist für die Kategorie Klimawandel der Transport von komprimiertem Wasserstoff deutlich vorteilhafter. Diese Aussage lässt sich auch auf alle anderen Umweltkategorien übertragen. Nur für die Rangfolge innerhalb der einzelnen LOHC-Optionen zeigen sich bei den jeweiligen Kategorien Unterschiede. Für die Kategorien Klimawandel und Ressourcenverbrauch ist das Verbrennen von fossilem Erdgas der Treiber für die hohen Ergebnisse, die LOHC mit Wärme aus Erdgas zur schlechtesten Option machen. Im Gegensatz dazu bietet der Einsatz von Erdgas zur Wärmebereitstellung deutliche Vorteile beim Wasser- und Metallverbrauch und bei der Landnutzung gegenüber den anderen LOHC Optionen. In den Kategorien Wasser- und Metallverbrauch sowie Versauerung, Landnutzung, Ozonabbau und Partikel Emissionen ist die Erzeugung des Stroms, der sowohl für die Wärme der Dehydrierung als auch für den Strombedarf an der Tankstelle und die Wasserstoffverluste bei der Dehydrierung eingesetzt wird, für die hohen Ergebnisse des LOHC-Transports verantwortlich. Eine detaillierte Diskussion der Umweltwirkungen des Strommixes findet sich in Abschnitt 4.2.1. Für die Umweltwirkungen der Wasserstoffproduktion sei auf Abschnitt 7.4.2 verwiesen.

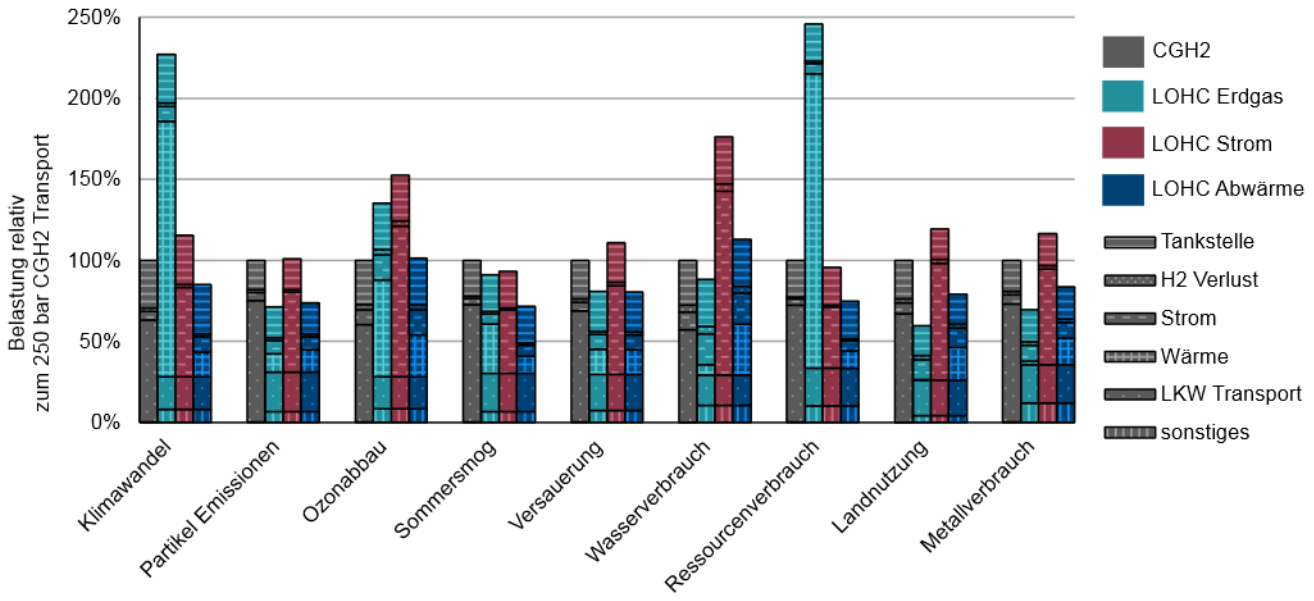


Abbildung 8.5: Trade-offs der Wasserstoffanlieferung an Tankstellen mit Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) im Vergleich zum komprimierten, gasförmigen (compressed, gaseous) Wasserstofftransport (CGH_2) Transport mit 250 bar Tanks für das Szenario 2050.

FOKUSUNTERSUCHUNG DRUCKNIVEAU

Der Transport von Wasserstoff in Hochdrucktanks bei 500 bar ist aus ökologischer Perspektive vorteilhaft. Jedoch sind die Kosten für diesen Transport oft mehr als doppelt so hoch, als wenn der Wasserstoff bei 200 bar bis 300 bar transportiert werden würde [83]. Daher wird an dieser Stelle wie bei der TÖA (Abschnitt 8.2.3) der Einfluss des Druckniveaus auf die Ergebnisse diskutiert. Bisher wurde angenommen, dass als Referenztechnologie für den Wasserstofftransport ein Lkw-Transport in Hochdrucktanks bei 500 bar herangezogen wird. Dies bedeutet eine Nettotransportkapazität von 1.200 kg pro Lkw-Fahrt. Die günstigere Alternative sind Drucktanks mit einem Niveau von 250 bar. Das senkt die Nettotransportkapazität auf 550 kg. Gleichzeitig verringert sich jedoch der Strombedarf für die Anfangskompression. Insgesamt erhöht sich dadurch die Wirkung auf den Klimawandel in 2050 von 0,91 auf 1,33 kg CO_2-Äq./kg Wasserstoff bzw. um 46 %. Die größten Auswirkungen hat dies auf die Umweltwirkung Landnutzung mit einem Plus von 64 %. Am wenigsten ist davon der Wasserverbrauch mit einem Plus von 35 % betroffen. Dementsprechend verschieben sich die Trade-offs mit den LOHC-Transportketten (s. **Abbildung 8.5**).

Die Änderung der Transportkapazität hat zur Folge, dass mit einer Lkw-Fahrt mit LOHC ca. die dreifache Menge Wasserstoff im Vergleich zum CGH_2-Transport bei 250 bar transportiert werden kann. Dies spiegelt sich auch im Vergleich der Technologien wider. Im Gegensatz zum vorher diskutierten Druckniveau von 500 bar ist der Transport von Hochdruckwasserstoff per Lkw in keiner Umweltkategorie eindeutig im Vorteil. Nur bei der Umweltwirkung Ozonabbau liegt der 250 bar CGH_2 Transport gleichauf mit der LOHC-Option mit Abwärme. Beim Sommersmog sind sogar alle LOHC-Optionen besser als der 250 bar CGH_2 Transport. In den übrigen Umweltwirkungskategorien ist zumindest eine LOHC-Option besser als der 250 bar CGH_2 Transport.

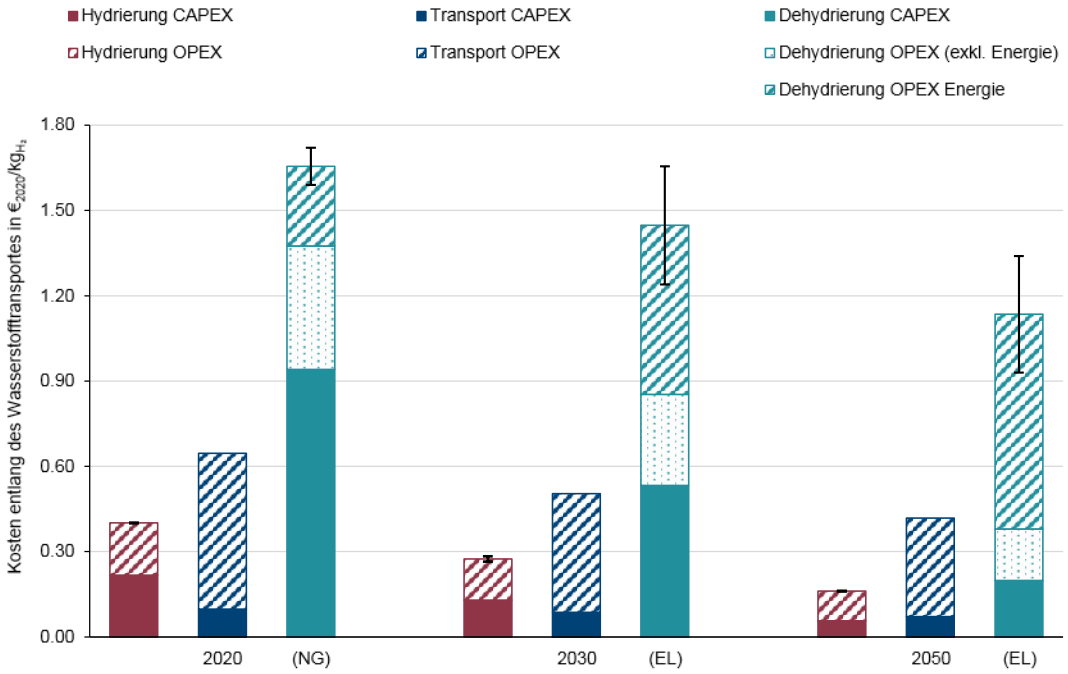


Abbildung 8.6: Aufschlüsselung der Kosten für den Transport von Wasserstoff per LOHC | Bezugsjahr 2020.

8.2.3 Techno-ökonomische Analyse

Autor: Moritz Raab

Sämtliche Eingangsparameter, welche für die TÖA erforderlich sind, sind im Technischen Anhang gelistet. Die Kostendaten für die LOHC-Hydrier- und Dehydriereinheit sowie für die Tankstelle wurden von den Partner*innen des technischen Arbeitspaketes zur Verfügung gestellt.

Bei der in **Abbildung 8.1** dargestellten Hydrierreaktion wird Prozesswärme in Höhe von ca. 9 kWh/kgH_2 auf einem Temperaturniveau von etwa 250 °C freigesetzt. Im Rahmen der Analysen wurden verschiedene Konzepte (Kühlung mit Kühlwasser bzw. Dampferzeugung und mit anschließender Verstromung in einer Dampfturbine) des Wärmemanagements evaluiert, wobei aufgrund der Schätzgenauigkeit und der gegebenen ökonomischen Randbedingungen keines der Konzepte kostentechnisch signifikant herausragt. Der Transport des beladenen LOHCs, bzw. den Rücktransport des unbeladenen LOHCs per Lkw wurde äquivalent zu Kapitel 7.5 durchgeführt. Dabei wurden im Jahr 2020 konventionelle Diesel Lkw und für die Jahre 2030 und 2050 Brennstoffzellen Lkw angenommen. Der Wärmebedarf der Dehydrierung liegt aufgrund von Irreversibilitäten und prozessbedingten Verlusten etwas oberhalb von 9 kWh/kgH_2 und wird auf einem Temperaturniveau von 300 °C benötigt. Von den in der Prozessbeschreibung genannten Möglichkeiten der Wärmeversorgung ist die Nutzung von industrieller Abwärme die kostengünstigste Option, was aus der Annahme der ökonomischen Randbedingungen resultiert, dass diese kostenfrei zur Verfügung steht. Die Kosten für die Hydrierung, Transport und die anschließende Dehydrierung sind in **Abbildung 8.6** für die jeweiligen Jahre graphisch dargestellt. Die Fehlerbalken dienen dazu, den Einfluss des jeweiligen Wärmemanagements darzustellen. Bei der Hydrierung ist der Einfluss vernachlässigbar. Bei der Dehydrierung wurden für die OPEX die Kosten für die Dehydrierwärme extra dargestellt. Für den Fall, dass Abwärme kostenfrei zur Verfügung steht, sind nur die Kosten für die CAPEX und die OPEX (exkl. Energie) zu berücksichtigen. Für Dehydrierung OPEX Energie ist der Mittelwert zwischen dem Fall, dass mit Strom (EL) bzw. mit Erdgas (NG) dehydriert wird, in **Abbildung 8.6** graphisch dargestellt. Das obere Ende des Fehlerbalkens gibt die in dem jeweiligen Jahr teurere, das untere Ende des Fehlerbalken die in dem jeweiligen Jahr günstigere Option wieder. Die in dem jeweiligen Jahr günstigere Option ist neben der Jahreszahl in Klammern angegeben.

Für die Kostendarstellung der gesamten Prozesskette wird angenommen, dass mit elektrischem Strom die Wärme für die Dehydrierung eingebracht wird. In **Abbildung 8.7** sind die Gesamtkosten inkl. der Referenzfälle (Transport von Druckwasserstoff bei 250 und 500 bar) dargestellt. Für die Referenzfälle wird angemerkt, dass der Detailierungsgrad nicht mit der des LOHC-Falls gleichzusetzen ist, da hier keine Anpassung der Wasserstofftankstelle (HRS) erfolgt ist. Mit Konv. wird in **Abbildung 8.7** der Umwandlungsschritt des Wasserstoffs in den transportablen Zustand bezeichnet.

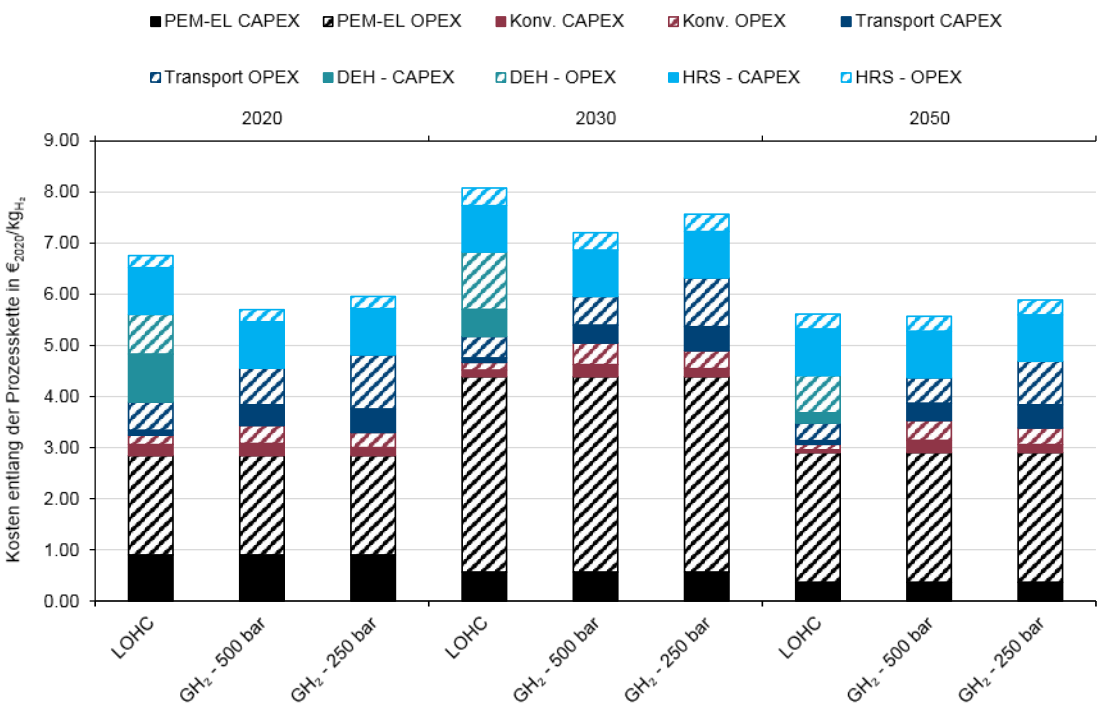


Abbildung 8.7: Kostenaufschlüsselung für die Prozesskette „Versorgung einer Tankstelle mit H_2 aus einer PEM-Elektrolyse" | LOHC vs. Drucktrailer.

Aus der **Abbildung 8.7** wird ersichtlich, dass sich unter den gegebenen Randbedingungen und im Rahmen der Schätzgenauigkeit von ±30 %, die perspektivischen Kosten für den Wasserstofftransport per LOHC in der gleichen Größenordnung befinden wie die des Transports in Drucktrailern. Vor allem die Kosten für den Energiebedarf der Rückkonversion beeinflussen das Ranking bei den perspektivischen Kosten. Die LOHC-Technologie hat die Vorteile der geringen Transportkosten, während der Transport per Drucktrailer den Vorteil hat, dass bei der Rückkonversion keine Kosten anfallen. Je nach Szenario und räumlicher Verfügbarkeit an den Tankstellen kann durch einen Wechsel der Drucktrailer dieser als zusätzlicher Speicher fungieren. Technische Vorteile der LOHC-Technologie, welche sich nicht in den Kosten darstellen lassen, sind die Nutzbarkeit der bestehenden Infrastruktur an den vorhandenen Tankstellen, geringere Speicherkosten falls größere Mengen an Wasserstoff vorgelagert werden sollen oder weitere Sicherheitsaspekte, da der Transport drucklos erfolgt. Weitere Aspekte, welche den direkten Vergleich zwischen der LOHC-Technologie und den Drucktrailern beeinflussen, sind die zu transportierende Menge sowie die Distanz.

8.3 Fazit der Nachhaltigkeitsanalysen zur LOHC-Nutzung

*Autor*innen: Moritz Raab, Christina Wulf, Petra Zapp*

Im Rahmen des Kopernikus-Projekts P2X wurde der Spezialfall der LOHC-Nutzung als Transportalternative untersucht. Aus Klimagesichtspunkten ist die Versorgung einer Wasserstofftankstelle mit gasförmigem Wasserstoff bei 500 bar vorteilhafter als der Transport mit der LOHC-Technologie. Stünde als Alternative nur der gasförmige Transport bei 250 bar zur Verfügung, hängt die Klimafreundlichkeit der LOHC-Technologie von der eingesetzten Wärme für die Dehydrierung ab.

Aus ökonomischer Sicht sind für die Jahre 2020 und 2030 die Kosten des Transports per LOHC um bis zu 1 €/kgH_2 höher als beim gasförmigen Transport. Für das Jahr 2050 ist der Transport per LOHC die günstigere Option, jedoch nur minimal im Vergleich zum Transport im gasförmigen Zustand bei 500 bar, wobei auch hier auf die Schätzgenauigkeit von ± 30 % hingewiesen wird. Werden die Kosten mit dem aktuellen Tankstellenpreis verglichen, welcher seit Juni 2022 bei 12,85 €/kgH_2 liegt, zeigt sich, dass im gegebenen Szenario mit jeder Technologie eine Tankstelle kostendeckend mit Wasserstoff aus einer PEM-EL versorgt werden kann und eine Marge für Gewinne und Steuern vorhanden ist. Aspekte wie die Nutzung vorhandener Infrastruktur wurden dabei nicht berücksichtigt, würden sich jedoch positiv auf die Analysen auswirken.

C. POWER-TO-X IM DISKURS

9. Potenzialanalyse unterschiedlicher Länder

Ergänzend zu den Potenzialanalysen für Deutschland werden im folgenden Kapitel die Potenziale zur Herstellung von grünem Wasserstoff und PtX-Derivaten in ausgewählten Ländern beschrieben. Auf Basis der in der Roadmap 3.0 skizzierten Methodik zur kriterienbasierten Strukturierung und Differenzierung von Potenzialebenen für die Herstellung von grünem Wasserstoff und PtX-Derivaten wurden Länder aus unterschiedlichen Regionen identifiziert und auf Basis quantitativer Strukturdaten (bzgl. politischer, ökonomischer, techno-struktureller, ökologischer, sozialer, geographischer Aspekte) mit Unterstützung der Expertise lokaler Berater*innen analysiert und bewertet. Die umfassenden Länderanalysen auf Basis quantitativer Daten und qualitativer Analysen zeichnen das jeweilige Gesamtbild für ein Land und dessen Handlungsoptionen (Bottom-Up Analyse).

9.1 Methodik

*Autor*innen: Elmar Schuppe, Carla Reihle, Felix Thomas*

Für die Fallstudien wurden vier Entwicklungs- und Schwellenländer aus verschiedenen Weltregionen ausgewählt, die sich neben unterschiedlichen wirtschaftlichen Entwicklungspfaden insbesondere auch durch einen unterschiedlichen Erfahrungsstand mit Wasserstofftechnologien differenzieren lassen:

(a) Chile als Early Adopter: Ein Land, das prinzipiell aufgrund einer Kombination von einem hohen Potenzial an erneuerbaren Energien, bereits existierenden relevanten Infrastrukturen und politischer Willensbekundung schnell in der Lage ist, eine PtX-Erzeugung hochzufahren. Chile hat sehr gute Startbedingungen, um sich auf einem Weltmarkt für grünen Wasserstoff/PtX erfolgreich zu positionieren.

(b) Kasachstan als Transition Country: Ein Land, das derzeit aufgrund der vorhandenen Ressourcen stark von einer fossilen Energiewirtschaft dominiert wird und eine Energiewende in naher Zukunft einleiten muss. Kasachstan hat zwar ambitionierte Klimaziele, dennoch fehlt es derzeit an Anreizen für den effektiven

Ausbau nachhaltiger Technologien, die das durchaus große theoretische Potenzial für grünen Wasserstoff/PtX heben könnten.

(c) Costa Rica und Madagaskar als Newcomer: Länder, die neu in den Wasserstoff/PtX-Markt einsteigen (könnten) und prinzipiell ein hohes Potenzial für die Entwicklung von Wasserstoffstrukturen aufweisen. Während Costa Rica hierfür bereits viele Erfolgsfaktoren mitbringt, hinkt Madagaskar insbesondere aufgrund struktureller Restriktionen vor allem im Infrastrukturbereich den Entwicklungen – ungeachtet des hohen theoretischen Potenzials für eine Wasserstofferzeugung – hinterher.

