



*3. Roadmap
des Kopernikus-Projektes P2X
Phase II*

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

Transformation – Anwendungen – Potenziale

Herausgebende:

Florian Ausfelder, Hanna Dura



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: 03SFK2W0-2 (DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.)

*3. Roadmap
des Kopernikus-Projektes P2X
Phase II*

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

Transformation – Anwendungen – Potenziale

Herausgebende:

Florian Ausfelder, Hanna Dura



VORWORT

Liebe Leserin, lieber Leser,

im Rahmen des Übereinkommens von Paris 2015 wurde ein internationaler Vertrag geschlossen, dessen Ziel eine Begrenzung der Erderwärmung im Jahre 2050 möglichst auf 1,5 °C bezogen auf den vorindustriellen Zustand ist, um das Erreichen von unumkehrbaren Kippunkten, wie z. B. das Aufschmelzen des Permafrostbodens oder die Abschwächung des Golfstroms zu vermeiden. Während seit dem Kyoto-Protokoll mit dem Basisjahr 1990 bereits Anstrengungen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen unternommen wurden, stellen die Budgets auf Basis der Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs unter 2 °C, möglichst auf 1,5 °C eine deutliche Verschärfung der Zielsetzung dar und erfordern eine signifikante Neukalibrierung und Beschleunigung der damit verbundenen Reduktionen und der geplanten Maßnahmen.

Für Deutschland wird voraussichtlich die aktuelle Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts (BVG) zum Klimaschutzgesetz maßgeblichen Einfluss auf die Politik haben. Gemäß dem Gerichtsurteil ist es nicht zulässig, die Verantwortung für die Bekämpfung des Klimawandels im Wesentlichen auf die nächste Generation zu verschieben, die aufgrund fehlender Wirkung aktueller Maßnahmen zunehmend weniger Handlungsspielräume hat und eine signifikante Bedrohung grundgesetzlich verbriefter Freiheiten zu befürchten hätte. Dieses Urteil stellt eine Zäsur für die bisherige Vorgehensweise dar. Es begründet die Notwendigkeit, Maßnahmen mit signifikantem Treibhausgasminderungspotenzial zügiger und umfassender als bisher geplant umzusetzen, zum Wohle kommender Generationen. Dem Urteil liegt letztlich zugrunde, dass eine heute eingesparte Emission wertvoller ist als eine erst morgen eingesparte; dadurch wird der zukünftige Handlungsspielraum erweitert.

Für die Einordnung des möglichen Einsatzes von Power-to-X Technologien (PtX) in Deutschland wird dieses Urteil des BVG daher von erheblicher Bedeutung sein, da davon auszugehen ist, dass der Gesetzgeber reagieren muss und sich die zukünftigen Rahmenbedingungen ändern werden. Dazu können für die Stromversorgung ein beschleunigter Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung und die Vorgabe sektorspezifischer Ziele für die Reduktion von Treibhausgasen gehören, wodurch Druck für einen beschleunigten Einsatz CO₂-neutraler Technologien entstünde. Daraus leiten sich neue Rahmenbedingungen für die Nachhaltigkeits- und techno-ökonomischen Analysen im Kopernikus-Projekt P2X ab – wesentliche Grundannahmen für die Analysen (z. B. mit Blick auf das verwendete Strommodell) können sich erheblich ändern.

Letztlich müssen alle Arbeiten im Kopernikus-Projekt P2X die notwendige Beschleunigung der für das Erreichen der Klimaziele unerlässlichen Technologien abbilden. Hierzu ist folgender Hinweis wichtig: Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Karlsruher Urteils waren alle Arbeiten für diese Roadmap bereits abgeschlossen; demgemäß ist für keine der Analysen ein Zieljahr 2045 für die Klimaneutralität abgebildet.

Der Stromsektor hat in den letzten zwei Jahrzehnten erhebliche Fortschritte hinsichtlich der CO₂-Emissionen gemacht; der Anteil erneuerbarer Energien (EE) an den Jahresstrommengen in Deutschland betrug zuletzt über 50 % und durch den Kohleausstieg wird diese Entwicklung weiter vorangetrieben werden. Gleichzeitig ist die direkte Elektrifizierung weiterer Anwendungsfelder ein wichtiger Schlüssel, um in diesen ebenfalls eine Dekarbonisierung zu erreichen. Dies gilt insbesondere dort, wo elektrische Verfahren auch eine signifikante Steigerung der Effizienz gegenüber konventionellen Verfahren versprechen, also z. B. bei Elektrofahrzeugen oder beim Einsatz von Wärmepumpen.