Für die Fallstudien in den vier ausgewählten Ländern wurde mithilfe von Expert*innen vor Ort auf Basis einer umfassenden Erhebung von Strukturdaten zunächst das technische Potenzial quantifiziert und darauf basierend Entwicklungspfade für die Verwendung identifiziert, die bei der Weiterentwicklung einer landesspezifischen Wasserstoff-/PtX-Wirtschaft eine Rolle spielen könnten. Damit trotz großer Unterschiede zwischen den Ländern (auch in Hinsicht auf die Datenverfügbarkeit) ein größtmögliches Maß an Vergleichbarkeit der untersuchten Strukturmerkmale sichergestellt werden kann, folgt der Aufbau der hier in der Roadmap dargelegten Analyse einer einheitlichen, länderübergreifenden methodischen Struktur. Dabei ist es für eine präzise Abschätzung des PtX-Potenzials in den Ländern relevant, die Analyse der einzelnen Potenzialebenen (s. Roadmap 3.0) zunächst angebotsseitig im Hinblick auf die Produktionsmöglichkeiten von grünem Wasserstoff und PtX abzuschätzen. Darauf basierend und unter Berücksichtigung der bereits vorhandenen relevanten Infrastrukturen werden im Rahmen der Analyse der Nachfrageseite landesspezifische Narrative für den Aufbau einer grünen Wasserstoff- bzw. PtX-Wirtschaft abgeleitet. Ökologische Aspekte wie Flächen- und Wasserverfügbarkeit sowie soziale und politische bzw. geostrategische Aspekte werden rahmensetzend in die qualitative Analyse einbezogen.

Die für die vier Fallstudien hier zugrunde liegende Bottom-Up Länderanalyse unterscheidet sich im Vergleich zu den in den Kapiteln 5-8 verwendeten rein quantitativen Top-Down Analysen zu den technischen Potenzialen in Deutschland. Während die Top-Down Analysen zunächst das technische Maximalpotenzial bestimmen und erst anschließend die ergänzenden Kriterien qualitativ berücksichtigen, richtet der Bottom-Up Ansatz seine Analysen schwerpunktmäßig auf das Identifizieren der länderspezifischen, qualitativen Kriterien (Ländernarrative).

9.2 Fallstudien

9.2.1 Chile

Chile ist eine der volkswirtschaftlich stärksten Nationen Lateinamerikas. Aufgrund der großen Nord-Süd-Ausdehnung des Landes von über 4.000 km existieren eine Vielzahl unterschiedlicher Klimazonen und Ökosysteme. Die sonnenreiche Atacama-Wüste im Norden sowie die Magellanes-Region im Süden des Landes mit starken und konstanten Winden bieten optimale Möglichkeiten für den Ausbau von erneuerbaren Energien. Die geographisch günstigen Bedingungen zusammen mit der hohen Verfügbarkeit von Land, der relativen ökonomischen Stabilität und marktwirtschaftlichen Ausrichtung Chiles bieten beste Voraussetzungen, eine Vorreiterrolle in der lateinamerikanischen Wasserstoffindustrie zu übernehmen.

ANALYSE ANGEBOT

Die Entwicklung des chilenischen Stromsektors ist bereits heute deutlich durch den Ausbau von erneuerbaren Energien geprägt. Zwar wird gegenwärtig die Elektrizität noch ca. je zur Hälfte aus fossilen und erneuerbaren Energien erzeugt, jedoch hat das Land das Ziel, bis 2050 klimaneutral zu werden. Das weltweit große Interesse für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und PtX-Produkten in Chile kann vor allem auf die hohe Solareinstrahlung im Norden und das große Windkraftpotenzial im Süden des Landes zurückgeführt werden. Dieses große Potenzial für erneuerbare Energie bietet beste Grundvoraussetzungen für die Entwicklung einer chilenischen Wasserstoffwirtschaft. Wie in **Abbildung 9.1** veranschaulicht, betrug die Stromerzeugung aus Onshore-Windturbinen in Chile im Jahr 2020 rund 5,8 TWh. Prognosen gehen von einer starken Zunahme um den Faktor 17 auf nahezu 100 TWh im Jahr 2050 aus. Analog dazu zeigen Studien, dass sich die derzeitig national installierte Solarenergie von 10 TWh im Jahr 2020 auf über 100 TWh im Jahr 2050 mehr als verzehnfachen soll [84]. Die dabei zu beobachtende Zunahme des Anteils an Solarenergie zwischen 2040 und 2050 ist vor allem auf die prognostizierte Einführung von solarthermischer Stromerzeugung („Concentrated Solar Power" (CSP)) zurückzuführen. Auf Basis dieser guten Grundvoraussetzungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind bereits erste Anlagen für die Erzeugung von grünem H_2 und die Weiterverarbeitung in andere PtX-Derivate in Planung (z. B. die Kooperation zwischen Siemens Energy, Porsche u.a. mit dem Ziel, Power-to-Liquid (PtL) Kraftstoffe zu produzieren [85]).

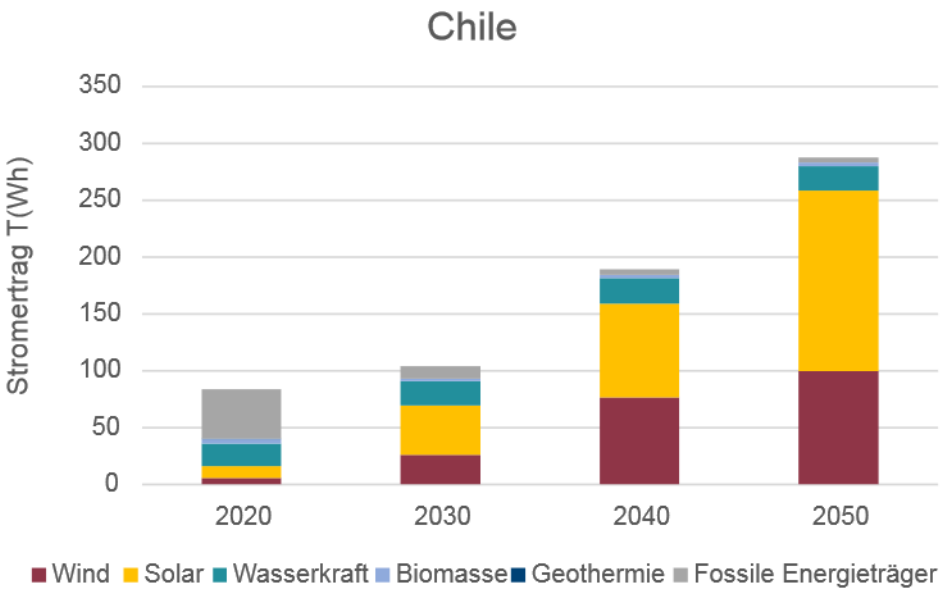


Abbildung 9.1: Stromerzeugungsentwicklung in Chile.

Chile ist bereits heutzutage von ausgeprägter Wasserknappheit bei den Süßwasservorkommen betroffen. Es wird erwartet, dass die Wasserknappheit aufgrund des Klimawandels und der intensiven Bergbau- und landwirtschaftlichen Aktivitäten speziell im Norden Chiles zunehmen wird [86], [87]. Infolgedessen wird zukünftig auch die stärkere Nutzung von Meerwasserentsalzungsanlagen in Chile in Betracht gezogen [88]. Ein entsprechender Ausbau dieser Kapazitäten könnte so auch das benötigte Wasser für Elektrolyseprozesse bereitstellen, ohne den vorhandenen Wasserstress weiter zu verschärfen. Lokale Expert*innen haben 83 derzeitig bestehende Entsalzungsanlagen (Meer- oder Grundwasser) identifiziert. Diese sind unterschiedlich groß und teilweise auch exklusiv für die lokale Aufbereitung von Trinkwasser konstruiert [89].

Die gegenwärtigen Planungen für den Aufbau grüner H_2- und PtX-Anlagen konzentrieren sich auf die Standorte mit den höchsten Potenzialen für erneuerbare Stromerzeugung im Norden und im Süden des Landes. Konträr dazu liegen die meisten Industriecluster, die übergangsweise als CO_2-Punktquellen für die Kohlenstoffzufuhr von PtX-Prozessen genutzt werden könnten, in anderen Landesteilen. Nach Angaben von lokalen Expert*innen können derartige Punktquellen in verschiedene Industriecluster unterteilt werden, wobei sich die größten Cluster in den Regionen Antofagasta, Atacama, Valparaiso, Metropolitana und Biobio befinden. Die potenziell geeigneten Punktquellen mit den größten nutzbaren CO_2-Emissionen gehen aus Energiegewinnungsprozessen hervor (für tiefergreifendere Daten der exakten CO_2-Abscheidungskapazität je Punktquelle ist allerdings eine detailliertere Analyse notwendig, um so das Angebotspotenzial für die gesamte Bereitstellungskapazität von CO_2 feststellen zu können). Die gesamten CO_2-Emissionen im Jahr 2018 betrugen in Chile 54 Mio. t (Informationen zu spezifischen Emissionsmengen je Punktquelle liegen nicht vor). Alternativ kann neben der Nutzung von industriellen CO_2-Punktquellen die Verwendung von „Direct-Air-Capture" (DAC)-Anlagen oder biogenen Quellen in Betracht gezogen werden.

Chile besitzt generell eine gute Transportinfrastruktur in Form von Gaspipelines, Häfen und Flughäfen. Die bestehenden Strukturen sind grundsätzlich für den Export und die Implementierung von PtX-Produkten geeignet. Verglichen mit anderen Ländern verfügt Chile zudem über die nötige Finanzkraft für neue und umfangreiche Infrastrukturprojekte sowie über die relevante Technologieexpertise.

Aufgrund der speziellen Flächenverteilung infolge der weiten Nord-Süd-Ausdehnung ist die Stromnetzinfrastruktur im Vergleich zu den Nachbarländern als gut zu bewerten. Die ehemals vorhandenen vier Regionalnetze wurden 2018 zu einem Gesamtnetz, dem National Electricity System (SEN), zusammengefasst und versorgen seitdem 99 % des gesamten chilenischen Elektrizitätsmarkts [90]. Die Stromnetzlänge beträgt rund 16.500 km im Niederspannungsnetz, 6.000 km im Mittelspannungsnetz, 7.500 km im Hochspannungsnetz und 4.500 km im Höchstspannungsnetz. Erste Projekte für die Produktion von grünem Wasserstoff mit Stromnetzanbindung befinden sich bereits in Planung [91].

Die Speicherkapazitäten im nationalem SEN-Netz werden weiter ausgebaut: Lokalen Expert*innen zufolge befinden sich – neben den bereits in Betrieb befindlichen vier Batteriespeichern (54 MW) – fünf weitere Batteriespeicherprojekte mit einer Kapazität von fast 200 MW im Ausbau. Darüber hinaus haben die chilenische Regierung und das US-amerikanische Energieunternehmen AES im Jahr 2021 während der internationalen Klimakonferenz COP26 einen zusätzlichen Speicherausbau in Chile auf insgesamt 300 MW bis 2023 angekündigt [92]. Damit werden gute Grundvoraussetzungen für den forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien im chilenischen Netz geschaffen.

Chiles Gasindustrie verfügt über ein Pipeline-Netz mit einer Gesamtlänge von mehr als 4.000 km, das derzeit ausschließlich dem Transport von Gasen dient (mit einer max. Kapazität von rd. 140 m^3/h in weiten Teilen des Landes)[93]. Daten zu Wasserstoff-Diffusionen oder maximalen H_2-Einmischraten sind derzeit noch nicht vorhanden. Es ist allerdings aufgrund teilweise alter Rohrleitungen eher von reduzierten Beimischraten auszugehen, da an den in Chile verwendeten Stahlpipelines durch „Hydrogen Induced Cracking" (HIC)-Phänomene irreversible Mängel an den Leitungen auftreten können. Häufig und in allen Teilen des Landes auftretende Erdbeben stellen ein weiteres Sicherheitsrisiko für die unterirdisch verlegte Pipeline-Infrastruktur dar.

Hinsichtlich der Gütertransportanbindungen für den Export verfügt Chile über eine hervorragende Infrastruktur. Der gute Seezugang zeichnet Chile bei einer Küstenlange von 6.435 km durch 54 Häfen mit einer Ladekapazität von insgesamt 139 Millionen t/a und der Magellanstraße als wichtige direkte Transportroute nach Europa aus [93]. Damit verfügt das Land über alle Grundbausteine für den Export von grünem H_2 oder PtX-Produkten. Zudem sind aufgrund der geringen geographischen Ost-West-Ausdehnung (100 – 200 km) Binnentransporte über nur relative kurze Distanzen hinweg zu realisieren.

Landflächen sind in Chile reichlich vorhanden. Abseits der Ballungsräume gibt es viele gering besiedelte Gebiete, in denen kaum Landkonflikte zu erwarten sind. Insgesamt verfügt Chile über eine Landfläche von 755.915 km^2, die sich zu ca. 26 % aus Urwald, 28 % Graslandschaften, 6 % Feuchtgebiete, nur 1 % Bebauung sowie 4 % Landwirtschaftsflächen zusammensetzt (Rest andere Flächen) [93]. Die für die Kapazitätserweiterung von erneuerbaren Energien benötigten Flächen für den Ausbau von H_2-Produktionskapazitäten sind infolgedessen vorhanden.

POTENZIAL ANGEBOT

Aufgrund der guten Bedingungen für Strom aus erneuerbaren Energien hat Chile das Potenzial, bereits heute vergleichsweise günstigen grünen Wasserstoff zu produzieren [94]. Durch das hohe EE Potenzial und den weiter zunehmenden Ausbau von Wind- und Solarenergie kann das für die Zertifizierung notwendige Kriterium der Additionalität beim Zubau für erneuerbaren elektrischen Strom erfüllt werden.

Das Land besitzt genügend Potenzial, um den Aufbau einer exportorientierten, grünen und nachhaltigen H_2-und PtX-Wirtschaft realisieren zu können.

Nach Aussage nationaler Expert*innen stellt Wasser in Chile keine begrenzende Ressource für die Produktion von grünem Wasserstoff dar. Das liegt daran, dass sowohl die Produktionskapazitäten der installierten Meerwasserentsalzungsanlagen graduell ansteigen werden und somit ein signifikant größeres Wasservolumen entsalzt werden kann, als auch die Anzahl der Anlagen selbst durch einen weiteren Ausbau zunimmt. Darüber hinaus können durch eine bewusste Überdimensionierung von Entsalzungsanlagen (bei relativ geringen Mehrkosten) andere Sektoren, wie beispielsweise die lokale Landwirtschaft oder die lokale Bevölkerung, einen positiven Nutzen durch die Mitversorgung erzielen.

Die CO_2-Emissionsstandorte in Chile könnten theoretisch als Punktquellen beträchtliche Mengen des benötigten Kohlenstoffs für PtX-Konzepte liefern. Dezentrale Potenziale können erst genau bestimmt werden, wenn eine strukturierte Bemessung der Emissionshöhen für die bestehenden Punktquellen im Land stattgefunden hat.

Das Stromnetz befindet sich in einem sehr guten Zustand und der Elektrizitätszugang in Chile für die Bevölkerung und die Industrie ist im Vergleich zu anderen südamerikanischen Ländern sehr gut. Die Monopolstellung des privaten Netzanbieters SEN mit über 99 % Marktanteil kann unter Umständen zu Problemen in Ausbauvorhaben führen. Die gute Netzinfrastruktur und der hohe Grad an installierter und weiterhin steigender Batteriespeicherkapazitäten trägt zu einem hohen Potenzial für grünen H_2/PtX bei.

Der Transport von grünem Wasserstoff/PtX ist in Chile gut möglich, da das Land über eine gut ausgebaute Gasinfrastruktur verfügt, die bei Bedarf Beimischungsmengen aufnehmen oder ggf. umgewidmet werden kann. Da keine Pipelines für den Transport von flüssigen Energieträgern existieren, ist speziell das Potenzial für den Transport von PtL-, LOHC-, Flüssigwasserstoff (LH_2), Methanol- und flüssigem Ammoniak (LNH_3) zunächst eingeschränkt, könnte aber in der Frühphase eines H_2- und PtX-Hochlaufs via Straßentransport aufgrund der relativ geringen Distanzen, kompensiert werden.

Das Land verfügt über gute Transportmöglichkeiten, die einen raschen Ausbau nicht einschränken. Allerdings können herausfordernde geografische Verhältnisse und damit verbundene schlechte Transportbedingungen für den Anlagenbau mitunter zu einer Verzögerung des Ausbaus von Solar- oder Windkapazitäten in der Magellanes-Region führen. Die gute Seeanbindung sowie das Vorhandensein von Industriehäfen führt zu einem hohem Exportpotenzial für grünen Wasserstoff und PtX aus Chile.

Insgesamt kann auch aufgrund großer verfügbarer Flächen für den Ausbau an Stromerzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien ein hohes Potenzial für einen Markthochlauf für eine grüne Wasserstoff-/PtX-Produktion in Chile konstatiert werden.

ANALYSE NACHFRAGE

Der sich im Aufbau befindliche chilenische Wasserstoffmarkt berücksichtigt sowohl die Produktion von grünem Wasserstoff für den inländischen Markt als auch die Versorgung anderer Länder mit auf Basis von erneuerbarem Strom produzierten PtX-Produkten.

Chile legt beim Aufbau der erneuerbaren PtX-Wertschöpfungskette einen starken Fokus auf den Produktexport. Bereits heute ist absehbar, dass viele Länder ihren zukünftigen Bedarf an grünem Wasserstoff nicht selbst decken können und vom Import der jeweiligen Produkte abhängig sein werden. Das bietet für Chile die strategische Möglichkeit, einen Exportmarkt für erneuerbare PtX-Produkte aufzubauen. Der Aus- und Aufbau der chilenischen PtX-Wertschöpfungskette berücksichtigt daher mittelfristig den Export von grünem Ammoniak sowie langfristig den Export von grünem Wasserstoff [95].

Aber auch der inländische Markt sorgt für Nachfrage nach erneuerbaren PtX-Produkten. Die nationale Nachfrage nach grünem Wasserstoff soll in Zukunft aufgrund der Defossilisierungspläne des Landes steigen. Im Vordergrund steht hierbei die Defossilisierung einzelner Sektoren. Da der Großteil an Wasserstoff (rund 99 %) in Chile derzeit von Ölraffinerien nachgefragt wird, ist hier Ziel, den derzeit grau produzierten Wasserstoff durch grünen zu ersetzen.

Aber auch der Transportsektor spielt eine große Rolle, wenn es um die Nachfrage nach erneuerbaren PtX-Produkten geht. Mit 30 % stellt dieser Sektor den größten Anteil am Gesamtenergiebedarf in Chile dar [96]. Die damit in Verbindung stehenden Emissionen sollen vor allem durch die Umstellung von Überlandbussen und dem Schwerlastverkehr auf alternative Antriebsformen auf Basis von grünem Wasserstoff reduziert werden. Das gilt insbesondere auch für die in Minen eingesetzten Fahrzeuge.

Neben dem Transportsektor gilt es ebenfalls, die bestehenden Industriestandorte im Land zu defossilisieren. Die hieraus entstehende Nachfrage erstreckt sich vor allem auf den Ersatz von importiertem Ammoniak durch lokal produzierten Ammoniak hergestellt auf Basis von erneuerbaren Energien [95]. Ammoniak wird in Chile hauptsächlich für die Produktion von Sprengstoffen für den Bergbau benötigt. Aber auch für die Herstellung von Düngemitteln ist Ammoniak ein wesentlicher Bestandteil. Zusätzlich wird zukünftig auch die Betankung von Schiffen mit Ammoniak in Betracht gezogen, was den Produktionsbedarf zusätzlich steigern würde. Dies ist jedoch an weitere Entwicklungsschritte gekoppelt und wird erst nach 2030 relevant.

POTENZIAL NACHFRAGE

Das Nachfragepotenzial an grünem Wasserstoff in Chile wird größtenteils durch den Bedarf ausländischer Märkte bestimmt. Auf Basis der vorhandenen erneuerbaren Energien hat Chile die Möglichkeit, den Export von PtX-Produkten in andere Länder anzustreben. Dieses Potenzial wird zusätzlich durch die vorhandene Infrastruktur sowie der guten Seeanbindung und dem Vorhandensein von Industriehäfen erhöht.

Zusätzlich zu den Exportplänen wird das Nachfragepotenzial auch durch die inländische Transition hin zu einem nachhaltigen Wirtschaftssystem auf Basis erneuerbarer Energien gesteigert. Hierzu gehört unter anderem die Umstellung verschiedener Transportmittel wie Überlandbusse oder Lkw auf alternative Kraftstoffe, um so die Emissionen in diesen Sektoren zu reduzieren. Auch der Bergbausektor bietet viele Möglichkeiten für den Einsatz von grün produzierten PtX-Produkten. Dadurch besteht die Möglichkeit für den Aufbau eines komplett neuen Industriesektors auf Basis erneuerbarer Energien innerhalb des Landes. Gleichfalls bietet es die Chance, die Energieimportabhängigkeit zu reduzieren bzw. energieautark zu werden.