In der Vergangenheit wurde manchmal eine direkte, rein elektrische Energieversorgung, also eine „electric-only“ Welt, propagiert. Diese wird aber der Notwendigkeit und dem Einsatzspektrum stofflicher Energieträger und Rohstoffe nicht gerecht und stellt somit keine realistische Option dar. So ist in der Grundstoffindustrie (z. B. Stahlerzeugung oder chemische Industrie) oder im Verkehrssektor (speziell in der Luft- und Schifffahrt, ebenso wie im Güterverkehr über Land) eine vollständige direkte Elektrifizierung entweder prinzipiell unmöglich oder mit sehr hohem Aufwand verbunden. PtX-Technologien bieten die Möglichkeit, erneuerbare Energien und Rohstoffe in diese schwer zu dekarbonisierenden Anwendungen wie z. B. zur Energiebereitstellung und Feedstock in der chemischen Industrie nutzbar zu machen.

Stoffliche kohlenstoffbasierte Energieträger und Chemikalien werden auch in der Zukunft eine wichtige Rolle spielen, müssen dann aber auf eine andere, möglichst klimaneutrale Art bereitgestellt werden und nicht mehr wie bislang auf Basis von Erdöl, Erdgas oder Kohle; insofern ist hier von einer Defossilisierung zu sprechen. Mögliche Optionen, wie der Einsatz von Biomasse und Kohlenstoff aus der Kreislaufführung von Kunststoffen, sind durch die Verfügbarkeit der jeweiligen Rohstoffe begrenzt. PtX-Technologien ergänzen dieses Portfolio, z. B. mit

der elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff oder der Ko-Elektrolyse von CO_2 , die wichtige Brücken zwischen erneuerbarem Strom und stofflichen Produkten bilden. Sie eröffnen neue Produktionsketten, mit dem Ziel die Klimaneutralität mit hoher Wertschöpfung zu verbinden.

Als Kohlenstoffquelle wird dabei Kohlenstoffdioxid (CO_2) eine wichtige Rolle zukommen. Unter der Annahme, dass fossil befeuerte Kraftwerke als bislang größte Punktquellen in den nächsten 10 bis 20 Jahren wegfallen, werden industrielle Emissionen zu erschließen sein, die auch in Zukunft unvermeidbar sind: z. B. rohstoffbedingt in der Zement-, Kalk- und Glasindustrie. Neben diesen industriellen Quellen kann CO_2 auch bei biogenen Prozessen (Herstellung von Biogas oder Bio-Ethanol bzw. thermische Nutzung von Holz und Stroh) entstehen oder direkt aus der Luft abgetrennt werden (Direct Air Capture – DAC).

Einige PtX-Technologien sind im Grunde bereit für einen Einsatz im Worldscales-Maßstab (100.000 bis mehrere Mio. Jahrestonnen). Mit Fischer-Tropsch-Verfahren zur Synthese von gesättigten und ungesättigten Kohlenwasserstoffen auf Basis von Synthesegas (Erfahrungen u. a. in Südafrika ausgehend von Kohle und Katar ausgehend von Erdgas) oder Methanol-to-Olefins gleichfalls auf Basis von Synthesegas (Erfahrungen in der VR China ausgehend von Kohle) stehen die notwendigen chemischen Technologien zur Verfügung. Für ihre Etablierung als PtX-Technologie bedarf es des politischen Willens, die Rahmenbedingungen entsprechend zu setzen, z. B. eine Quotenregelung für die Abnahme eines Kraftstoffes wie in Island, damit sich Investor*innen engagieren. Für einen raschen Hochlauf könnten bestehende Synthesegas-basierte Produktionsanlagen mit den erforderlichen Photovoltaik- oder Windkraft-Parks im (bereits realisierten) Maßstab von 1 TWh und größer über Elektrolyseur-Stationen als zentrales Bindeglied verknüpft werden.

Die potenzielle Breite in den Anwendungen von PtX-Technologien kann ein einzelnes Projekt nicht umfassend abbilden. Stattdessen hat das Kopernikus-Projekt P2X schlaglichtartig relevante Aspekte aus verschiedenen Anwendungsbereichen vertieft untersucht, ohne den Anspruch zu erheben, die verschiedenen Optionen in dem Anwendungsfeld erschöpfend darzustellen. So wird die Frage des Iridium-Gehalts in PEM-Elektrolyseuren beispielhaft für die Herausforderungen einer ressourceneffizienten Massenproduktion untersucht und es

werden modulare und flexible Produktionseinheiten entwickelt, die sich an verschiedene Standortbedingungen optimal anpassen können. Der Transport von Wasserstoff über flüssige organische Trägersubstanzen (engl. liquid organic hydrogen carrier, LOHC) stellt eine mögliche Transportoption dar, die mit industriellen Anwendungen z. B. in der Glasherstellung oder zur Versorgung von Mobilitätskonzepten verbunden werden kann. Die Nutzung von PtX-Technologien zur Herstellung von Polymeren wird ebenso adressiert, wie die Verknüpfung industrieller Wertschöpfungsketten, am Beispiel der Kombination von elektrochemischen mit mikrobiologischen Verfahren zur Butanol-Herstellung.

In diesem Sinne ist die Saat des Kopernikus-Projektes P2X aufgegangen, eine Vielzahl von zentralen Aspekten aufzugreifen und deren Entwicklungspotenziale aufzuzeigen. Insbesondere werden diese Aspekte in den durch die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) angestoßenen Forschungs- und Entwicklungsvorhaben in vielfacher Weise erweitert und vertieft. Die Wasserstoff-Leitprojekte des BMBF, ergänzt durch Grundlagenforschung, adressieren die Massenfertigung von Elektrolyseuren (H₂Giga), die Übertragung von Elektrolyseuren und PtX-Technologien in eine offshore-Umgebung (H₂Mare), um möglichst hohe Volllaststunden zu erzielen sowie Transportoptionen für Wasserstoff (TransHyDE). Die Reallabore des BMWi zu Wasserstoff und Sektorkopplung überführen PtX-Technologien in relevante Industrieumgebungen und werden übergreifend strukturiert begleitet (Trans4ReaL), während ressortübergreifend Wasserstofftechnologien erfasst und eingeordnet werden (H2Kompass).

Die übergreifende Struktur des Kopernikus-Projektes P2X ist in drei Phasen aufgeteilt, die die technischen Entwicklungsstränge von der Grundlagenforschung über die angewandte Forschung hin zur technischen Demonstration im relevanten Umfeld vorsehen. Aktuell befindet sich das Kopernikus-Projekt P2X in der Mitte der zweiten Phase. Die Technologien müssen nun so weit entwickelt werden, dass eine technische Demonstration in der nächsten Phase durchgeführt werden kann. Das Kopernikus-Projekt P2X wird also auch weiterhin die zukünftige Forschungs- und Entwicklungsarbeit im Bereich der PtX-Technologien durch eigene Beiträge aktiv mitgestalten.

Ein kritischer Aspekt für den Einsatz von PtX-Technologien sind die spezifischen CO_2 -Emissionen des verwendeten Stroms. Sobald der Strommix ausreichend dekarbonisiert ist, kann

die Nutzung der PtX-Technologien aus Klimasicht vorteilhaft gegenüber der Nutzung der entsprechenden fossilen Referenz sein. Dies ist bei dem aktuellen Strommix in Deutschland noch nicht gegeben, wenn der eingesetzte Strom dem Durchschnitt des deutschen Netzes entspricht. Dezidierte Gesamtanlagen bestehend aus EE- und PtX-Anlagen an begünstigten Standorten wären eine generelle Option. Unter Kostengesichtspunkten kommen hierfür voraussichtlich aufgrund der höheren Volllaststundenzahlen in Deutschland nur offshore-Windparks in Frage.

Letztlich müssen auch daher PtX-Technologien global gedacht werden; dann verschiebt bzw. erweitert sich die Wahrnehmung der oben genannten Aspekte. PtX-Technologien eröffnen Chancen für neue Akteur*innen, Deutschland mit erneuerbaren Energieträgern zu versorgen. Ausschlaggebend sind dann die jeweiligen lokalen Bedingungen für den Einsatz von PtX-Technologien, unter anderem das Potenzial an erneuerbaren Energien, statt der Verfügbarkeit fossiler Ressourcen. In diesem Zusammenhang ist das Konzept der Energiepartnerschaften mit ausgewählten Ländern interessant. Mit den Forschungs- und Entwicklungsarbeiten im Kopernikus-Projekt P2X gilt es, wichtige Beiträge dafür zu leisten, dass die Produkte mit PtX-Technologien „Made in Germany“ oder „P2XINSIDE“ hergestellt werden. PtX-Technologien sind nicht ein Element für den Rückzug aus einer globalen Welt, sondern ein globaler Beitrag zum Klimaschutz und internationalem Handel. Gleichzeitig werden für den exportorientierten deutschen Apparate- und Anlagenbau – analog wie bereits früher beispielsweise im Fall von Umwelttechnologien – mit innovativen Produkten neue Möglichkeiten eröffnet.