POLITISCHE EBENE

Im Jahr 2020 veröffentlichte Chile seine Nationale Strategie für grünen Wasserstoff [95]. Ziel ist es, bis 2025 zu einer Top-Exportnation für grünen Wasserstoff aus Lateinamerika zu werden. Darüber hinaus verfolgt Chile bis 2030 das Ziel, den preisgünstigsten grünen Wasserstoff weltweit zu produzieren und global zu exportieren.

Im Rahmen der Wasserstoffstrategie sollen bis 2025 5 GW an Elektrolysekapazität ausgebaut werden und 2040 soll Chile zu den drei weltweit größten Exportnationen gehören. Finanzielle Anreize für die Produktion von grünem Wasserstoff sollen den Markthochlauf flankieren, allerdings erst nachdem Pilot-Projekte erfolgreich realisiert worden sind. Dieses Vorgehen stützt sich auf vorhandene Kapazitäten und die Wettbewerbsfähigkeit privater Unternehmen und ist charakteristisch für Chile.

SOZIALE EBENE

Grundsätzlich gibt es in der Bevölkerung eine große Akzeptanz gegenüber neuen Technologien. Generell genießen erneuerbare Energien einen deutlich besseren Ruf als Kohlekraftwerke in der Gesellschaft, die diesbezüglich einen hohen Grad an Sensibilisierung aufweist. Dies liegt an dem bereits abgesicherten Energiezugang für die Bevölkerung und dem weiter voranschreitenden Ausbau von erneuerbaren Energien, sodass kein Konflikt mit der Versorgungssicherheit oder einer Einschränkung bei der Umsetzung der nationalen Energiewende abzusehen ist, sollten Wasserstoffprojekte unter dem Gesichtspunkt des additiven Zubaus von erneuerbaren Energien realisiert werden.

Bei Solar- und Windkraftprojekten haben ansässige Gemeinden neben positiven jedoch auch negative Erfahrungen gemacht. Insbesondere die rein auf den Export gerichteten Wasserstoffprojekte werden dadurch als kritisch empfunden. Wenn Wasserstoffprojekte einen Gewinn in die Regionen bringen und sich die Lebensverhältnisse der Bevölkerung beispielsweise durch Jobmöglichkeiten oder Wasserzugang verbessern, ist generell von einer breiten gesellschaftlichen Akzeptanz auszugehen.

FAZIT

Chile weist ein hohes Potenzial für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und erneuerbaren PtX-Produkten auf. Dies kann vor allem auf das sehr hohe technische Potenzial von Solarstrom im Norden und Windstrom im Süden des Landes zurückgeführt werden. Zudem hat Chile frühzeitig als eines der ersten Länder eine Wasserstoffstrategie veröffentlicht und arbeitet konsequent an deren Umsetzung. Die Einbeziehung privatwirtschaftlicher Akteure und die marktwirtschaftliche Stabilität des Landes ziehen zudem ausländische Investor*innen an und ermöglichen so den weiteren Markthochlauf. Die nahezu optimalen Bedingungen für erneuerbare Energien garantieren einen niedrigen Energieerzeugungspreis, weswegen Chile zu den Top-Exporteuren von grünem Wasserstoff aufsteigen kann.

Die Wettbewerbsfähigkeit Chiles im Bereich erneuerbarer Energien, gekoppelt mit dem weltweiten Bedarf an erneuerbaren Energieträgern, öffnet Türen für das Entstehen eines Wirtschaftszweigs in der Größenordnung des heutigen chilenischen Bergbausektors. Die beobachtbaren zunehmenden Investitionen in diese Bereiche, aber auch in den Ausbau von Energiespeichersystemen und die Stromnetzinfrastruktur sind ein deutlicher Hinweis auf die Bestrebungen des Landes, einen Übergang zu einem nachhaltigen Wirtschaftssystem erfolgreich zu gestalten.

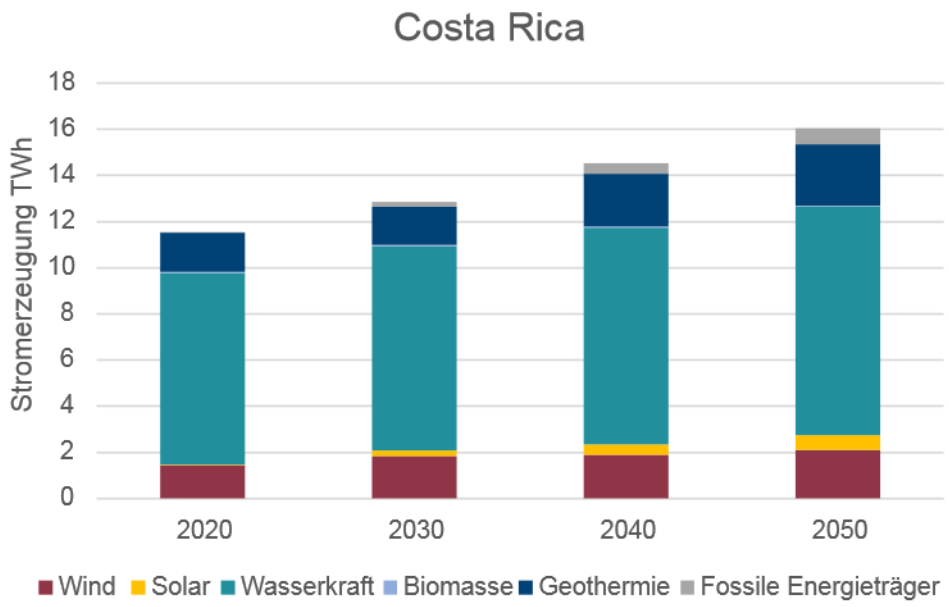


Abbildung 9.2: Stromerzeugungsentwicklung in Costa Rica.

9.2.2 Costa Rica

Costa Rica ist international für seine vielfältigen Ökosysteme und seine Naturschutzbestrebungen bekannt. Das kleine Land in Mittelamerika hat sich als weltweiter Marktführer für Ökotourismus etabliert. Costa Rica hat sich zum Ziel gesetzt, zu einem der ersten klimaneutralen Länder der Welt zu werden. Die politische Stabilität, Sicherheit sowie die gute geostrategische Lage machen es damit zu einem interessanten Fallbeispiel für grünen Wasserstoff und erneuerbare PtX-Produkte in der Region.

ANALYSE ANGEBOT

Der Anteil erneuerbarer Energien im costa-ricanischen Stromnetz beträgt bereits heute mehr als 98 % [97]. Neben Windkraft und Geothermie kommt dabei insbesondere der Wasserkraft – mit einem Anteil von rund 70 % an der gesamten nationalen Stromerzeugung (2020) – eine bedeutende Rolle zu [97]. Eine jüngst veröffentlichte Studie konstatiert ein erhebliches Potenzial an grüner Elektrizität, erzeugt aus Windkraft- und PV-Anlagen in Höhe von 108 TWh für das Jahr 2021. Bis 2040 kann das maximale Potenzial an erneuerbarer Stromproduktion in Costa Rica bis zu 112 TWh erreichen. Somit übersteigt das technische Potenzial in Costa Rica die prognostizierte Nachfrage heute und in den kommenden 20 Jahren zu fast jedem Zeitpunkt um das Zehnfache [98]. Fossile Energiequellen spielen im costa-ricanischen Elektrizitätssektor generell eine untergeordnete Rolle. Allerdings finden sie als Treibstoffe oder bei der Wärmeerzeugung weite Verwendung.

Abbildung 9.2 veranschaulicht, dass bis 2050 eine kontinuierliche Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieressourcen erwartet wird. Der Anstieg von Solarstrom kann insbesondere auf den Zubau kleiner und mittelgroßer Projekte durch den Privatsektor in der dezentralen Erzeugung zurückgeführt werden. Die Stromversorgung in Costa Rica ist generell staatlich geregelt, der geschlossene Strommarkt wird von dem staatlichen „Instituto Costarricense de Electricidad" (ICE) kontrolliert. Dabei ist entscheidend, dass private Anbieter*innen den Strom zwar produzieren dürfen, dieser jedoch ausschließlich über ICE zu einem festgelegten Preis veräußert werden darf. Dies hat zur Folge, dass private Anbieter*innen oft mit neuen Projekten nicht zum Zuge kommen. In der jüngeren Vergangenheit werden jedoch erste Bestrebungen unternommen, dies zu ändern, z. B. soll der Verkauf von Strom von privaten Anbieter*innen ermöglicht werden, wenn dieser zur Herstellung von grünem Wasserstoff genutzt wird.

Costa Rica ist ein Land mit reichlich Wasserressourcen und leidet infolgedessen generell nur unter geringem Wasserstress (5,8 % im Jahr 2020) [97]. Der größte Teil des Wassers wird aus oberirdischen Süßwasserquellen gewonnen (99 %), allerdings gibt es im Land regionale Unterschiede. Ein Beispiel ist die Provinz Guanacaste, in der etwa 40 % des Stromes produziert wird [97]. Hier gibt es beispielsweise konkurrierende Interessen um Wasserressourcen mit der Tourismus- und Gastgewerbebranche. Die zwei langen Küstenabschnitte Costa Ricas ermöglichen grundsätzlich gute Implementierungsmöglichkeiten für Meerwasserentsalzungsanlagen.

Da fossile Brennstoffe für die Stromerzeugung in Costa Rica kaum eine Rolle spielen, kommen als Punktquellen für die Entnahme von CO_2 hauptsächlich mittelgroße und große Industrieanlagen in Frage. Dazu zählen beispielsweise die Fertigungsindustrie und die Zement-, Kalk- und Gipsindustrie sowie die Glas- und Lebensmittelindustrie. Hier kommen fossile Brennstoffe in Verbrennungsprozessen zum Einsatz. Über

eine zukünftige Entwicklung der CO_2-Punktquellenpotenziale etwa bis 2050 kann derzeit aufgrund unzureichender Informationslage keine gesicherte Aussage getroffen werden. Neben Punktquellen besteht ebenfalls die Möglichkeit, CO_2 nachhaltig aus der Luft (DAC) oder biogenen Quellen zu gewinnen.

Der Elektrizitätszugang der Bevölkerung ist mit 99,9 % in Costa Rica sehr gut gesichert [99]. Der costa-ricanische Energiemarkt wird von staatlichen Institutionen dominiert. Prinzipiell ist das Ministerium für Umwelt und Energie (MINAE) in der Energieversorgung von Costa Rica federführend. In der Vergangenheit haben jedoch zwei dezentralisierte staatliche Akteure die Planung und Umsetzung immer mehr übernommen: ICE im Strommarkt sowie die „La Refinadora Costarricense de Petróleo" (RECOPE) im Öl- und Gassektor. Beide haben eine Monopolstellung auf ihren jeweiligen Märkten inne. Das vollintegrierte Ölunternehmen RECOPE kontrolliert die Importe fossiler Brennstoffe und deren Verteilung über ihr unternehmenseigenes Pipelinesystem. Der Elektrizitätsversorger ICE besitzt eine dominante Rolle in Schlüsselbereichen des Elektrizitätsmarktes, wie der Hochspannungsübertragung und Netzsteuerung, und teilt sich die Erzeugungs- und Verteilungsmärkte mit anderen Akteuren. Die Stromspeicherung in Costa Rica erfolgt hauptsächlich über Speicherwasserkraftwerke. Eine Infrastruktur für Batteriespeicher liegt derzeit noch nicht vor.

Die Pipeline-Infrastruktur ist in Costa Rica auf die Verteilung von Erdölprodukten wie Flüssigbrennstoffe ausgelegt, Gaspipelines gibt es keine. Die Ölpipelines reichen vom Osten bis zum Westen des Landes und verbinden die beiden wichtigsten Handelshäfen des Landes (Caldera am Pazifik und Moín am Atlantik). Costa Rica ist über diese beiden Handelshäfen an den internationalen Frachtmarkt angebunden. Von den Haupttanklagern entlang der Strecke und an den Enden der Pipelines werden alle Kraftstoffe auf dem Landweg zu den Endabnahmestellen der industriellen und gewerblichen Verbraucher (z. B. internationale Flughäfen in den Städten Alajuela und Liberia) transportiert.

Costa Rica hat eine Fläche von rund 51.000 km² mit einer durchschnittlichen Bevölkerungsdichte von 59 Einwohner*innen pro Quadratkilometer. Rund ein Viertel der Landesfläche steht unter Naturschutz und kann nur eingeschränkt oder gar nicht für industrielle Anwendungen genutzt werden. Die restliche Landnutzung teilt sich ungefähr in 25 % Waldfläche, 25 % Weidefläche und über 10 % Ackerfläche auf [100]. Infolgedessen eignet sich ein Großteil der Landesfläche (ca. 60 %) nicht oder nur eingeschränkt für den Aufbau von Infrastruktur [101].

POTENZIAL ANGEBOT

Costa Rica ist eines der wenigen Länder weltweit, das schon seit mehreren Jahren seine Stromversorgung fast ausschließlich auf Basis von erneuerbaren Energien sicherstellt. Dies und der fortwährende Elektrizitätsüberschuss in Costa Rica bilden die Grundlage für ein signifikantes Potenzial für die Produktion von grünem Wasserstoff und PtX-Derivaten. Der Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft in Costa Rica kann die nationale Eigenversorgung von grünem Wasserstoff und z. B. grünem Ammoniak sicherstellen. Eine darüber hinausgehende Wasserstoffproduktion ermöglicht sogar weitere Handlungsoptionen für die Verwendung von PtX-Derivaten. Der staatliche Stromnetzbetreiber ICE besitzt Monopolstellungen in Schlüsselbereichen des nationalen Elektrizitätsmarktes. Zwar ist das Stromnetz in Costa Rica weitestgehend ausgebaut, allerdings muss die dominante Rolle von ICE insbesondere bei einem für die Produktion von grünem Wasserstoff notwendigen, additiven Ausbau von erneuerbaren Energien und damit ggf. einhergehenden Netzerweiterungen berücksichtigt werden. So erlauben die derzeitigen Vorschriften beispielsweise die Beteiligung privater Unternehmen an Stromerzeugungssegmenten nur unter bestimmten Einschränkungen. Diese Restriktionen erklären beispielsweise auch, warum Onshore-Windtechnologien von privaten Betreiber*innen in naher Zukunft einen Rückgang in den aktuellen Prognosen aufweisen.

Aufgrund des niedrigen Wasserstress-Niveaus sowie der Möglichkeit des optionalen Zubaus von Meerwasserentsalzungsanlagen an Küstenstandorten, wird das H_2/PtX-Potenzial von Costa Rica nach Auffassung von lokalen Berater*innen grundsätzlich nicht durch knappe Wasserressourcen eingeschränkt. Allerdings ist eine fortschreitende nachhaltige Wasserbewirtschaftung für die Nachhaltigkeitskomponente von grünem H_2/PtX von hoher Bedeutung. Denn insbesondere dort, wo gute weitere Entwicklungsmöglichkeiten für solare Stromerzeugung identifiziert wurden, existiert ein höherer Grad an Wasserstress.

Eine Versorgung von PtX-Anlagen mit Kohlenstoffen ist in Costa Rica durch bestehende Industriepunktquellen der Fertigungsindustrie, der Zement-, Kalk- und Gipsindustrie sowie der Glas- und Lebensmittelindustrie prinzipiell möglich. Das Potenzial für PtX, zumindest für erste Anlagen, ist daher in Costa Rica nicht durch die Verfügbarkeit von CO_2 eingeschränkt. Zusätzliche Kohlenstoffquellen für größere Produktionskapazitäten von PtX-Derivaten könnten in der Zukunft durch den Zubau von DAC oder der Nutzung von biogenen Quellen sichergestellt werden.

Costa Rica verfügt grundsätzlich über eine relativ gute Infrastruktur, abgesehen von fehlenden Gaspipelines, die ggf. für den Transport von Wasserstoff genutzt werden könnten. Dazu gehören Häfen und Flughäfen, die einen Export oder die direkte Verwendung von Wasserstoff- und/oder PtX-Folgeprodukten ermöglichen könnten. Costa Ricas Potenzial für grünen H_2/PtX ist in Bezug auf die Infrastruktur sehr gut.

Die Stromspeicherung in Costa Rica wird derzeit über die vorhandenen Wasserkraftwerke geregelt. Bei einem fortschreitenden Ausbau der Stromerzeugung auf Basis von fluktuierender Wind- und Solarenergie ist es jedoch notwendig, den Ausbau der Speicherinfrastruktur, z. B. mit Batteriespeichern oder auf Basis von Wasserstoff, mitzudenken.

Die fehlende Gasinfrastruktur muss bei der Produktion und dem Transport zur Weiterverarbeitung von grünem Wasserstoff in PtX-Folgeprodukte in Costa Rica mitbedacht werden. Dieser zusätzliche Schritt in dem Aufbau der entsprechenden H_2-Wertschöpfungskette bedingt eigene Herausforderungen und schränkt das Potenzial für die Produktion bzw. Transport von PtX-Produkten in Costa Rica diesbezüglich derzeit ein. Allerdings sind Straßen umfangreich ausgebaut und können von Lkw auch für den Transport von H_2/PtX uneingeschränkt genutzt werden. Die Häfen sowohl im Osten als auch im Westen des Landes ermöglichen den Export von PtX-Derivaten in der Zukunft.

Als kleines Land mit einem hohen Anteil an geschützter Waldfläche wird Costa Rica durch ein begrenztes Angebot an nutzbarer Landfläche in dem Potenzial für eine H_2- und PtX-Produktion eingeschränkt.

ANALYSE NACHFRAGE

Zwar werden in Costa Rica fossile Energieträger in der Stromerzeugung kaum genutzt, trotzdem werden 65 % des gesamten Energiebedarfs durch sie gedeckt, überwiegend im Transportsektor und ferner in der Industrie (ca. 20 %) sowie Haushalte (ca. 10 %). Costa Rica ist ein Exporteur für landwirtschaftliche Produkte. Der dafür benötigte Ammoniak und auf Ammoniak basierende Düngemittel werden aktuell importiert. Die Preissteigerung dieser Produkte in der jüngeren Vergangenheit sorgt jedoch für eine Zunahme der Nachfrage nach inländischer Produktion und damit verbunden dem Aufbau einer entsprechenden PtX-Infrastruktur.

Der Transportsektor ist für den größten Teil des Energiebedarfes der Wirtschaft verantwortlich (54,4 %) [97]. Dieser ist außerdem der Schlüsselbereich, der in allen Plänen und Strategien Costa Ricas im Zusammenhang mit der Defossilisierung und den Netto-Null-Kohlenstoffzielen genannt wird, da die für diesen Sektor benötigte Energie vollständig aus importierten fossilen Brennstoffen bereitgestellt wird. Dementsprechend hat Costa Rica ein starkes Interesse an der Umstellung seines Transportsektors auf alternative Technologien. Neben der Nutzung der Elektromobilität (für den Individualverkehr) könnten auch Kraftstoffe, die im PtX-Verfahren hergestellt werden, eine weitere potenzielle Alternative sein, um die Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen in „Hard-to-Abate"-Transportsektoren effektiv zu verringern.

Die Nachfrage nach Speicherlösungen auf Basis von Wasserstoff ist in Costa Rica gering, da der Stromnetzbetreiber ICE derzeit nur wenig Überschussmengen an erneuerbarer Energie speichern muss. Geothermie und Wasserkraft bieten gegenüber volatilen Lastschwankungen ausreichend Puffer. Jedoch könnten nach Angaben von lokalen Expert*innen Wasserstoffanwendungen zukünftig eine Rolle bei der Energiespeicherung in Nischenanwendungen für isolierte Mikronetze spielen.

Auch wird die Exportnachfrage nach grünem Wasserstoff und dessen PtX-Derivat Ammoniak rasant steigen und die lokale Produktion soll mittel- bis langfristig einen Beitrag zur vollständigen Deckung der ausländischen Nachfrage leisten [97].

POTENZIAL NACHFRAGE

Das Nachfragepotenzial in Costa Rica wird vor allem durch den Defossilisierungsbedarf des inländischen Transportsektors bestimmt. Dieser ist derzeit vollständig von der Nutzung importierter fossiler Brennstoffe abhängig und damit für einen Großteil der Emissionen des Landes verantwortlich. Für den Individualverkehr hat die Politik das Umstellen auf Elektromobilität als Lösung identifiziert. Synthetische Kraftstoffe (PtL) bieten jedoch theoretisch eine Alternative, um die Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen weiter zu verringern.

Die Herstellung von Ammoniak für die Produktion von Düngemitteln spielt zudem eine Rolle bei der Nachfrage nach lokalen PtX-Produkten. Costa Rica ist ein Exporteur von landwirtschaftlichen Erzeugnissen. Um die Importabhängigkeit der für die Produktion notwendigen Dünge-

mittel zu reduzieren, könnte eine lokale Wertschöpfungskette aufgebaut werden. Dies ist jedoch nur ein mögliches Zukunftsszenario, da bislang noch keine inländischen Produktionskapazitäten hierfür bestehen.

In Bezug auf das Exportpotenzial von grünem Wasserstoff müssen mehrere Faktoren berücksichtigt werden. Das Land hat durchaus das Potenzial, die internationale Nachfrage mit überschüssigen Produktionsmengen zu bedienen. Die im Hinblick auf den Export notwendige Zertifizierung und ggf. erforderliche Zusätzlichkeit von erneuerbarem Strom könnte eine entscheidende Rolle spielen, da die lokale Nachfrage nach Strom dann nicht die eigene Ausbaukapazität übersteigen darf. Auch die Stromkosten müssen weiter auf niedrigem Niveau bleiben, um international wettbewerbsfähig bleiben zu können. Es kann davon ausgegangen werden, dass der in Costa Rica erzeugte grüne Wasserstoff langfristig nicht der günstigste in der Region sein wird, aber international dennoch relativ wettbewerbsfähig sein könnte. In Anbetracht einer signifikanten lokalen Nachfrage wäre eine Nutzung vor Ort dem Export jedoch vorzuziehen.

POLITISCHE EBENE

Das wichtigste politische Instrument für die Energiewende in Costa Rica ist der in 2019 verabschiedete Nationale Dekarbonisierungsplan [102], in dem die schrittweisen Ziele für die Erreichung einer postfossilen Wirtschaft bis 2050 festgeschrieben sind. Zusätzlich soll im Jahr 2022 eine nationale Wasserstoffstrategie inklusive Aktionsplan veröffentlicht werden. Verschiedene Gesetze und politische Instrumente wie finanzielle Anreize sind in Entwicklung, um die Produktion von grünem Wasserstoff zu fördern: Der Kauf von Brennstoffzellen-Fahrzeugen wird (bis zu einem Kaufpreis von 60.000 USD) subventioniert, aber aufgrund darüber liegender Kaufpreise profitieren i.d.R. Transportfahrzeuge und HDV (Heavy Duty Vehicles) derzeit (noch nicht) davon [96]. Darüber hinaus soll ein Gesetz auf den Weg gebracht werden, das auf die Förderung von Forschung, Produktion und Kommerzialisierung von grünem Wasserstoff abzielt [97].

Politisch werden die Anreize für eine Entwicklung von grünem Wasserstoff und PtX-Produkten in erster Linie dadurch angetrieben, dass Costa Ricas Wirtschaft die Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffen anstrebt. Die Politik nimmt dabei starken Einfluss auf die Wirtschaft, da der Energiemarkt durch die staatlichen Unternehmen RECOPE und ICE kontrolliert wird. Die Politik Costa Ricas in Bezug auf Anreize für grünen Wasserstoff und (eventuell) PtX-abgeleitete Produkte basiert hauptsächlich auf den Bemühungen des Landes, den Übergang zu einer, von fossilen Brennstoffen unabhängigen, grünen Wirtschaft zu schaffen. Allerdings können die Regulierungen, die für private Energieunternehmen gelten, die Akkumulation privater Investitionen in den Ausbau von grünen Technologien erschweren. Das Land profitiert von der Tatsache, dass die Stromerzeugung seit den 1970er Jahren überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird, so dass fossile Brennstoffe hauptsächlich nur im Verkehrs- und Industriesektor verwendet werden. Geeignete Regelungen und Anreize könnten in den nächsten zwei Jahren auf den Weg gebracht werden, um eine schnellere Entwicklung von Projekten mit grünem Wasserstoff zu ermöglichen. PtX-Technologien werden dabei noch nicht betrachtet.

SOZIALE EBENE

Costa Rica investiert maßgeblich in Bildung und versucht, den Fachkräftemarkt auf eine Wasserstoffwirtschaft und andere neue Technologien vorzubereiten. Das Nationale Ausbildungsinstitut (INA), Costa Ricas führende öffentliche Bildungseinrichtung auf technischer Ebene, verfügt beispielsweise bereits über ein Programm, das auf Elektromobilität spezialisiert ist. Bestehende Berufs- und Hochschulbildungseinrichtungen sollen darüber hinaus Programme für die Ausbildung spezialisierter Arbeitskräfte für den Aufbau einer grünen Wasserstoff- und PtX-Wirtschaft in Costa Rica vorbereiten. Zudem sollen Techniker*innen und Fachleute für die Planung, die Umsetzung und den Betrieb von grünen Wasserstoffanlagen geschult werden [97].

FAZIT

Der derzeitige costa-ricanische Elektrizitätsbedarf und der vor allem auf Wasserkraft beruhende Ausbau von Erneuerbaren sorgt dafür, dass das Land bereits heute einen Überschuss an erneuerbarer Stromerzeugung aufweisen kann. Das führt zu guten Ausgangsbedingungen für eine grüne Wasserstoffwirtschaft, da ein wichtiges Kriterium aus dem Nachhaltigkeits- und Zertifizierungsdiskurs, die zusätzliche Stromerzeugung, abgedeckt ist. Es muss jedoch beachtet werden, dass der Gesamtenergiebedarf des Landes hauptsächlich mit dem Treibstoffbedarf im Transportsektor korreliert. Dieser Sektor, derzeit größter nationaler CO_2-Emittent, wurde bereits von der Regierung für die Umsetzung von Klimamaßnahmen identifiziert.

Die geplante Umstellung des Individualverkehrs auf Elektromobilität sowie der Einsatz von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen im Schwerlastverkehr würde eine deutliche Steigerung des Strombedarfs nach sich ziehen. Dies ist einer der Gründe, weshalb der Ausbau von Windkraft- und PV-Anlagen stringent vorangetrieben werden und gleichfalls strukturelle Restriktionen für private Investor*innen abgebaut werden sollten.

Ein weiteres potenzielles Anwendungsfeld für grünen Wasserstoff besteht mit der lokalen Herstellung von auf grünem Ammoniak basierenden Düngemitteln für die landwirtschaftliche Nutzung und Export. Dazu fehlen aktuell allerdings noch industrielle Produktionskapazitäten im Land. Dies stellt auf der einen Seite eine Herausforderung dar, auf der anderen Seite kann so der Aufbau eines grünen Wirtschaftszweiges aktiv mit einem frühzeitigen Augenmerk auf die lokale Wertschöpfungskette gestaltet werden.

9.2.3 Kasachstan

Kasachstans Wirtschaft beruht stark auf der Gewinnung, der Nutzung und dem Verkauf von Erdöl und Erdgas sowie Kohle. Darüber hinaus verfügt Kasachstan aber auch über zahlreiche weitere Bodenschätze wie Mineralien und Metalle. Es ist ein Land mit mittlerem Einkommen und das reichste Land Zentralasiens, doch die nationale Wirtschaftsleistung wird stark von Schwankungen der Rohstoffmärkte beeinflusst. Nach einem Rückgang des Pro-Kopf-BIP infolge des Zusammenbruchs der Sowjetunion verzeichnete Kasachstan in den letzten zwei Jahrzehnten wieder ein relativ starkes Wirtschaftswachstum, unter anderem infolge hoher Rohstoffpreise für Kohlenwasserstoffe und Metalle. Um sich vor Preisschwankungen zu schützen, strebt das Land eine Diversifizierung seiner Wirtschaft und die stärkere Einbindung in globale Wertschöpfungsketten an. Trotz des signifikanten Kohleanteils im Energiemix hat sich Kasachstan ambitionierte Klimaziele gesetzt: bis 2060 will das Land klimaneutral werden und so seine Abhängigkeit von fossilen Energieträgern beenden. Kasachstan steht aufgrund einer multi-vektoriellen Ausrichtung der Außenpolitik des Landes zudem vor der besonderen Herausforderung, die Interessen der EU, Russlands und Chinas auszubalancieren. Insbesondere China sieht großes Potenzial in den günstigen fossilen Rohstoffvorkommen des Landes. Durch den fortschreitenden Ausbau der von chinesischer Seite lancierten Seidenstraßen-Projekte muss die kasachische politische Führung in naher Zukunft eine Entscheidung bezüglich der Erschließung neuer Energiepotenziale – und in diesem Zusammenhang auch die Potenziale einer nationalen Wasserstoff- und PtX-Industrie treffen, um nicht aufgrund von geopolitischen Ambitionen anderer Großnationen in eine Abhängigkeit zu geraten [103]. Eine erste vielversprechende Rolle kann dabei die von Kasachstan angekündigte Doktrin der kohlenstoffneutralen Entwicklung bis 2060 spielen.

ANALYSE ANGEBOT

Der Strom in Kasachstan wird größtenteils aus Kohle erzeugt. Der Anteil der erneuerbaren Energien betrug im Jahr 2020 rd. 11 % an der Stromerzeugung, überwiegend aus Wasserkraft (80 %) [104]. Sowohl aufgrund der eigenen Kohle- als auch Erdgasreserven und den günstigen Produktionsbedingungen ist kasachischer Strom deutlich günstiger als in angrenzenden Ländern. Zudem trägt der staatlich subventionierte Transport dieser Energieträger zu dem niedrigen Preis bei. Bei den erneuerbaren Energien besteht insbesondere

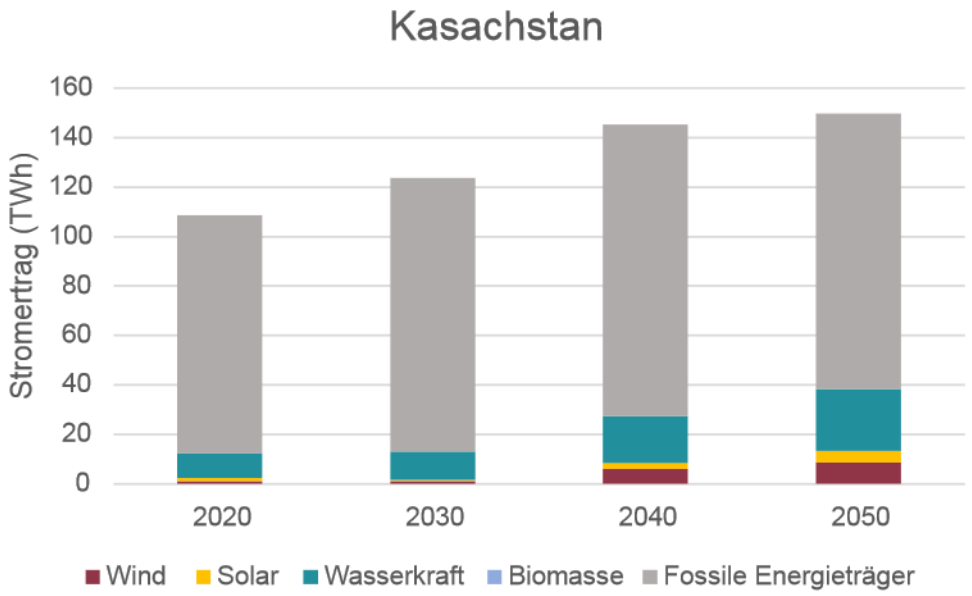


Abbildung 9.3: Stromerzeugungsentwicklung in Kasachstan.

für Solarkraft aufgrund des hohen Grads an Sonneneinstrahlung und einer großen Anzahl von jährlichen Sonnenstunden ein hohes technische Ausbaupotenzial (bis max. 374 TWh pro Jahr [104]). Kasachstan ist damit eine der vielversprechendsten Regionen der Erde für die Entwicklung von Solarenergie. Die zentral gelegene Region Karaganda weist dabei das größte absolute Potenzial auf, während die fünf südlichsten Regionen des Landes die größten spezifischen Potenziale pro Quadratmeter Installationsfläche besitzen. Darüber hinaus belegt eine Studie des „United Nation Development Programme" (UNDP), dass über 50.000 km² in neun der 14 Regionen des Landes über gute Windressourcen (7–8 m/s) verfügen und Gebiete der Provinz Almaty (Dsungarische Pforte) teilweise außergewöhnlich hohe durchschnittliche Windgeschwindigkeiten (> 9 m/s) aufweisen.

Trotz des exzellenten Potenzials an erneuerbaren Energien und der hoch gesteckten Klimaziele wird der Bedarf an Strom derzeit weitestgehend durch fossile Energien gedeckt (s. **Abbildung 9.3**). Für die zukünftige Entwicklung besteht allerdings das politische Ziel der Kohlenstoffneutralität bis 2060. Im Rahmen dessen ist Kasachstan derzeit mit der Finalisierung der Langzeitstrategie, welche einen Kohleausstieg bis 2048 und einen starken Ausbau an erneuerbaren Energien vorsieht, beschäftigt.

Als größtes Binnenland der Welt verfügt Kasachstan über keinen Meerzugang, besitzt aber Zugang zu großen Salzwasserseen wie dem Kaspischen Meer, das zum Teil zu Kasachstan gehört. In Kasachstan gibt es etwa 8.000 Flüsse und 48.000 Seen, über die Süßwasser bezogen werden kann. Insgesamt sind aber aufgrund der Größe des Landes nur ein geringer Teil der Landfläche von Flüssen und Seen bedeckt (ca. 3 %). Mehr als zwei Drittel der Landesfläche hingegen sind Trockengebiete (44 % Wüsten, 14 % Halbwüsten und 26 % Steppen) [104]. Die Desertifikation in Kasachstan wird nach Aussagen von lokalen Expert*innen weiter fortschreiten.

Aufgrund des hohen Angebots an fossilen Brennstoffen sind CO_2-Punktquellen in Kasachstan in hohem Maße vorhanden, zum einen aus der konkreten Nutzung von fossilen Brennstoffen (Kohle- und Gaskraftwerke sowie Verbrennungsanlagen für flüssige Brennstoffe), aber auch aus Raffinerien und Fabriken zur Herstellung fester Brennstoffe und Bergwerke. Darüber hinaus existiert eine Vielzahl an Biomasseanlagen sowie Eisen- und Stahlfabriken [104].

Die Stromnetze in Kasachstan werden von der staatlichen Gesellschaft „Kazakhstan Electricity Grid Operating Company" (KEGOC) betrieben. Mit einer Länge von rd. 180.000 km entspricht das Stromnetz etwa einem Zehntel der insgesamt in Deutschland installierten Netzlänge [104].

Verschiedene Öl- und Gaspipelineverbindungen in Kasachstan ermöglichen nicht nur den Transport von flüssigen und gasförmigen Energieträgern über weite Strecken innerhalb des Landes, sondern auch den Export in die EU sowie nach Russland und China. Im Jahr 2020 befanden sich Ölpipelines mit einer Länge von rd. 5.300 km und Gaspipelines mit rd. 15.200 km mit Kapazitäten von jeweils ca. 14 m^3/h bzw. 11,5 m^3/h in Betrieb. Über das kaspische Meer werden Öl, auf Erdöl basierende Folgeprodukte und Flüssiggas nach Iran, Aserbaidschan, Georgien, in andere asiatische Länder und schließlich auch nach Europa transportiert. Das Pipelinenetzwerk ist Teil größerer industrieller Kapazitäten, zu denen auch drei große Ölraffinerien und fünf Gasaufbereitungsanlagen gehören [104].

Das Bahnnetz Kasachstans ist relativ gut ausgebaut und es gibt zahlreiche Flughäfen. Da Kasachstan ein Binnenland ist, bleibt der direkte Transport von grünem H_2 und PtX-Produkten über den Schiffsweg allerdings ausgeschlossen, mit Ausnahme von Abkürzungsmöglichkeiten beim Seetransport über das kaspische Meer, was allerdings ein zeit- und kostenintensives Umladeverfahren bedingen würde.

Kasachstan ist das neuntgrößte Land der Welt und flächenmäßig etwa siebeneinhalbmal so groß wie Deutschland (ca. 2.725.000 km²), weist jedoch mit nur rd. 7 Einwohner*innen pro Quadratkilometer eine vergleichsweise niedrige Bevölkerungsdichte auf. Fast ein Drittel des Landes ist von der kasachischen Steppe bedeckt, weniger als 5 % von Forstfläche. Über die Hälfte des Landes besteht aus Wüsten und Halbwüsten. Insgesamt werden rd. 39 % der Fläche für die Agrarwirtschaft genutzt, 9 % sind bebaute Flächen und knapp 3 % der Landfläche stehen unter Naturschutz. Für den Ausbau erneuerbarer Energien wie Solar und Wind stehen somit beträchtliche Flächen zur Verfügung.

POTENZIAL ANGEBOT

Grundsätzlich sorgen die hohen Windgeschwindigkeiten, die große Solareinstrahlung sowie das Vorhandensein einer hohen Flächenverfügbarkeit für ein großes Angebotspotenzial für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und erneuerbarem PtX. Dieses ist jedoch vor allem theoretisch zu betrachten, da derzeit nur wenig der für die Stromproduktion notwendigen Infrastruktur ausgebaut ist. Zusätzlich wird das hohe Potenzial für den Ausbau von erneuerbarer Energie, das die inländische Nachfrage nach Strom und Wärme um ein Vielfaches übersteigt, nach gegenwärtigen Prognosen auch zukünftig kaum ausgeschöpft, da der heimische Kohlestrom aufgrund der Ressourcen und Subventionen deutlich preisgünstiger ist. Nur durch eine gezielte und effektive staatliche Förderpolitik könnte das Potenzial für die Produktion von grünem Strom aus Kasachstan freigesetzt werden. Das würde bedeuten, dass auch unter Berücksichtigung des Kriteriums der Zusätzlichkeit von erneuerbarer Stromerzeugung für die Produktion grünen Wasserstoffs großindustriell grüner H_2 und PtX-Produkte erzeugt werden könnte.

Süßwasser steht zwar zur Verfügung, insgesamt schränkt die im Land herrschende Wasserknappheit aber das Potenzial für Wasserstoffproduktion ein. Aufgrund der ausgeprägten Wasserknappheit plant die Regierung Maßnahmen einzuleiten, um technische Lösungen für die Problematik zu forcieren. Dazu zählen die Konstruktion neuer Wasserreservoirs, Wassersparmaßnahmen sowie die Erschließung von neuen Grundwasservorkommen [104]. Der niedrige Salzgehalt im kaspischen Meer bietet dabei eine gute Option für kostengünstige technische Entsalzungsprozesse.

Sollten fossile Energieträger in der Zukunft weiter genutzt werden, würden nach Einschätzung lokaler Berater*innen eine ausreichende Anzahl an konzentrierten CO_2-Punktquellen für den Aufbau eines industriellen PtX-Produktionsstandortes vorhanden sein. Das Potenzial für die PtX-Produktion aus Kasachstan wird somit nicht durch die Verfügbarkeit von Kohlenstoffquellen eingeschränkt, jedoch bleibt die Frage offen, ob und in welcher Menge wirklich grüner (und nicht blauer oder grauer) Wasserstoff in Kasachstan produziert werden kann.

Das Stromnetz in Kasachstan ist funktionsfähig, jedoch eingeschränkt. Damit stellt es derzeit ein Hemmnis für den Ausbau von erneuerbaren Energien dar. Zur Lösung des Problems und des einhergehenden Investitionsbedarf werden sowohl seitens des Stromnetzbetreibers als auch des Energieministeriums an ökonomischen (Tarifreform) und technischen Lösungen gearbeitet. Ein Problem stellen derzeit allerdings noch fehlende Energiespeicheroptionen dar, insbesondere im Bereich von Batteriespeichern in Industriegröße. Das PtX-Potenzial ist hinsichtlich dieser Komponente in Kasachstan heute noch begrenzt.

Wasserstoff könnte ggf. durch das bestehende Gastransportsystem transportiert werden. Allerdings müsste das gesamte, zumeist veraltete Gastransportnetz für die Beimischung von Wasserstoff erneuert und beispielweise mit „Leak-Detection-and-Repair" (LDAR)-Systemen zur Identifikation von Leckagen nachgerüstet werden. Infolgedessen muss der technische Standard für die mögliche Beimischung von Wasserstoff in Erdgaspipelines sukzessive erhöht werden. Insgesamt ist das Gastransportsystem in Kasachstan relativ gut ausgebaut, wodurch der Transport von gasförmigen Wasserstoff-Derivaten ggf. möglich ist. Ein Schienentransport innerhalb des Landes wäre mit der heutigen Infrastruktur umsetzbar. Das Potenzial für Kasachstan als H_2-Exportnation ist dahingehend wenig gemindert. Aufgrund der geopolitischen Verortung des Landes und den besonderen Herausforderungen, die sich daraus für eine zukünftige Exportpolitik ergeben, ist Kasachstan jedoch neben der Transportanbindung selbst nur eingeschränkt strategisch positioniert, um den europäischen Markt zu bedienen. Insbesondere die Interessen der angrenzenden Staaten Russland und China könnten das Potenzial für grüne Wasserstoff- und PtX-Exporte in die Europäische Union beeinflussen.

In Bezug auf die Flächenverfügbarkeit besitzt Kasachstan ein außerordentliches Potenzial. Hinsichtlich dieser Systemkomponente, sowohl für das Vorhandensein von freien Flächen für Infrastrukturprojekte als auch den Kapazitätsausbau von erneuerbaren Energien, ist das Land nicht beschränkt.

ANALYSE NACHFRAGE

Im kasachischen Stromsystem ergibt sich durch den Mangel an manövrierfähigen Stromkapazitäten eine Nachfrage nach Stromspeichern. Die bestehenden Lastschwankungen werden gegenwärtig durch Stromflüsse aus dem angrenzenden Russland gedeckt, deren Stromtarife allerdings signifikant höher liegen. Für die Entwicklung des nationalen Stromsystems ist dies ein Haupthindernis, weil es die effektive Integration von erneuerbaren Energien in das einheitliche Stromnetz Kasachstans begrenzt. Außerdem könnte der weitere Ausbau volatiler Energiequellen zu Problemen bei der Gewährleistung der Stabilität im Netz führen. Um die auf fossilen Brennstoffen basierende Stromerzeugung so niedrig wie möglich zu halten, plant Kasachstan verschiedene Arten von industriellen Energiespeichern einzuführen, sobald diese billiger werden, wodurch eine zukünftige Nachfrage realistisch scheint.

Eine potenzielle Nachfrage nach H_2 oder PtX-Derivaten könnte ebenfalls durch die Erzeugung synthetischen Methanols entstehen. Zwar ist die inländische Nachfrage nach Methanol in Kasachstan eher gering, jedoch zeigt China nach Angaben von lokalen Expert*innen großes Interesse für den Import von Methanol aus Kasachstan.

Neben Methanol ist insbesondere die Nachfrage nach Ammoniak hoch, da in Kasachstan der Humusgehalt der Ackerböden jährlich um ca. 1 % abnimmt, was unter anderem auf den unzureichenden Einsatz von Düngemitteln zurückzuführen ist. Zwar subventioniert der Staat den Kauf von Düngemitteln erheblich, jedoch werden Düngemittel derzeit nur in unzureichenden Mengen hergestellt. Die Erhöhung des Einsatzes von Mineraldünger für die intensive Landwirtschaft wird in Kasachstan politisch als notwendige Maßnahme verfolgt, auch um teure Importe zu vermeiden. Dies kann potenziell eine hohe Nachfrage nach grünem Ammoniak bedingen. Der Großteil der kasachischen Stickstoffdüngerproduktion findet in der Region Mangistau im Werk JSC KazAzot statt. Zwei Drittel dieser Produkte werden inländisch in Form von Stickstoffdüngern in der Landwirtschaft für die Herstellung von Sprengstoffen zur Nutzung in Bergbauprojekten verwendet. Rund ein Drittel der Produktion wird in die Ukraine, nach Russland, Kirgisistan, Usbekistan, Aserbaidschan, Georgien und Turkmenistan exportiert.

Erwähnenswert ist im Zusammenhang mit Kasachstan auch, dass sich die Nation als traditionelles Exportland von fossilen Ressourcen und anderen Gütern stark an den Bedarfen anderer Länder orientiert. So bildet das Land Prognosen für den Bedarf an Methanol beispielsweise auf Basis der Methanolhandelsströme in China.

POTENZIAL NACHFRAGE

Für den Ausbau von erneuerbaren Energien plant Kasachstan die Einführung verschiedener Arten von industriellen Energiespeichersystemen, sobald diese kostengünstiger werden. Hier können Wasserstoffspeicher und PtX-Produkte Lösungen für den Ausbau eines effizienten und effektiven Stromsystems bieten. Die Stahlindustrie ist ein weiterer möglicher Industriesektor mit Nachfragepotenzial bei Umstellung von Prozessketten auf Direktreduktion von Eisenerz unter Nutzung grünen Wasserstoffs. Wasserstoffanwendungen in der Stahlindustrie haben ein erhebliches Defossilisierungspotenzial. Andere Optionen gibt es in der chemischen Industrie sowie bei der Methanol- und Ammoniakproduktion. Zwar besitzt Kasachstan ein hohes Potenzial für die Produktion von grünem Ammoniak, allerdings stellt KazAzot hauptsächlich Düngemittel und Sprengstoffe auf Erdgasbasis her und fördert das hierbei für die eigene Produktion benötigte Erdgas zu sehr niedrigen Preisen. Eine Umstellung auf grünen Wasserstoff in der Ammoniakproduktion wie auch in der Stahlproduktion könnte die Kosten erheblich erhöhen und die nationale Nachfrage nach grünem Wasserstoff potenziell stark reduzieren.

Das Exportpotenzial für grünen Wasserstoff und PtX aus Kasachstan ist jedoch erheblich. Bereits jetzt sind einige grüne Wasserstoffprojekte in der Region Mangystau auf den Export in die EU und nach China ausgerichtet. Dem steht die potenziell wachsende Nachfrage aus dem Ausland gegenüber und Kasachstan wäre auch technisch in der Lage, zukünftig wachsende Ausfuhren zu decken. Die Ausfuhr von grünem Wasserstoff über die wichtigsten Gaspipelines kann allerdings durch technische Anforderungen und kommerzielle Bedingungen seitens Russlands und Chinas als Hauptabnehmer von kasachischem Gas begrenzt werden.

Der Bau einer separaten Wasserstoffpipeline in die EU ist nach Einschätzung der lokalen Berater*innen nicht möglich. Um die Nachfrage angrenzender Staaten zu decken, kann die Ausfuhr von Wasserstoff in flüssiger Form in angrenzende ausländische Märkte durch Seetransport über das Kaspische Meer stattfinden. Grüner Wasserstoff kann allerdings gut als PtX-Derivat exportiert werden, vor allem Methanol in Form von Kraftstoffzusatz und als Rohstoff für die chemische Industrie.

POLITISCHE EBENE

Eine nationale Wasserstoffstrategie und ein Gesetz für alternative Energiequellen, das auch Wasserstoff umfassen soll, ist in Planung. Der erste Entwurf der „Doctrine of Carbon-Neutral Development" ist im Oktober 2021 vorgestellt worden [105]. Die mit Unterstützung der „Deutschen Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit" (GIZ) und der „Partnership for Action on Green Economy" (PAGE) erstellte Doktrin soll der kohlenstoffneutralen Entwicklung bis 2060 einen Rahmen für einen nachhaltigen Aufschwung setzen sowie einen kohlenstoffarmen Entwicklungspfad und Übergang im Energiesektor aufzeigen.

Dem großen Potenzial von erneuerbaren Energien in Kasachstan steht die günstige Verfügbarkeit der lokalen fossilen Energieressourcen entgegen. Wirksame staatliche Anreize, grüne Technologien auszubauen, fehlen bislang. Pläne, die bestehenden Subventionen für fossile Energie bis 2030 einzuschränken, sind ebenfalls bislang politisch nicht verankert. Stattdessen besteht die Idee, alternative Energieformen zusätzlich zu subventionieren. Hingegen ist im Rahmen der Roadmap für die Implementierung der „Nationally Determined Contributions" (NDC) geplant, eine CO_2-Steuer für fossile Kraftstoffe im Transportsektor einzuführen und diese bis 2030 sukzessive zu erhöhen [104]. Für die Umsetzung der Kohlenstoff-Neutralität bis 2060 wäre der konsequente Ausbau von erneuerbaren Energien und die gleichzeitige Optimierung des Stromsystems mittels Speichertechnologien nötig.

SOZIALE EBENE

In der Bevölkerung ist Wissen zu PtX-Technologien wenig bis gar nicht verbreitet. Generell herrscht gegenüber erneuerbaren Energien eine grundlegende Skepsis, ob diese günstigen und versorgungsgesicherten Strom bereitstellen können (eine Meinung, die auch von der Kohle- und Nuklearlobby propagiert wird).

Wenn neue Technologien komfortabel, einfach nutzbar und erschwinglich sind, dann kann grundsätzlich von einer breiten Akzeptanz in der Bevölkerung ausgegangen werden. Wichtig ist primär, die Investitionskosten für den Aufbau erneuerbarer Energien durch umfassende Finanzierungsansätze, die die Infrastrukturkosten einer grünen Wasserstoffwirtschaft nicht auf die Bevölkerung abwälzen, zu verringern. Dieses Risiko kann durch geeignete, flankierende politische Maßnahmen begrenzt werden.

FAZIT

Das hohe Potenzial und die große Flächenverfügbarkeit für den Aufbau erneuerbarer Energien wie Solar-PV und Wind sind eine hervorragende Grundvoraussetzung für die kostengünstige Herstellung von grünem Wasserstoff und PtX. Dieser würde vor allem in der Stahlproduktion oder bei der Herstellung von Düngemitteln zum Einsatz kommen. Gleichzeitig kann grüner Wasserstoff im Speichereinsatz dazu beitragen, volatile Netzeinspeisungen von erneuerbaren Energien auszugleichen. In Bezug auf die benötigte Infrastruktur ist es notwendig, in die Neuerung und den Ausbau des bestehenden Stromnetzes zu investieren. Die Ressourcen für die Lagerung und den Transport von Wasserstoff sind in Kasachstan ebenfalls vorhanden. Die größte Hürde für eine grüne H_2/PtX-Wirtschaft sind allerdings die großen Reserven an fossilen Energieträgern in Kasachstan. Dadurch fehlt es derzeit an Importabhängigkeit und der Ausbau von erneuerbarer Energie verzögert sich aufgrund von energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Gründen. Dies kann sich jedoch zukünftig bei abnehmenden heimischen Gasvorkommen ändern, was einen stärkeren Anreiz für den Ausbau der Erneuerbaren darstellen könnte. Sofern Kasachstan die selbst gesetzten nationalen Klimaziele einhalten will, müssten die Erzeugungskapazitäten für erneuerbaren Strom großindustriell ausgebaut werden. Die dann entstehenden Produktionsmargen könnten Kasachstan zu einem der weltweit führenden Exporteure von grünem Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten machen. Die bereits jetzt angekündigten Projekte im Gigawatt-Bereich an Elektrolysekapazität unterstreichen das große Potenzial Kasachstans für die Produktion von grünem Wasserstoff und PtX zusätzlich.

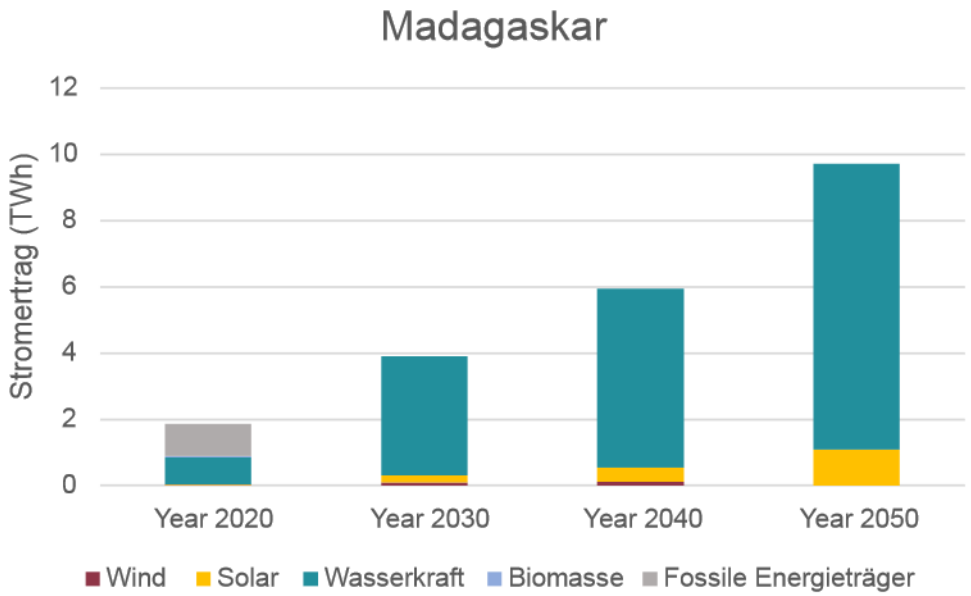


Abbildung 9.4: Stromerzeugungsentwicklung in Madagaskar.

9.2.4 Madagaskar

Der größte Inselstaat Afrikas – Madagaskar – ist ein Land mit außergewöhnlichem Artenreichtum und Biodiversität. Als eines der ärmsten Länder der Welt ist Madagaskar durch hohe Armutsraten bei schwacher wirtschaftlicher Entwicklung, schlechter Infrastruktur und hohem Umweltdruck gekennzeichnet. Rund 90 % der Madagass*innen leben unterhalb der Armutsgrenze, die Grundversorgung von weiten Teilen der Bevölkerung mit lebensnotwendigen Nahrungsmitteln sowie beispielsweise einer verlässlichen Energie- und Wasserversorgung oder grundlegender medizinischer Versorgung ist grundsätzlich nicht ausreichend gesichert. Aufgrund des Klimawandels zeichnen sich weitere negative Auswirkungen wie ein häufigeres Auftreten von Wirbelstürmen mit sehr hohem Schadenspotenzial für Ökosysteme und Infrastruktur (insbesondere in den Küstenregionen) ab. Die damit verbundene außerordentlich hohe Vulnerabilität verdeutlicht die Dringlichkeit von lokalen Umweltmaßnahmen, aber andererseits auch die Notwendigkeit von wirtschaftspolitischen Entwicklungsperspektiven für derart einkommens- und strukturschwache Länder. Madagaskar weist ein großes Potenzial an Solar-, Wind- und Wasserkraftenergie auf und besitzt somit grundsätzlich hervorragende Voraussetzungen für einen Einstieg in eine grüne H_2-/PtX-Wirtschaft.

ANALYSE ANGEBOT

Der Elektrizitätsmix in Madagaskar besteht derzeit zu rund 58 % aus fossilen und zu 42 % aus erneuerbaren Energiequellen [106]. Die erneuerbare Stromerzeugung basiert überwiegend auf Wasserkraft und zunehmend auch auf Solarenergie. Dabei entfällt rund die Hälfte der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf sechs große Wasserkraftwerke. Fossile Energie wird vorrangig mit Schweröl- und Dieselkraftwerken produziert, substanzielles Potenzial für den Ausbau für Wasserkraft und Solarenergie ist reichlich vorhanden. Der Netzstrom wird durch den staatlichen Stromversorger und Verbundnetzbetreiber Jiro sy rano malagasy (JIRAMA) bereitgestellt. In ländlichen Gegenden kommen überwiegend dezentrale Versorgungsansätze unter Beteiligung des Privatsektors zum Tragen. Bei einer extrem niedrigen Elektrifizierungsrate in Madagaskar von 15 % ist die Grundversorgung mit Strom, v. a. in ländlichen Gebieten oft nicht gewährleistet [106]. Die Stromversorgung ist aufgrund technischer Mängel der großen Wasserkraftanlagen und der Übertragungsnetze, aber auch weil die Nachfrage die Stromproduktion gerade zu Zeiten von Spitzenlasten überschreitet, nicht zuverlässig. Es kommt zu regelmäßigen Ausfällen und Lastabwürfen am Verbundnetz. Somit könnte das erklärte Ziel einer Verbesserung des Energiezugangs und der nationalen Versorgungssicherheit mit dem Ausbau größerer Wasserstoffprojekte im Konflikt stehen. Auf der anderen Seite bedarf es aber auch einer stärkeren wirtschaftlichen Entwicklung des Landes auf Basis eben dieser erneuerbaren Energien, um dem Land einen Weg aus der Armut zu ermöglichen.

Die in **Abbildung 9.4** veranschaulichte Zunahme der Stromerzeugung beruht auf Plänen der madagassischen Regierung, neue Wasserkraftwerke zu errichten. So ist zurzeit der Bau eines neuen Kraftwerks 100 km südlich der Hauptstadt Antananarivo entlang des Flusses Onive mit einer Kapazität von 192 MW in der Planung [107]. Ohne einen massiven Zubau von neuer Wasserkraftkapazität kann nach Einschätzung lokaler Berater*innen der Ausstieg aus fossiler Energie

nicht gelingen. Der Ausbau von Wasserkraftwerken in Madagaskar unterliegt jedoch technischen und infrastrukturellen Schwierigkeiten, insofern ist die hier dargestellte Prognose für die Jahre 2030–2050 kritisch zu betrachten (generell ist die Erhebung von Daten und insbesondere die Erstellung von seriösen Prognosen aufgrund der großen Planungsunsicherheiten in Madagaskar mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, sodass die dargestellten Werte eher als datenbasierte Tendenz und nicht als belastbare quantitative Analyse interpretiert werden sollten).

Die Wasserverfügbarkeit in Madagaskar variiert regional. Im Osten des Landes ist aufgrund der hohen Niederschlagsmengen prinzipiell ausreichend Wasser verfügbar. Das gilt auch für das Hochland Madagaskars. Im Westen und Süden des Landes sind Niederschlagsmengen hingegen gering und weite Gebiete durch saisonale Wasserknappheit geprägt. Neue Wasserversorgungsinfrastrukturen durch Meerwasserentsalzung sind für küstennahe Standorte im Süden und Westen des Inselstaats eine Option.

Im Hinblick auf potenzielle Kohlenstoffquellen könnte die Nutzung vereinzelter lokaler CO_2-Punktquellen in Betracht gezogen werden. Im madagassischen Hochland befinden sich mehrere Schwerölkraftwerke, die für die Abscheidung von CO_2 aus Kraftwerken genutzt werden könnten. Andere Punktquellen sind die Zementindustrie im Hochland und im Land verteilte Bergbauminen. Beispielsweise steht in Ibity im Hochland ein Zementwerk, das günstige Gestehungskosten für die Produktion von PtX-Derivaten ermöglichen kann. DAC-Anlagen oder biogene Quellen stellen eine nachhaltige Alternative für die Gewinnung von CO_2 für PtX-Produkte dar.

Das nationale Stromnetz besteht aus Hochspannungs- und Mittelspannungsnetzen, die jedoch oft nicht zusammenhängend sind. Ein zentrales Verbundnetz umgibt die Städte Antananarivo und Toamasina, ein weiteres versorgt die Stadt Fianarantsoa. Andere lokale Wirtschaftszentren im Land werden durch den nationalen Stromversorger JIRAMA zumeist über diesel- und solarbetriebene Inselnetze versorgt. Netzferne ländliche Regionen werden hauptsächlich durch kleinere, regionale solar- oder wasserkraftbetriebene Inselnetze privater Investor*innen bedient.

Elektrische Speicherkapazitäten sind in Madagaskar bislang nur wenige vorhanden. In den letzten Jahren gab es vermehrt Bemühungen, im Rahmen von erneuerbaren Energieprojekten auch Batteriespeicher zu installieren. So haben beispielsweise die privaten Unternehmen „GreenYellow Madagascar“ und die „Axian Group“ im Jahr 2021 für die Netzstabilisierung einer 40 MW PV-Anlage ein 5 MW Batteriespeichersystem installiert [108].

Das Straßennetz ist wenig ausgebaut und oft in schlechtem Zustand (kaum adäquat asphaltiert und in der Regenzeit oft nur schlecht befahrbar). Ein Bahnschienennetz ist nur vereinzelt vorhanden (mit einer Gesamtlänge von ca. 800 km). Flugverkehrsanbindungen sind im Vergleich dazu gut ausgebaut, mit rd. 40 lokalen Flughäfen innerhalb des Landes. Internationale Transportanbindungen bestehen generell über die drei Häfen und drei internationale Flughäfen. Die vorhandene Hafeninfrastruktur für den Güterhandel konzentriert sich im Wesentlichen auf den Hafen von Toamasina an der Ostküste des Landes, der etwa 80 % des internationalen Verkehrs und 95 % des Containertransports abdeckt. Zwar verfügt Madagaskar über begrenzte Erdgasreserven, allerdings ist die Erdgasinfrastruktur in Madagaskar nicht entwickelt. Einige wenige Pipelines versorgen die Ölkraftwerke mit flüssigen Brennstoffen. Aufgrund mangelnder Infrastruktur sind die Häfen jedoch nicht in der Lage, Gase oder flüssige Kohlenwasserstoffe zu transportieren. So kann etwa das größte Import-/Exportterminal für fossile Energieträger, die Petroleum Terminal Plattform (PTP) in Toamasina, kein LPG („Liquid Petroleum Gas“) umschlagen. Der Hafen von Ehola bei Taolagnaro/Fort Dauphin wurde von der Minenfirma Rio Tinto für den Export von Rohstoffen gebaut. Im Hafen von Mahajanga existiert eine LPG-Infrastruktur und wird gegenwärtig von dem Unternehmen Vitogaz für die Lagerung des Gases Butan genutzt. Diese infrastrukturellen Herausforderungen bedingen, dass Produktion und Export von Wasserstoff- und PtX-Produkten in vielen Regionen erst nach größeren Investitionen in relevante Transportinfrastrukturen in Betracht gezogen werden können. Das Potenzial für eine funktionierende grüne H_2-/PtX-Wirtschaft wird durch den größtenteils maroden Zustand der madagassischen Infrastruktur massiv eingeschränkt.

Der Inselstaat Madagaskar ist mit einer Fläche von insgesamt 780.000 km² knapp zweimal so groß wie Deutschland. Die Landnutzung ist weitestgehend durch freie Flächen geprägt, die aber hauptsächlich als lokales Weideland von der Bevölkerung genutzt werden. Die Bevölkerungsdichte, die sich im Durchschnitt auf 48 Einwohner*innen pro Quadratkilometer beläuft, ist regional sehr unterschiedlich. Die meisten Madagass*innen leben im Hochland. Der Süden ist demgegenüber am geringsten bevölkert. Dort befinden sich auch mehrere Naturschutzgebiete, die die einzigartige Biodiversität Madagaskars mit einem hohen Anteil an endemischen Arten schützt.

POTENZIAL ANGEBOT

Das Potenzial für Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien ist landesweit gut, insbesondere für den Ausbau von Wasserkraftkapazitäten und Wasserspeicherkraftwerken an der Ostküste des Landes und im Hochland. Im Hinblick auf die dezentrale ländliche Elektrifizierung käme aufgrund des guten Solarpotenzials der Ausbau von Solarenergie generell auf der ganzen Insel in Frage, vor allem aber im Landeszentrum. Demzufolge bestehen zwar generell gute Grundvoraussetzungen, um die Produktion von grünem Wasserstoff und PtX-Produkten voranzutreiben, allerdings werden diese Potenziale durch das mangelhafte Stromversorgungssystem und streckenweise marode Infrastrukturen gravierend eingeschränkt. Der Ausbau der Stromversorgung ist komplex und kommt aufgrund fehlender lokaler, staatlicher und privater Finanzkraft nur langsam voran. Die Schweröl- und Dieselkraftwerke werden aufgrund des schlechten Wartungszustandes oft nur zur Hälfte ausgelastet.

Zwar gibt es im Land insgesamt eine gute Wasserverfügbarkeit, jedoch kann saisonale Trockenheit temporär zu Situationen führen, in denen die lokale Bevölkerung mit der regionalen Agrarwirtschaft (Weidewirtschaft) um die begrenzte Wasserversorgung konkurrieren muss.

Die madagassische Zementindustrie kann als CO_2-Lieferant in der PtX-Wertschöpfungskette genutzt werden. Durch den Einsatz von grünem Wasserstoff kann nach Angaben von lokalen Expert*innen ein Drittel der CO_2-Emissionen aus fossilen Brennstoffen reduziert werden, während die Nutzung dieser CO_2-Prozessemissionen gleichzeitig die Produktion von Wasserstofffolgeprodukten wie Methan und Methanol ermöglicht.

Haupthemmnis für einen potenziellen Aufbau einer grünen H_2-/PtX-Produktion ist die landesweit als mangelhaft einzustufende Infrastruktur. Um die Problematik des landesweit fehlenden zusammenhängendem Hochspannungsübertragungsnetzes zu umgehen, kann zum einen eine dezentrale Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien, die sich durch ein Hybridsystem mit Speicheranwendungen für eine hohe Versorgungsquote auszeichnet, aufgebaut werden. Eine andere Möglichkeit ist ein Anschluss an das öffentliche Stromversorgungsnetz in der Nähe eines stabilen Netzknotenpunktes. Die räumliche Trennung von Wasserstoff-/PtX-Produktion und Stromproduktion ist prinzipiell möglich. In dem Fall sollte der Strom an einem Ort mit geringen Gestehungskosten produziert werden, während die Wasserstoff- und PtX-Produktion bestenfalls in der Nähe des inländischen Verbrauchers oder eines Hafens stattfinden sollte, um so die Transportproblematik zu reduzieren.

Speicheranlagen sind in der Stromversorgung Madagaskars bislang nur vereinzelt mit geringen Kapazitäten vorhanden. Eine H_2/PtX-Wirtschaft in Madagaskar wird den kapitalkostenintensiven Ausbau von Speicherkapazität mittragen müssen.

Zwar verfügt Madagaskar über verschiedene industrielle Hafenanlagen, jedoch sind diese derzeit noch ungeeignet, um Wasserstoff oder dessen feste oder flüssige Derivate zu transportieren und umzuschlagen. Hier müssten erhebliche Investitionen getätigt werden, um das Exportpotenzial von Madagaskar nicht einzuschränken. Für den Bau von H_2/PtX-Produktionsstätten sowie den lokalen Transport durch den Inselstaat, stellt die unzureichende Qualität der Straßenanbindungen ein Problem dar und schränkt das Potenzial für grünen Wasserstoff aus Madagaskar auf der Binnentransportseite erheblich ein.

Aufgrund der großen Flächen mit sehr hohen Solareinstrahlungen ist der Süden Madagaskars optimal für die Stromgewinnung mit Solar-PV geeignet. Es kann davon ausgegangen werden, dass auch in den nächsten Jahren genug Flächen für großskalige PV-Kraftwerke vorhanden sein werden. Unter Berücksichtigung der Naturschutzgebiete stehen theoretisch immer noch rd. 100.000 km² nutzbare Landfläche zur Verfügung, wobei allerdings Eignung und Zugang einer weiteren Prüfung im Einzelfall bedarf. Auf Basis dessen wäre auch nur ein relativ geringes Konfliktpotenzial in Bezug auf die Landnutzung zu erwarten.

ANALYSE NACHFRAGE

Bereits bestehende Produktionsanlagen für Wasserstoff in Madagaskar sind nicht bekannt. Allerdings gibt es verschiedene Unternehmen, die an der Produktion und dem Vertrieb von grünem Wasserstoff in Madagaskar Interesse zeigen: Vitogaz und Air Liquide Madagascar importieren und vertreiben LPG und diverse Industriegase (inkl. Wasserstoff) für Industrien, die Baubranche und den Gesundheitssektor. Die Firma Lafarge Holcim ist ein großer Zementproduzent in Madagaskar mit Produktionsstätten in Ibity (im Hochland bei Antsirabe) und in der Hafenstadt Toamasina. Im madagassischen Bergbausektor muss das Potenzial für Wasserstoff separat und abhängig vom Minenstandort untersucht werden. Ein anderer Abnehmer

könnte der Agrarsektor sein, der bedeutendste Wirtschaftszweig im Lande. Die benötigten Düngemittel, für deren Herstellung grüner Wasserstoff bzw. Ammoniak eingesetzt werden kann, werden derzeit importiert und bilden so eine potenzielle Option, die teuren Importe durch die inländische Produktion grünen Ammoniaks zu substituieren. Für den internationalen Schiffsverkehr könnte Madagaskar Wasserstoff beziehungsweise PtX-Derivate als Treibstoff anbieten. In der Stromerzeugung hat Madagaskar ambitionierte Ausbaupläne für erneuerbare Energien. Bei der Netzstabilisierung bieten Wasserstoffspeicher und Elektrolyseure eine Möglichkeit, zukünftig grünen Wasserstoff effektiv in das Stromversorgungssystem Madagaskars zu integrieren. Im Verkehrssektor bestünde die Möglichkeit, dass in längerer Frist Schwerlasttransporte mit Wasserstoffantrieb eingesetzt werden.

Der Aufbau von Stromspeichermöglichkeiten für den Lastausgleich sollte frühzeitig bei der Integration neuer EE-Kraftwerke in das Stromnetz berücksichtigt werden. Insbesondere der prognostizierte hohe Ausbau von Wasserkraft legt die Installation von Pumpspeicherkraftwerken nahe.

Eine Nachfrage nach einem Großteil der PtX-verwandten Chemikalien wie beispielsweise Methanol ist in Madagaskar nicht vorhanden. Der wichtigste Wirtschaftssektor in Madagaskar ist der Agrarsektor. Die benötigten Düngemittel, bei deren Herstellung grüner Wasserstoff eingesetzt werden könnte, werden importiert. Hier besitzt Madagaskar ein verlässliches Nachfragepotenzial.

Madagaskar hat bedeutende Bodenschätze wie etwa Chrom, Titan, Bauxit, Graphit, Nickel und (Halb-) Edelsteine. Der Bergbausektor ist ein wichtiger und stetig wachsender Industriezweig, in dem internationale Unternehmen wie Rio Tinto oder heimische Firmen wie Ambatovy (Nickel/Kobalt) und Tulear Sands (Ilmenit, Zirkon, Rutile) tätig sind. Die Minen sind geographisch über das gesamte Land verteilt. Eine Nachfrage nach grünem Wasserstoff wird in diesen Industrien unter anderem für die Nutzung als Sprengstoffmaterial vorliegen, Potenzial bestünde aber auch für die im Bergbau eingesetzten Fahrzeugflotten.

POTENZIAL NACHFRAGE

Das hohe Potenzial für die Installation von beträchtlichen Kapazitäten an erneuerbarer Energie in Madagaskar kann die Exportnachfrage für grünen Wasserstoff und PtX-Derivate hochtreiben. Durch den Einsatz von grünem Wasserstoff wäre in vielen Industriezweigen und Branchen in Madagaskar theoretisch eine signifikante CO_2-Emissionsreduktion möglich. Die Zementindustrie kann als CO_2-Lieferant in der Wasserstoff-Wertschöpfungskette eingesetzt werden. Nach Einschätzung von lokalen Berater*innen können durch die Nutzung dieser in PtX-Konzepten etwa ein Drittel der CO_2-(Brennstoff-) Emissionen in Madagaskar vermieden werden. Zudem steht CO_2 aus Prozessemissionen zur Verfügung, um PtX-Produkte wie synthetisches Methan und Methanol zu produzieren [109]. Beim Einsatz von Wasserstoff im Bergbau steht die Substitution von Dieselkraftstoff im Vordergrund. Der Bergbau benötigt große Energiemengen, insbesondere für Transporte innerhalb der Minen, die teilweise durch die Einführung von Wasserstoffantrieben in Bergbaufahrzeugen gedeckt werden können. Darüber hinaus könnte der während des Elektrolyseprozesses erzeugte Sauerstoff in der Bergbauindustrie genutzt werden.

Neben diesen sektoralen Nachfragepotenzialen in konkreten Anwendungsfällen kann ein Aufbau einer grünen H_2-/PtX-Wirtschaft einen großen Einfluss auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung des Landes haben und somit eine Option für nachhaltige Entwicklungspfade bieten. So kann der Aufbau derartiger neuer Industriestrukturen die Etablierung lokaler Wertschöpfung und die Diversifizierung bestehender Wirtschaftsstrukturen ermöglichen. Aufgrund der teilweise stark beeinträchtigten Energieversorgung im Land kann der Beitrag zur Energiesicherheit und die Schaffung von Arbeitsplätzen die Nachfrage für grünen H_2/PtX weiter ankurbeln. Problematisch für eine kurzfristig aufkommende Nachfrage sind dabei die heute noch existierenden Engpässe in der Infrastruktur und insbesondere das mangelnde Interesse privater Investor*innen. Hindernisse in der Wertschöpfungskette, wie der regionale Mangel an Süßwasser für eine grüne Wasserstoffproduktion, müssen zuerst durch die Implementierung von Meerwasserentsalzungsanlagen umgangen werden, bis eine stetige Nachfrage aufkommen kann. Um in Madagaskar den Marktaufbau langfristig zu finanzieren, müssten über einen längeren Zeitraum hohe Fördergelder bereitgestellt werden.

Vor dem Hintergrund der günstigen Bedingungen für erneuerbare Energien aber auch der Seeanbindung des Landes besteht grundsätzlich ein hohes Exportpotenzial für grüne H_2/PtX-Produkte. Als mögliche Absatz- u./o. Exportmärkte kommen aufgrund der Transportentfernungen mittelfristig insbesondere Abnehmerstaaten in der näheren Umgebung Madagaskars infrage wie z. B. Südafrika. Allerdings gibt es in Südafrika ebenfalls hohe Potenziale für erneuerbare Energien und Wasserstoffproduktion sowie bereits eigene

Exportambitionen. Das Exportpotenzial von Madagaskar ist jedoch aufgrund einer noch fehlenden Wasserstoffstrategie u./o. Aufbau derer durch die Regierung und insbesondere aufgrund der mangelhaften Infrastruktur problembehaftet. Die Lage Madagaskars führt zu großen Entfernungen von potenziellen Abnehmern in Europa und erfordert lange Transportwege per Schiff. Zudem wird der Exportmarkt für Madagaskar durch konkurrierende Länder wie Südafrika, dem Nahen Osten oder Indien, die selbst über ein hohes Potenzial für die Produktion von grünem H_2/PtX-Derivaten verfügen, eingeschränkt.

POLITISCHE EBENE

Es existiert bislang keine Wasserstoffstrategie in Madagaskar, das Land steht somit heute ganz am Beginn des Aufbaus einer möglichen grünen Wasserstoffwirtschaft. Für eine Entwicklung müssten die typischen Phasen des Markthochlaufes in einer Strategie geplant und durchlaufen werden. Eine solche Entwicklung ist derzeit (noch) kein politisches Ziel des Landes.

Der Ausbau der Stromversorgung auf Grundlage erneuerbarer Energien ist für die 2019 neu gewählte Regierung eine Priorität in der Entwicklungs- und Wirtschaftspolitik des Landes. Gemäß der 2015 verabschiedeten „Neuen Energiepolitik" sollen bis 2030 70 % der Bevölkerung einen Stromzugang bekommen, 85 % des erzeugten Stroms soll dabei aus erneuerbaren Quellen stammen [109]. Insofern wird die Produktion von grünem Wasserstoff in der Politik noch nicht berücksichtigt, da die Grundversorgung der Bevölkerung höchste politische Priorität besitzt.

SOZIALE EBENE

Generell ist davon auszugehen, dass der Ausbau von erneuerbaren Energien eine große Akzeptanz erfahren wird, da dieser die Elektrifizierungsrate steigert. In der ländlichen Bevölkerung werden bereits heute Solarsysteme auf Haushaltsebene zur Beleuchtung sowie andere Anwendungen im Bereich der Haushalte und KMU verwendet. In Bezug auf den Aufbau einer PtX-Wertschöpfungskette müsste die Bevölkerung erst eingehend über die Technologie informiert werden, um auf Basis dessen eine genauere Einschätzung bezüglich der Akzeptanz treffen zu können.

FAZIT

Madagaskar bietet grundsätzlich ein hohes Potenzial für die Installation von Solar-, Wind- und Wasserkraftkapazitäten. Es muss allerdings beachtet werden, dass es möglicherweise Restriktionen durch die prioritären Eigenenergiebedarfe gibt. Die Elektrifizierungsrate ist äußerst gering und es liegt grundsätzlich eine Unterversorgung mit Strom und Energie vor. Zudem besteht kein zusammenhängendes überregionales Stromversorgungssystem im Land. Somit kann ein potenzieller Konflikt in der Stromproduktion für den Wasserstoffexport mit dem Eigenbedarf des Landes entstehen. Weiterhin sind mögliche Konflikte bei der Flächennutzung aufgrund der Bevölkerungsdichte, konkurrierender Bodennutzung oder Naturschutz nicht auszuschließen. Die Verfügbarkeit von Wasser sollte auch in Zukunft kritisch begutachtet werden, da weite Regionen Madagaskars durch saisonale Trockenheit und Wasserknappheit geprägt sind. Betrachtet man den lokalen Absatzmarkt, könnten in erster Linie die Zementindustrie oder Minen für die Einführung von grünen Wasserstoffprodukten in Betracht gezogen werden. Exportoptionen für grüne Wasserstoff/PtX-Produkte bestehen theoretisch über die Nutzung der drei Überseehäfen, die aber entsprechend ausgebaut werden müssten. Insgesamt muss das Land erst eine weitere längere Entwicklung durchlaufen, bevor die notwendige Infrastruktur und politischen Rahmenbedingungen vorhanden sind, die für die Produktion von PtX Bedingung sind. Das Land steht grundsätzlich vor fundamentalen Herausforderungen wie extremer Armut und einer geringen Elektrifizierungsrate. Der Aufbau einer relevanten Infrastruktur für Wasserstoff und PtX ist daher mittelfristig eher nicht zu erwarten.

9.3 Fazit zu internationalen PtX-Länderanalysen

Erst eine umfassende Analyse auf Basis quantitativer Daten, qualitativer Analysen sowie die Einbeziehung aller relevanten Dimensionen zeichnet das jeweilige Gesamtbild für ein Land und dessen Handlungsoptionen. Diese sollten neben Exportmöglichkeiten vor allem auch einen positiven Beitrag für die lokale und nationale Wirtschaftsentwicklung leisten und eine effektive Defossilisierungsstrategie umfassen. Allein die Ergebnisse dieser vier Fallstudien zeigen bereits deutlich eine große Bandbreite in den Anwendungsoptionen auf: Der Early Adopter Chile hat einen starken Fokus auf den Export, wohingegen beispielsweise beim Newcomer Costa Rica der fossil geprägte Transportsektor im Zentrum der Defossilisierungspläne steht. Kasachstan steht als Transition Country aufgrund des Vorhandenseins großer fossiler heimischer Energievorkommen vor dem Dilemma, die nationale Defossilisierungsstrategie umzusetzen und effektive Anreize für die Entwicklung des Ausbaus grüner Wasserstofftechnologien zu schaffen. Im Newcomerland Madagaskar zeigt sich deutlich, dass zwar durchaus ein signifikantes technisches Potenzial vorhanden ist, jedoch die gewaltigen Herausforderungen wie extreme Armut und eine geringe Elektrifizierungsrate sowie mangelnde Infrastruktur einer effektiven Nutzung der Potenziale in naher Zukunft entgegenstehen.

Die Fallstudien zeigen klar auf, dass jedes Land vor eigenen Herausforderungen für den Eintritt in die grüne Wasserstoff-/PtX-Wirtschaft steht. Dies zeigt sich sowohl in den nationalen Strategien beispielsweise im Hinblick auf die lokale Wertschöpfung, nationale Defossilisierungsziele u./o. die nationale Verwendung oder Export. Herausforderungen spiegeln sich aber auch in der strategischen Zusammenarbeit mit den Ländern z. B. in der internationalen Zusammenarbeit und auf regionaler Ebene wider. Aus globaler Perspektive weisen nicht alle potenziellen Wasserstoffländer trotz hoher technischer Potenziale gleichfalls gute Ausgangsbedingungen für eine realistische, mittelfristig erfolgreiche Entwicklung von Wasserstoffwirtschaften auf und/oder sind nur eingeschränkt auf Marktnischen ausgerichtet. Für einen schnellen und weiten globalen Markthochlauf von grünen Wasserstoff- und PtX-Technologien ist es deshalb erforderlich, die Investitionen zunächst auf die gut geeigneten Länder zu konzentrieren, um dort kurz- bis mittelfristig die Potenziale für die Eigennutzung im Land und/oder für den internationalen Markt zu heben. Bezieht man Finanzierungsaspekte (z. B. über etablierte „credit ratings" zur Kostenindikation bzgl. Finanzierung von EE-Anlagen und Elektrolyseuren) und auch Transaktionskosten für Unternehmen (z. B. über „ease of doing"-Indikatoren) mit ein, dann erscheinen bei den betrachteten vier Ländern aus den Fallstudien insbesondere Chile und eingeschränkt Costa Rica für grünen Wasserstoff und PtX als geeignet.

Erneuerbare Energien bilden die Grundlage für die Produktion von grünem Wasserstoff und erneuerbaren PtX-Produkten. Klimapolitisch sinnvoll ist die PtX- und Wasserstoffproduktion nur, wenn jederzeit zusätzliche erneuerbare Energien für den Strombedarf der Elektrolyseure genutzt werden und die nationale Energiewende in den Ländern nicht dadurch eingeschränkt wird. Da PtX nur ein Teil einer transformierten Wirtschaft ist, die auf Elektrizität aus erneuerbaren Energien statt fossilen Energieträgern basiert, stellt der Ausbau von erneuerbaren Energien für die meisten Länder eine „no regret-option" dar und sollte auch ohne strategische grüne Wasserstoff-/PtX-Ziele verfolgt werden.

Für den Aufbau einer internationalen grünen und klimafreundlichen Wasserstoff-/PtX-Wirtschaft ist es erforderlich, umfassende und ambitionierte Nachhaltigkeitskriterien entlang der gesamten Wertschöpfungskette von Beginn an in dem internationalen Diskurs zu verankern. Diese sollten zwingend die vier EESG-Dimensionen umfassen [110]:

- Environmental (Umwelt- und Klimaschutz inkl. Wasser, Land, knappe Ressourcen u. a.).
- Economic (lokale Wertschöpfung und Wohlfahrtsteigerung, Energiewende, öffentliche Investitionen u. a.).
- Social („Just transition", lokale Arbeitsplätze, Zugang zu Ressourcen z. B. Land, Wasser, u. a.).
- Governance (Klimaziele, politische Stabilität, Rechtssicherheit, Transparenz, Partizipation u. a.).

Die detaillierte Ausgestaltung und Implementierung von Nachhaltigkeitskriterien für den internationalen Handel von Wasserstoffprodukten (Zertifizierung) sollte auf deutscher, europäischer und internationaler Ebene zusammen und auf Augenhöhe mit den potenziellen Produktionsländern abgestimmt werden. Nationale Ziele, die den Übergang zu klimaneutralen Volkswirtschaften beschleunigen, sollten auf Basis der gleichen Kriterien unterstützt werden, um geeignete Bottom-Up-Lösungen für die spezifischen lokalen Bedürfnisse und Anforderungen zu finden.

D. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

10. Kernaussagen der Analysen

*Autor*innen: Florian Ausfelder, Franz Bauer, Sarah Deutz, Julia Gawlick, Thomas Hamacher, Jan Hildebrand, Lara Meuleneers, Michael Sterner, Dinh Du Tran, Niklas von der Assen*

Die Roadmap 4.0 gibt den finalen Arbeitsstand der Forschungsarbeiten im Kopernikus-Projekt P2X II wieder. Insbesondere im Vergleich zur ersten Phase sind die in dieser Roadmap 4.0 gezeigten Ergebnisse zunehmend robuster geworden, was die Untersuchungen hinsichtlich der ökologischen und ökonomischen Einordnung sowie den sozialen Aspekten und der in der zweiten Projektphase neu hinzugekommenen Potenzialanalyse betrifft. Durch die Integration eines einheitlichen Energiemodells und dem damit verbundenen gleichen Bezugsraum lassen sich die erhaltenen Ergebnisse im Rahmen eines konsistenten Gesamtbilds für die Bewertung der Technologieentwicklungen vergleichen.

Dieses Energiemodell kombiniert ein Nachfragemodell mit detaillierten H_2/PtX-Produktionspfaden mit einem Modell zur Ausbau- und Einsatzplanung zur Stromerzeugung, der Elektrolyseure sowie der Speicher- und Transportoptionen. In einem Back-Casting-Ansatz wurde auf die Erreichung der aktualisierten, deutschen Klimaschutzziele optimiert, unter Einhaltung von diversen Randbedingungen, u.a. der Einhaltung eines CO_2-Budgets, Importmengen und Suffizienzmaßnahmen. Der frühzeitige PtX-Hochlauf ist für ein defossilisiertes Energieystem der Zukunft unverzichtbar und erfolgt gezielt in den Bereichen, in denen kohlenstoffhaltige Energieträger stofflich genutzt werden können oder in denen keine technologisch effizienteren Alternativen vorhanden sind, zum Einsatz. Eine autarke Energieversorgung Deutschlands wird dennoch nicht möglich sein, was den Import von Strom und/oder Energieträgern aus dem inner- und außereuropäischen Ausland notwendig macht. Das gilt für viele andere europäische Länder, sodass eine entsprechende Vernetzung innerhalb Europas notwendig sein wird. Dieser Vernetzungsgrad steigt mit ambitionierteren Klimazielen.

Die Relevanz der PtX-Pfade im Jahr 2050 hängt dabei primär vom Dekarbonisierungsgrad im Energiesystem ab. Die Lebenszklyusbetrachtungen zeigen, dass die mögliche Reduktion der THG-Emissionen durch den Einsatz von PtX-Anlagen mit dem deutschen

Strommix korreliert und die PtX-Pfade erst dann an Bedeutung gewinnen, wenn die strombedingten THG-Emissionen unter einen bestimmten Wert fallen. Dieser hängt von der untersuchten Wertschöpfungskette und der fossilen Referenz ab, sodass ein ökologischer Break-Even bspw. für die Wasserstoffherstellung mittels PEM-Elektrolyse bei unter ca. 200 g CO_2-Äq/kWh für den Strommix gegenüber der Produktion über die Dampfreformierung aus Erdgas erreicht wird. Bei den mittels Fischer-Tropsch-Synthese hergestellten Kraftstoffen wird dieser erst bei 122 g CO_2-Äq/kWh und die PME-Polyole (über die pFA-PtX-Route) sind dahingegen schon ab einem Strommix von unter ca. 300 g CO_2-Äq./kWh des Strommixes im Vorteil im Vergleich zu der konventionellen Herstellung. Letztlich haben alle untersuchten PtX-Produkte, unter der Voraussetzung eines weitestgehend THG-neutralen Strommixes, ein hohes CO_2-Einsparpotenzial. Dabei kommt es jedoch zu Trade-Offs in anderen Umweltwirkungskategorien.

Auch aus ökonomischer Sicht ist der Strom und seine Preisentwicklung entscheidend für die Etablierung der PtX-Technologien. Während einer Übergangsphase würde die prozessbedingte Nutzung günstiger, industrieller Punktquellen die Kosten senken können, bis nur noch unvermeidbare, prozessbedinge CO_2-Quellen zur Verfügung stünden und der Strompreis den größten Anteil an den Gesamtkosten ausmacht.

So wie die Umweltwirkungen oder der Preis des Stroms maßgeblich für die Bewertung aus ökologischer und ökonomischer Sicht ist, sind auch die verfügbaren EE-Potenziale ausschlaggebend für die Deckung der unterschiedlichen PtX-Produktbedarfe. Das in diesem Projekt entwickelte Tool erlaubt eine Darstellung des Wechselspiels zwischen Angebot und Nachfrage und ist im Stande, für ausgewählte Länder die technischen EE-Strompotenziale und den daraus resultierenden PtX-Produktionsmengen dem PtX-Bedarf gegenüberzustellen. Mit den deutschen Strompotenzialen können nur einige Bereiche des Verkehrssektors mit synthetischen Kraftstoffen versorgt werden, während u. a. für Flugverkehr oder große Teile der Industrie ein Import von Strom oder Energieträgern notwendig sein werden.

Global betrachtet kommen dafür nicht alle Länder in Betracht. Die Arbeiten in der Roadmap 4.0 konnten zeigen, dass es Länder gibt, in denen bereits vorhandene Infrastruktur für die fossilen Energieträger weitergenutzt werden könnte (Kasachstan) oder die ein hohes EE- und Exportpotenzial aufweisen (Chile). Andererseits existieren Länder, in denen die Stromversorgung die aktuell höchste Hürde für einen H_2/PtX-Markthochlauf im eigenen Land darstellt (Costa Rica, Madagaskar).

Die im Projekt durchgeführten Akzeptanzbefragungen auf unterschiedlichen Akteursebenen und in den verschiedenen Anwendungsbereichen zeigen eine vielversprechende hohe allgemeine Zustimmung für den Einsatz von PtX. Gleichzeitig bestehen jedoch noch Unsicherheiten hinsichtlich der Einschätzungen. Dies wiederum bietet eine Chance zur (wissenschaftlich-kommunikativen) Vermittlung der Vorteile und Einsatzmöglichkeiten von PtX. So ist eine prinzipielle Befürwortung für den Einsatz von PtX im Mobilitätssektor oder für eine grüne Herstellung von Industrieprodukten (z. B. Stahl und Glas) vorhanden, während PtX-basierte Chemieprodukte mit der Sorge vor steigenden Kosten gesehen werden.

Schlussendlich zeigen alle Analysen der begleitenden Forschungsarbeiten in Kopernikus P2X, dass in gezielten Anwendungen der Einsatz von PtX zum Gelingen der Energiewende und somit für das Einhalten der Klimaziele notwendig wird. Die Befürwortung der Gesellschaft ist vorhanden, sodass konsequenterweise im nächsten Schritt die Umsetzung in Form von größeren PtX-Produktionsanlagen erfolgen sollte. Aufgrund der nicht umsetzbaren autarken heimischen Versorgung müssen entsprechende Handelspartner für den Import von Strom und PtX-(Vor-)Produktion mittelfristig identifiziert werden. Es müssen gleichzeitig die Produktionskapazitäten in den erforderlichen Größenordnungen geschaffen und die PtX-Infrastruktur auf internationaler und nationaler Ebene aufgebaut oder weiterentwickelt werden.

11. Demonstratoren und Bewertungsarbeiten in Phase III

Auch wenn Teile des Projekts u.a. aufgrund von Corona-bedingten Verzögerungen noch verlängert werden, markieren die in dieser Roadmap vorgestellten Inhalte die abschließenden Ergebnisse zum offiziellen Ende der Projektlaufzeit der zweiten Phase zu Ende August 2022. Während dieser und auch schon der ersten Projektphase zeigte sich die Relevanz der Kopernikus-Projekte und speziell von P2X für die Energiewende in der Dringlichkeit zur Erreichung der Klimaschutzziele. Während Konsens herrscht, dass die ambitionierte Umstellung auf erneuerbare Energien notwendig ist, zeigten vor allem – aber nicht nur – das Klimaschutzgesetz 2021 und der Ukraine-Konflikt, dass eine zeitnahe Implementierung von PtX-Technologien für die Resilienz im Energiesektor erforderlich ist. Da die PtX-Technologien aufgrund der Diversifizierung der Energieträger und Chemikalien zu einer Unabhängigkeit von fossilen Rohstoffen führen würden, bieten die Entwicklungen aus dem Kopernikus-Projekt P2X wesentliche Beiträge mit entsprechender Strahlkraft für die nationalen Klimaschutzziele und den internationalen Wettbewerb.

In Kopernikus P2X Projektphase II waren die technischen Forschungsarbeiten in zwei Technologiepfade aufgeteilt (Wasserstoff- und Synthesegaspfad). Hieraus ergeben sich auch auf Basis eines frühzeitig definierten Kriterienkatalogs (u.a. Abschätzung des CO_2-Minderungspotenzials, Business Case Perfomance Daten (KPIs), Technology Readiness Level (TRL)) inklusive der Ergebnisse des Roadmappings fünf erfolgsversprechende Entwicklungen, die in hohem Maße als Demonstrationsvorhaben in der dritten Projektphase geeignet sind. Zwei dieser Demonstratoren zu Wasserstofftechnologien (PEM-Elektrolyse und LOHC, welche in den Kapiteln 7 und 8 ausführlicher beschrieben sind) werden unter Nutzung anderer Förderinstrumente des BMBF ausgekoppelt, sodass gleichzeitig die Quervernetzung mit anderen Großprojekten im Bereich der nationalen Wasserstoffstrategie ausgebaut wird (u.a. H_2Giga, TransHyDE[10]). Daher sollen die industriellen Weiterentwicklungen und Implementierungen von dreien der in dieser Roadmap beschriebenen Wertschöpfungsketten in den Demo-Projekten „Power-to-Fuels" (s. Kapitel 5.4), „Power-to-Reinst-CO" (s. Kapitel 6.4) und „Power-to-Polymers" (s. Kapitel 6.5) erfolgen.

Das Vorhaben „Power-to-Fuels" erreicht die nächst höhere Stufe auf dem Weg zur industriellen Herstellung von synthetischem Kerosin für den Flugverkehr und soll als Anlage im Industriepark Höchst (Frankfurt) realisiert werden. Die Elektrolysetechnologie für „Power-to-Reinst-CO" stammt aus dem Erfolgsprojekt RHETICUS und soll in der dritten Phase als eine direktelektrische CO-Quelle für chemische Produktionsprozesse weiterentwickelt werden. Mit dem Projekt „Power-to-Polymers" (geplanter Standort im CHEMPARK Leverkusen) soll eine höhere Skalierung der Polyol-Herstellung erreicht und der Kohlenstoffkreislauf geschlossen werden.

Im Gesamtkonzept für die dritte Phase sollen die drei genannten Demoprojekte um die Fortsetzung des Roadmappings und ein neu aufgestelltes Teilprojekt zum Capacity Building auf allen Ebenen der Bildungsarbeit – Fortführung und Erweiterung der Jugend- und Erwachsenenbildung ebenso wie der beruflichen Weiterbildung – ergänzt werden. Damit werden Beiträge zur Akzeptanz von PtX-Technologien in der Bevölkerung ebenso wie zur Bekämpfung des erwarteten Fachkräftemangels auf dem Gebiet geleistet.

Für die dritte Phase ist geplant, das Energiemodell entsprechend neu definierter Anforderungen weiterzuentwickeln und die Datensätze zu aktualisieren. Zunächst soll das Energiemodell um die neuen Anforderungen der Demoprojekte erweitert werden. Durch eine erhöhte Regionalisierung des Verbrauchs lassen sich optimale Standorte für die PtX-Anlagen identifizieren und die damit verbundenen Kosten bestimmen. Eine vertiefte Entwicklung soll durch die Berücksichtigung von rohstofflichen Recycling-Pfaden beispielsweise von Kunststoffen erfolgen. Eine erhöhte Auflösung erlaubt ebenfalls eine Einsatzoptimierung auf Kreisebene (NUTS 3) und eine Analyse der Auswirkungen eines Markthochlaufs der Demoanlagen auf das ganze Energiesystem. Hier soll der Elektrolysebetrieb mit gegebenenfalls notwendigem Zwischenspeicher abhängig von den Volllaststunden, dem Strombezug (Überschuss, Börse, direkt) und dem Einsatzszenario techno-ökonomisch optimiert werden. Damit können kostengünstige Wasserstoffgestehungskosten, bzw. Kosten für die PtX-Produkte, optimale Standorte und Betriebsweisen der betrachteten Anlagen berechnet werden. Auch wenn dabei die Standorte der Demoprojekte zunächst im Vordergrund stehen, sind die Arbeiten nicht auf Deutschland beschränkt, bspw. was die Produktion von Kerosin für den internationalen Flugverkehr betrifft.

[10] https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/

Darüber hinaus soll eine verstärkte Verschränkung des Energiemodells mit der LCA und der TÖA stattfinden. Dieser Ringschluss ermöglicht auf Seiten des Energiemodells eine ganzheitlichere Betrachtung von verursachten Emissionen und der daraus resultierenden Investitionen in erneuerbare Energien. Auf Seiten der LCA sollen die Prognosen des Strommix und der Key Performance Indicators (KPIs) weiterhin in die Datenbank der Lebenszyklusanalyse eingebunden werden. Dies erlaubt eine Abbildung der Erzeugungsprozesse für die Zukunft. Außerdem können weitere Wirkkategorien der Lebenszyklusanalyse in die Energiemodellierung inkludiert werden (zum Beispiel Landnutzung). Damit kann die Modellierung eines volkswirtschaftlichen Optimums unter der zusätzlichen Berücksichtigung von ökologischen Auswirkungen stattfinden. Anknüpfend an die Arbeiten der Roadmap 4.0 soll mit einer Kopplung zwischen den Tasks Potenzialanalyse und Energiesystemmodellierung der Aufbau einer globalen P2X-Infrastruktur untersucht werden, sodass neben den bereits existierenden Kartendarstellungen für Stromflüsse auch Wasserstoff- und PtX-Routen dargestellt werden könnten. Aufbauend auf den beschriebenen standortspezifischen Untersuchungen würden beispielsweise optimale Exportstandorte in Deutschland oder Produktionsstätten im Ausland identifiziert sowie unterschiedliche Produktionsstätten auf deren gegenseitige Beeinflussung untersucht werden. Zusätzlich dazu können verschiedene Transportmedien für PtX-Produkte analysiert werden wie LOHC, Ammoniak und Methanol. Die gesellschaftliche Akzeptanz kann als eine weitere Größe in das Energiemodell und verstärkt mit den Perspektiven der LCA und TÖA verbunden werden. Dafür können neben den Erkenntnissen aus den übergeordneten Akzeptanzanalysen auf der soziopolitischen Ebene zudem die Ergebnisse der lokalen Akzeptanzstudien hinsichtlich der konkreten Demonstrations-vorhaben in die Konzeption einbezogen werden.

Die P2X-Geschäftsstelle sowie die Kommunikation sollen weiter ein fester Bestandteil der dritten Phase von P2X sein und stehen mit den fünf zentralen Säulen von P2X III in einem konstanten Austausch. Einen Überblick über die geplante Struktur von Kopernikus P2X Phase III gibt nachfolgende **Abbildung 11.1**. Diese dritte Phase soll in der ersten Hälfte des Jahres 2023 beginnen.

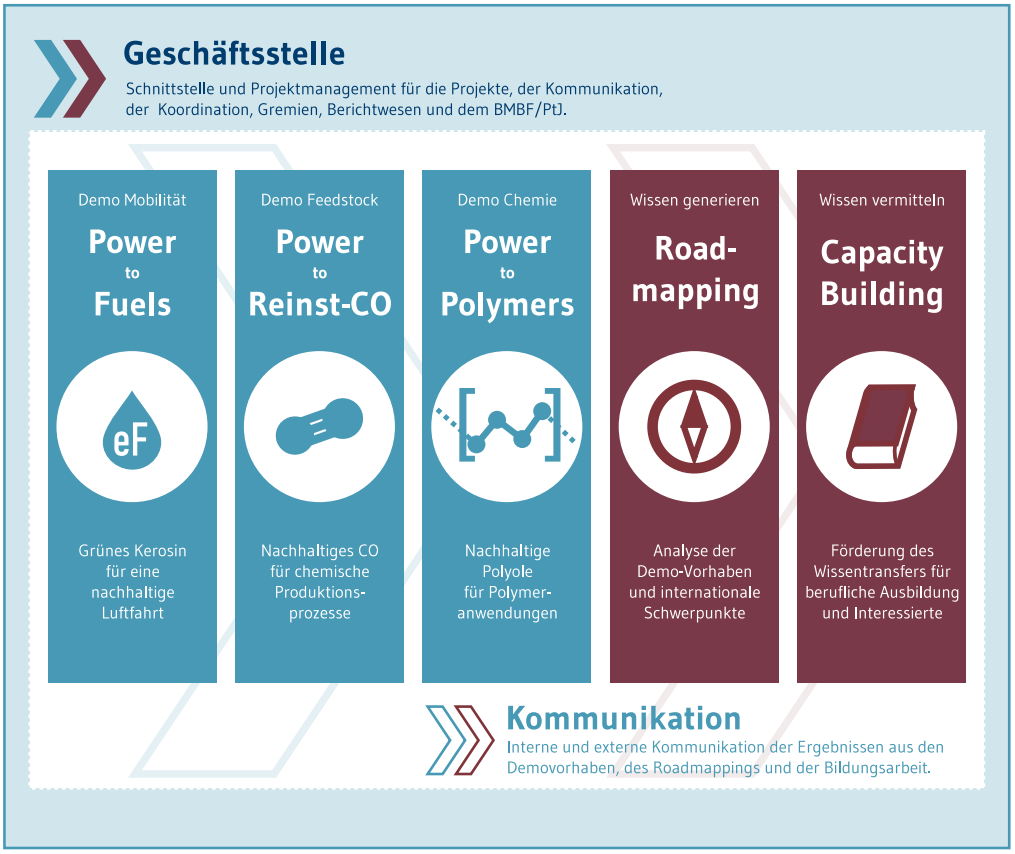


Abbildung 11.1: Die Säulen und das Fundament der geplanten dritten Phase von P2X.

LITERATURVERZEICHNIS

[1] **European Commission,** „REPowerEU". 18. Mai 2022. Zugegriffen: 11. Juli 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF

[2] **F. Ausfelder und H. Dura, Hrsg.,** 1. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X": Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X). Frankfurt am Main, 2018. Zugegriffen: 27. Juli 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/B0ECFCD66AF2193FE0537E695E866935/live/document/P2X_Roadmap_1.pdf

[3] **F. Ausfelder und H. Dura, Hrsg.,** 2. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X": Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X). Frankfurt am Main, 2019. Zugegriffen: 27. Juli 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/B0ECE55235C57831E0537E695E860A05/live/document/Power-to-X_Roadmap_2.0.pdf

[4] **F. Ausfelder und H. Dura, Hrsg.,** 3. Roadmap des Kopernikus-Projektes P2X. Phase II. Frankfurt am Main, 2021. Zugegriffen: 1. August 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/CBE2878A53D522EEE0537E695E868061/live/document/DEC_P2X_II_V06_Online_small.pdf

[5] **DIN EN ISO 14044:2018-05,** Umweltmanagement_- Ökobilanz_- Anforderungen und Anleitungen (ISO_14044:2006_+ Amd_1:2017); Deutsche Fassung EN_ISO_14044:2006_+ A1:2018, Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/2761237.

[6] **DIN EN ISO 14040:2009-11,** Umweltmanagement_- Ökobilanz_- Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO_14040:2006); Deutsche und Englische Fassung EN_ISO_14040:2006, Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/1555059.

[7] **M. S. Peters, K. D. Timmerhaus, R. E. West und R. E. West,** Plant design and economics for chemical engineers, 5. ed., International ed. Boston: McGraw-Hill, 2003.

[8] **International Energy Agency,** World energy outlook 2019. 2019.

[9] **K. Siala und Houssame Houmy,** tum-ens/pyGRETA: python Generator of REnewable Time series and mAps. Zenodo, 2020. doi: 10.5281/ZENODO.3872068.

[10] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi),** Die Nationale Wasserstoffstrategie, Berlin, 2020.

[11] **European Environment Agency (EEA),** E-PRTR, European Pollulant Release and Transfer Register. https://prtr.eea.europa.eu/#/home (zugegriffen 19. März 2021).

[12] **S. Wilke,** Wasserbilanz für Deutschland, Umweltbundesamt, 30. Oktober 2013. https://www.umweltbundesamt.de/bild/tab-wasserbilanz-fuer-deutschland (zugegriffen 16. März 2021).

[13] **J. Gawlick (2021);** TU München; Eigene Berechnung zur Aufteilung der Strom- und H2-Bedarfe bis 2050 auf Basis des "World Energy Outlook 2019" (IEA) und Verbrauchsdaten aus dem Statistischen Amt der Europäischen Union (eurostat) (online data code: NRG_CB_E)."

[14] **F. Rudolph, T. Koska und C. Schneider,** Verkehrswende für Deutschland: Der Weg zu CO_2-freier Mobilität bis 2035, Wuppertal Institut, Hamburg, 2017. Zugegriffen: 27. Juli 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.wuppertal.greenpeace.de/sites/www.wuppertal.greenpeace.de/files/mobilitaetsszenario_wie_der_verkehrssektor_seine_co2-emissionen_bis_2035_loswerden_kann._langfassung.pdf

[15] **K. Purr u.a.,** Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität: RESCUE -Studie, Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau, 2019. Zugegriffen: 27. Juli 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet_auflage2_juni-2021.pdf

[16] **C. Fischer, M. Beznoska, R. Blanck, J. Cludius, B. Brohmann und H. Förster,** Konzept zur absoluten Verminderung des Energiebedarfs: Potenziale, Rahmenbedingungen und Instrumente zur Erreichung der Energieverbrauchsziele des Energiekonzepts, Öko-Institut e.V. – Institut für Angewandte Ökologie, Freiburg, 2016.

[17] **W. Willett u.a.,** Food in the Anthropocene: The EAT–Lancet Commission on healthy diets from sustainable food systems, The Lancet, Bd. 393, Nr. 10170, S. 447–492, 2019, doi: 10.1016/S0140-6736(18)31788-4.

[18] **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK),** Energiedaten: Gesamtausgabe, Berlin, 2022. Zugegriffen: 20. April 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html

[19] **A. Zaklan, J. Wachsmuth und D. Vicki,** EU ETS up to 2030: Adjusting the Cap in light of the IPCC1.5°C Special Report and the Paris Agreement, DIW, Dessau-Roßlau, Januar 2020. Zugegriffen: 27. Juli 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/eu-ets-up-to-2030-adjusting-the-cap-in-light-of-the

[20] **Europäische Kommission,** In-Depth Analysis in Support of the Commission Communication COM(2018) 773: A Clean Planet for all – A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy., Brüssel, 28. November 2018. Zugegriffen: 27. Juli 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf

[21] **Destatis,** Vorausberechneter Bevölkerungsstand: Deutschland, Stichtag, Varianten der Bevölkerungsvorausberechnung, 2019. https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=12421-0001 (zugegriffen 27. Juli 2021).

[22] **J. Burchardt u.a.,** Klimapfade 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft, BDI and BCG, München, 2021.

[23] **R. Geres u.a.,** Roadmap Chemie 2050 auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland: eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI. 2019. Zugegriffen: 15. März 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://edocs.tib.eu/files/e01fn19/1682254917.pdf

[24] **C. Hebling u.a.,** Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg; Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen IMWS, Halle; Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS, Dresden, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/ueber-fraunhofer/wissenschaftspolitik/Positionen/Fraunhofer-Wasserstoff-Roadmap.pdf

[25] **Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking,** Hydrogen Roadmap Europe – A Sustainable Pathway for the European Energy Transition, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf

[26] **European Commission,** A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, 2018. Zugegriffen: 19. Januar 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018DC0773

[27] **S. Schulte, M. Schönfisch und G. Brändle,** Wasserstoff: Bezugsoptionen für Deutschland Kostenvergleich von importiertem und lokal produziertem CO_2-armen Wasserstoff, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). Zugegriffen: 17. Mai 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/03/EWI_Policy_Brief_H2_Supply_Costs_20201127.pdf

[28] **S. Lübbers u.a.,** Vergleich der ‚Big 5' Klimaneutralitätsszenarien, 2022. Zugegriffen: 21. April 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://ariadneprojekt.de/media/2022/03/2022-03-16-Big5-Szenarienvergleich_final.pdf

[29] **C. Jugel u.a.,** dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität: Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, Berlin, 2021.

[30] **Prognos, Öko-Institut, und Wuppertal Institut,** Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann, Berlin, 2021.

[31] **G. Luderer u.a.,** Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045: Szenarien und Pfade im Modellvergleich, PIK and Fraunhofer ISE, Potsdam, 2021.

[32] **Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) und Statistisches Bundesamt,** Bruttostromerzeugung in Deutschland", 2022. Zugegriffen: 17. Mai 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bruttostromerzeugung.html

[33] **BMVI (Hrsg.),** Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland", 2015. Zugegriffen: 17. Mai 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/ministerien/bmvi/bmvi-online/2015/DL_BMVI_Online_08_15.pdf?__blob=publicationFile&v=1

[34] **P. Enevoldsen und M. Z. Jacobson,** Data investigation of installed and output power densities of onshore and offshore wind turbines worldwide, Energy for Sustainable Development, Bd. 60, S. 40–51, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.esd.2020.11.004.

[35] **SPD, BÜNDNIS 90/Die GRÜNEN und FDP,** Mehr Fortschritt wagen – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021–2025 zwischen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP, Berlin, 2021.

[36] **Umweltbundesamt,** Erneuerbare Energien in Zahlen, 14. März 2022. https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen?sprungmarke=strom#uberblick (zugegriffen 20. Juni 2022).

[37] **J. Husebye, A. L. Brunsvold, S. Roussanaly und X. Zhang,** Techno Economic Evaluation of Amine based CO_2 Capture: Impact of CO_2 Concentration and Steam Supply, Energy Procedia, Bd. 23, S. 381–390, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.06.053.

[38] **H. Fehrenbach, M. Pehnt, U. Lambrecht, T. Fröhlich, A. Liebich und D. Münter,** Kriterien für die Herstellung von nachhaltigem PtL für den Flugverkehr, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, Heidelberg, 2021. Zugegriffen: 16. Februar 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_Bericht_Atmosfair_PtL_Kriterien_2021.pdf

[39] **H. Ostovari, L. Müller, J. Skocek und A. Bardow,** From Unavoidable CO_2 Source to CO_2 Sink? A Cement Industry Based on CO_2 Mineralization, Environ. Sci. Technol., Bd. 55, Nr. 8, S. 5212–5223, Apr. 2021, doi: 10.1021/acs.est.0c07599.

[40] **T. Fröhlich, S. Blömer, D. Münter und L.-A. Brischke,** CO_2-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland – Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, Heidelberg, 2019. Zugegriffen: 8. Februar 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_paper_03_2019_CO2-Quellen-f%c3%bcr-PtX.pdf

[41] **S. Roussanaly, C. Fu, M. Voldsund, R. Anantharaman, M. Spinelli und M. Romano,** Techno-economic Analysis of MEA CO_2 Capture from a Cement Kiln – Impact of Steam Supply Scenario, Energy Procedia, Bd. 114, S. 6229–6239, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1761.

[42] **A. K. Morken u.a.,** Degradation and Emission Results of Amine Plant Operations from MEA Testing at the CO_2 Technology Centre Mongstad, Energy Procedia, Bd. 114, S. 1245–1262, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1379.

[43] **E. Favre, R. Bounaceur und D. Roizard,** A hybrid process combining oxygen enriched air combustion and membrane separation for post-combustion carbon dioxide capture, Separation and Purification Technology, Bd. 68, Nr. 1, S. 30–36, Juni 2009, doi: 10.1016/j.seppur.2009.04.003.

[44] **Y. Zhang und C.-C. Chen,** Modeling CO_2 Absorption and Desorption by Aqueous Monoethanolamine Solution with Aspen Rate-based Model, Energy Procedia, Bd. 37, S. 1584–1596, 2013, doi: 10.1016/j.egypro.2013.06.034.

[45] **Umweltbundesamt (UBA),** Gemeinsame Pressemitteilung von Umweltbundesamt und Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Treibhausgasemissionen stiegen 2021 um 4,5 Prozent, Pressemitteilung 15/2022, 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/treibhausgasemissionen-stiegen-2021-um-45-prozent

[46] **P. Gniffke und Umweltbundesamt (UBA),** Emissionsübersichten in den Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes, Dessau, März 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/dokument/emissionsuebersichten-in-den-sektoren-des

[47] **DGMK e.V.,** Drop-in-fähige hydrierte Bioöle für Mitteldestillatanwendungen – Herstellungen und Anwendung, https://dgmk.de/publikationen/drop-in-faehige-hydrierte-biooele-fuer-mitteldestillatanwendungen-herstellungen-und-anwendung/ (zugegriffen 7. Juli 2022).

[48] **DGMK e.V.,** Herstellung treibhausgasreduzierter bzw. treibhausgasneutraler gasförmiger und flüssiger Energieträger und Brennstoffe, https://dgmk.de/publikationen/herstellung-treibhausgasreduzierter-bzw-treibhausgasneutraler-gasfoermiger-und-fluessiger-energietraeger-und-brennstoffe/ (zugegriffen 7. Juli 2022).

[49] **Standard Specification for Aviation Turbine Fuels,** https://www.astm.org/d1655-21c.html (zugegriffen 15. Juli 2022).

[50] **Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons,** https://www.astm.org/d7566-21.html (zugegriffen 15. Juli 2022).

[51] **M. Wright,** Sustainable Aviation Fuel: Technical Certification, S. 3.

[52] **Erste industrielle Produktionsstätte für Biokerosin in Deutschland | Presse | bp in Deutschland,** Deutschland. https://www.bp.com/de_de/germany/home/presse/pressemeldungen/erste-industrielle-produktionsstaette-fuer-biokerosin-in-deutschland.html (zugegriffen 7. Juli 2022).

[53] **37. BImSchV – Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes** (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote) 1, 2. https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_37/BJNR119500017.html (zugegriffen 15. Juli 2022).

[54] **BAFA - Rohöl - RohölINFO Mai 2021 (Rohölimporte),** https://www.bafa.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/Energie/Rohoel/2021_05_rohloelinfo.html (zugegriffen 21. Juli 2022).

[55] **J. Horst, F. Merten, S. Kiefer und A. Taubitz,** Technologiebericht 3.4 Nutzung von Erdgas- und Erdölinfrastrukturen und Raffinerien für strombasierte Brennstoffe. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

[56] **F. Graf, J. Wachsmuth und F. Ausfelder,** Hintergrundpapier zu Gasinfrastrukturen im Lichte des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine, cruh21 GmbH, Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG, Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion, Hamburg, Cottbus, Mülheim an der Ruhr, 2021. doi: 10.24406/IGCV-N-648722.

[57] **Progress on the level of water stress,** FAO and UN Water, 2021. doi: 10.4060/cb6241en.

[58] **Annual freshwater withdrawals, total (% of internal resources) | Data,** https://data.worldbank.org/indicator/ER.H2O.FWTL.ZS (zugegriffen 15. Juni 2022).

[59] **Indicators | Data,** https://data.worldbank.org/indicator (zugegriffen 15. Juni 2022).

[60] **Integration of Non-CO_2 Effects of Aviation in the EU ETS and under CORSIA,** Umweltbundesamt, 2020. Zugegriffen: 6. Juli 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-07-28_climatechange_20-2020_integrationofnonco2effects_finalreport_.pdf

[61] **Commission to the European Parliament and the Council,** Updated analysis of the non-CO_2 climate impacts of aviation and potential policy measures pursuant to EU Emissions Trading System Directive Article 30(4), Nov. 2020. Zugegriffen: 6. Juli 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.easa.europa.eu/downloads/120860/en

[62] **AGEB,** Energiebilanz der Bundesrepublik 2020, 2022.

[63] **VCI,** Energiestatistik, 2022.

[64] **R. J. Detz,** Technology Factsheet: Reverse Water Gas Shift-Reaktion to CO from CO_2 and H_2, Energy.nl, 18. November 2021. https://energy.nl/wp-content/uploads/2019/12/Technology-Factsheets-RWGS-to-CO-from-CO2-and-H2-1.pdf (zugegriffen 18. November 2021).

[65] **Technology Factsheet – Fischer-Tropsch-Production,** https://energy.nl/wp-content/uploads/technology-factsheets-ft-fuel-production-7.pdf (zugegriffen 6. Juli 2022).

[66] **Chemical Parks in Europe – Investments, News, Sites, Clusters,** https://chemicalparks.eu/ (zugegriffen 18. Juli 2022).

[67] **Carbon4PUR CO_2/CO sources and consumer map,** https://carbon4pur.github.io/mapping/index.html (zugegriffen 22. Juli 2022).

[68] **OpenStreetMap contributors,** Planet dump retrieved from https://planet.osm.org". 2017.

[69] **CARTO,** About Us – CARTO, https://carto.com/about-us/ (zugegriffen 18. Juli 2022).

[70] **ICIS Database,** [Online]. Verfügbar unter: https://www.icis.com/explore/commodities/chemicals/?intcmp=mega-menu--explore-commodities-chemicals

[71] **A. Otto, V. Forschungszentrum Jülich GmbH und Zentralbibliothek,** Chemische, verfahrenstechnische und ökonomische Bewertung von Kohlendioxid als Rohstoff in der chemischen Industrie, 2015.

[72] **G. J. Millar und M. Collins,** Industrial Production of Formaldehyde Using Polycrystalline Silver Catalyst, Ind. Eng. Chem. Res., Bd. 56, Nr. 33, S. 9247–9265, Aug. 2017, doi: 10.1021/acs.iecr.7b02388.

[73] **C. Fernández-Dacosta u.a.,** Prospective techno-economic and environmental assessment of carbon capture at a refinery and CO_2 utilisation in polyol synthesis, Journal of CO_2 Utilization, Bd. 21, S. 405–422, Okt. 2017, doi: 10.1016/j.jcou.2017.08.005.

[74] **Umweltbundesamt (UBA),** Nationale Trendtabellen in der Abgrenzung der Sektoren des Klimaschutzgesetzes (KSG), Dessau, 2022.

[75] **A. Lübcke und M. Löffler,** Elektrolyse in Deutschland. Zugegriffen: 21. Juli 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Elektrolysekapazitaeten_.pdf

[76] **U. Babic, M. Suermann, F. N. Büchi, L. Gubler und T. J. Schmidt,** „Critical Review – Identifying Critical Gaps for Polymer Electrolyte Water Electrolysis Development, J. Electrochem. Soc., Bd. 164, Nr. 4, S. F387, Feb. 2017, doi: 10.1149/2.1441704jes.

[77] **B. P. Weidema, u.a.,** Overview and methodology. Data quality guideline for the ecoinvent database version 3, St. Gallen, 2013. Zugegriffen: 30. Mai 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://lca-net.com/publications/show/overview-methodology-data-quality-guideline-ecoinvent-database-version-3/

[78] **S. S. Penner,** Steps toward the hydrogen economy, Energy, Bd. 31, Nr. 1, S. 33–43, Jan. 2006, doi: 10.1016/j.energy.2004.04.060.

[79] **M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid und D. Stolten,** Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model, Applied Energy, Bd. 200, S. 290–302, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.05.050 M4 - Citavi.

[80] **S. Cerniauskas, A. J. C. Junco, T. Grube und D. Stolten,** Options of Natural Gas Pipeline Reassignment for Hydrogen: Cost Assessment for a Germany Case Study, S. 28, 2020.

[81] **S. Kraus, T. Grube und D. Stolten,** Fahrzeugkostenanalyse für Straßenfahrzeuge bis 2050, gehalten auf der 31. Aachen Colloquium Sustainable Mobility, Aachen, Okt. 2021.

[82] **Umweltbundesamt,** Gesellschaftliche Kosten von Umweltbelastungen, 10. August 2021. https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen#gesamtwirtschaftliche-bedeutung-der-umweltkosten (zugegriffen 20. Juli 2022).

[83] **H. Fehrenbach,** The key role of composite storage systems in hydrogen distribution, gehalten auf der Hydrogen Online Conference, online, 8. Oktober 2020.

[84] **Ministerio de Energia,** Base de Datos Eléctrica PELP 2023 – 2027. Ministerio de Energia. Zugegriffen: 14. Juni 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://energia.gob.cl/documentos/base-de-datos-electrica-pelp-2023-2027

[85] **HIF,** Haru Oni. https://www.haruoni.com/#/en (zugegriffen 14. Juni 2022).

[86] **S. Herrera-León, C. Cruz, A. Kraslawski und L. A. Cisternas,** Current situation and major challenges of desalination in Chile, DWT, Bd. 171, S. 93–104, 2019, doi: 10.5004/dwt.2019.24863.

[87] **BMZ, GIZ, und IIASA,** Water Scarcity Clock. https://worldwater.io/ (zugegriffen 21. Juli 2021).

[88] **M. C. Fragkou und J. Budds,** Desalination and the disarticulation of water resources: Stabilising the neoliberal model in Chile, Trans Inst Br Geogr, Bd. 45, Nr. 2, S. 448–463, Juni 2020, doi: 10.1111/tran.12351.

[89] **R. Schröer,** Resumen ejecutivo – Agua y Energía, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Bonn, Dez. 2020. Zugegriffen: 21. Juli 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://4echile.cl/wp-content/uploads/2022/01/Res-Ejec-Agua-y-Energia.pdf

[90] **Y. Simsek, Á. Lorca, T. Urmee, P. A. Bahri, und R. Escobar,** Review and assessment of energy policy developments in Chile, Energy Policy, Bd. 127, S. 87–101, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2018.11.058.

[91] **Bnamericas,** Spotlight: Acciona and GNL Quintero's green hydrogen project, Bnamericas, 21. August 2021. https://www.bnamericas.com/en/features/spotlight-accionas-and-gnl-quinteros-green-hydrogen-project

[92] **AES Andes,** COP26: Chile will Double its Energy Storage Capacity together with AES, AES Andes, 2021. https://www.aesandes.com/en/cop26-chile-will-double-its-energy-storage-capacity-together-aes

[93] **GIZ Chile,** GIZ interne quantitative Datenerhebung Chile. 2021.

[94] **J. Armijo und C. Philibert,** Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina", International Journal of Hydrogen Energy, Bd. 45, Nr. 3, S. 1541–1558, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.11.028.

[95] **Ministry of Energy,** National Green Hydrogen Strategy – Chile. Ministry of Energy, Government of Chile, November 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf

[96] **P. Hauser, B. Görlach, K. Umpfenbach, R. Perez, und R. Gaete,** Phasing Out Coal in Chile and Germany", Juni 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Partnerpublikationen/2021/Energy_Partnership_Chile-Alemania_Phase-Out-Coal-Chile-Germany/20210614_CHL_Comparative_Study_Coal_Exit_CHL_GER_web.pdf

[97] **J. Ignacio Del Valle Gamboa, A. Rivera Alfaro, N. Arce Murillo und M. Izaguirre Carrión,** Analysis for Renewable Power-To-Green Hydrogen Applications and its Derivatives in Costa Rica". Ad Astra Servicios Energéticos y Ambientales, 23. Dezember 2021.

[98] **Hinicio,** Study on the possibilities to produce, use and export ‚green' hydrogen in Costa Rica". 22. April 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://ptx-hub.org/wp-content/uploads/2021/06/HINICIO_H2-production-use-and-export-in-Costa-Rica_study.pdf

[99] **Worldbank,** Access to electricity (% of population) – Costa Rica, 2020. https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=CR

[100] **Statista,** Land area use in Costa Rica from 2010 to 2016, by type. https://www.statista.com/statistics/1113858/land-use-type-costa-rica/

[101] **MINAE, SINAC, CONAGEBIO und FONAFIFO,** Resumen del Sexto Informe Nacional al Convenio de Diversidad Biológica de Costa Rica Convenio de Diversidad Biológic". 2018.

[102] **Costa Rica,** National Decarbonization Plan – Government of Costa Rica 2018–2050". 12. Dezember 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://unfccc.int/documents/204474

[103] **L. Y. Tjia,** Kazakhstan's leverage and economic diversification amid Chinese connectivity dreams, Third World Quarterly, Bd. 43, Nr. 4, S. 797–822, Apr. 2022, doi: 10.1080/01436597.2022.2027237.

[104] **G. Ismagulova,** Feasibility assessment of renewable power-to-green hydrogen applications and its derivatives in Kazakhstan Technical report. 2021.

[105] **Partnership for action on green economy,** Kazakhstan unveils doctrine for carbon neutrality by 2060. 2021.

[106] **H. Randriamanana,** GIZ interne quantitative Datenerhebung Madagascar. 2021.

[107] **Carmen,** Sahofika, Madagascar, Power Technology, 2021. https://www.power-technology.com/marketdata/sahofika-madagascar/

[108] **S. Shetty,** GreenYellow Completes the Extension of Madagascar's Ambatolampy Solar Plant, Solarquarter, 2022. https://solarquarter.com/2022/04/21/greenyellow-completes-the-extension-of-madagascars-ambatolampy-solar-plant/

[109] **D. Schönberger und D. Zeyringer,** Wasserstoffwirtschaft Madagaskar. 2021.

[110] **PtX Hub,** „PtX.Sustainability Dimensions and Concerns". PtX Hub, 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://ptx-hub.org/wp-content/uploads/2022/05/PtX-Hub-PtX.Sustainability-Dimensions-and-Concerns-Scoping-Paper.pdf

Die aufgeführten Einrichtungen sind geförderte oder assoziierte Partner des Konsortiums des Kopernikus-Projektes P2X II. Die Partner haben in unterschiedlichem Umfang direkt oder indirekt Beiträge und Inhalte zu dem vorliegenden Text beigesteuert. Die Autoren der Roadmap 4.0 haben aufbauend auf den technologischen Entwicklungen im Projekt die Inhalte dieses Dokumentes in eigener Arbeit und in ihrer Verantwortung verfasst. Aus den Texten kann daher nicht die Position oder Meinung eines spezifischen Partners im P2X-Konsortium abgeleitet werden.

KONSORTIUM

Geförderte Partner:

Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.
Beiersdorf AG
Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V.
Clariant Produkte (Deutschland) GmbH
Climeworks Deutschland GmbH
Covestro Deutschland AG
DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
DWI Leibniz-Institut für Interaktive Materialien e.V.
Elogen GmbH
Evonik Operations GmbH
Forschungszentrum Jülich GmbH
Framatome GmbH
Fraunhofer Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen Nürnberg
Greenerity GmbH
Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH
Heraeus GmbH & Co. KG
H-TEC SYSTEMS GmbH
Hydrogenious LOHC Technologies GmbH
ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH
INERATEC GmbH
Institut für ZukunftsEnergie und Stoffstromsysteme gGmbH
Karlsruher Institut für Technologie
Linde AG
Ludwig-Maximilians-Universität München
Öko-Institut e.V.
Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg
RWTH Aachen University
SCHOTT AG
Siemens Energy AG
Sunfire GmbH
Technische Universität München
Wacker Chemie AG
WWF Deutschland

Assoziierte Partner:

AVL List GmbH
DB Energie GmbH
Ford-Werke GmbH
International Association for Sustainable Aviation e.V.
Max-Planck-Gesellschaft zur Förderung der Wissenschaften e.V.

TECHNISCHER ANHANG
https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x/#roadmaps

IMPRESSUM

Herausgeber
Dr. Florian Ausfelder
Dr. Dinh Du Tran

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 und Satz
Lindner & Steffen GmbH,
Nastätten

Bildnachweis
U1: Chokri Boumrifak
AdobeStock: Abbildungsverzeichnis © mi-viri,
A © Khanchit Khirisutchalual, B © everythingpossible,
C, D © ipopba, U4 © Ali Shahgholi

Gefördert vom
Bundesministerium für Bildung und Forschung

Betreut vom
Projektträger Jülich

Erschienen am 22. August 2022 in Frankfurt am Main
1. Auflage

ISBN 978-3-89746-238-0