Im Rahmen des Roadmappings als integralem Bestandteil des Kopernikus-Projektes P2X werden in der zweiten Phase nicht mehr Einzeltechnologien unter Nachhaltigkeits- und Akzeptanz-Gesichtspunkten untersucht, sondern gesamte Produktionsketten. Diese Wertschöpfungsketten und ihre Technologien werden durch eine Reihe von verschiedenen Bewertungsverfahren untersucht:

Zur Einordnung der PtX-Technologien und ihres Beitrages zu Energiewende und Klimaschutz werden detaillierte Szenariobetrachtungen für Deutschland durchgeführt. Im Hintergrund wird auf Basis einer europäischen Stromnetzmodellierung die Verfügbarkeit von elektrischem Strom

in Deutschland für verschiedene Jahre modelliert. Gleichzeitig gibt es einen Bedarf an Rohstoffen und Energie, der durch das Modell unter Berücksichtigung von Treibhausgaslimitierungen gedeckt wird. Dadurch kann abgeleitet werden, wie hoch der Bedarf und Beitrag von PtX-Produkten ist und in welchen Anwendungssektoren diese primär eingesetzt werden. Selbstverständlich hängen die Modellergebnisse von den getroffenen Annahmen ab, so dass verschiedene Szenarien ein Annahmenspektrum erfassen, aus dem dann die Sensitivitäten der entsprechenden Parameter ersichtlich werden.

Die Lebenszyklusanalyse (LCA, engl. Life Cycle Assessment, dt. auch Ökobilanz) ist ein integriertes Verfahren zur Bestimmung der relativen ökologischen Nachhaltigkeit eines Verfahrens gegenüber einer Referenz. Hierbei werden die Umweltauswirkungen über die gesamte Prozesskette erfasst, das heißt inklusive der vorgelagerten Prozesse der eingesetzten Rohstoffe und der Entsorgung. Dabei entsteht eine umfassende Beschreibung der Prozesse in Bezug auf ihre Umweltauswirkungen.

Die techno-ökonomische Analyse (TÖA) trifft auf Basis der Daten aus dem Projekt eine Abschätzung zu den zu erwartenden Kosten der untersuchten Verfahren und Produkte. Auch hier wird der Vergleich zu den entsprechenden konventionellen Referenzsubstanzen oder Prozessen gezogen.

Die Implementierung neuer Technologien ist neben anderen Bedingungen auch davon abhängig, ob es eine „social licence to operate (SLO)“ für diese Technologien gibt oder nicht. Daher kommt den Untersuchungen der sozialen Akzeptanz der PtX-Technologien eine besondere Bedeutung zu. Die schon oben angesprochene generationenübergreifende Herausforderung, u. a. manifestiert in der Bewegung „Fridays for Future“, wird durch einen speziellen Ansatz („Invisible Kids“) berücksichtigt: Es geht dabei um die Untersuchung der Akzeptanz von PtX-Technologien in der Generation der jetzigen Jugendlichen und jungen Erwachsenen, für deren Leben PtX-Technologien eine wichtige Rolle spielen werden oder sie an deren großtechnischen Umsetzung mitwirken sollen, sie aber aktuell noch wenig an der politischen Willensbildung teilnehmen können.

Der Ausbau und der Einsatz von PtX-Technologien in einem Land werden beschränkt durch die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien, insbesondere erneuerbar erzeugtem elektrischem Strom, und von Wasser, aber auch durch andere Faktoren wie z. B. den Infrastrukturbedarf. Dabei muss auch die Forderung Berücksichtigung finden, dass zunächst der Energiebedarf der lokalen Bevölkerung gedeckt werden sollte. Um diese Aspekte konsistent zu betrachten, wird die Methodik einer Potenzialanalyse entwickelt und am Beispiel Deutschland validiert, mit dem Ziel, verschiedene Länder und Regionen auf Basis einer Methodik in Bezug auf PtX-Technologien vergleichbar zu bewerten.

In den vorliegenden Arbeiten wird eine möglichst hohe interne Konsistenz der Ergebnisse angestrebt. So gehen die Annahmen und Ergebnisse der Szenariobetrachtung als Parameter in die Bewertungsverfahren ein. Dies führt jedoch dazu, dass eine Vergleichbarkeit der einzelnen aktuellen Bewertungsergebnisse zu den Bewertungsergebnissen der vorhergehenden Roadmaps nur unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Annahmen gegeben ist.

Im Kopernikus-Projekt P2X finden sich 42 Partner*innen aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft zusammen.

Jede dieser Partnerorganisationen bringt die eigene Sichtweise auf PtX-Technologien in das Projekt ein und entwickelt diese auch durch die Projektarbeit aktiv weiter. Der Austausch der Ideen und Konzepte bzgl. der Einsatzmöglichkeiten von PtX-Technologien und den notwendigen Randbedingungen ist ein bedeutender Teil des Kopernikus P2X-Projektes. Neben den Partner*innen sind die ehrenamtlichen Beiräte mit ihren Sichtweisen eingebunden, ebenso wie Projektexterne durch Workshops und andere Interaktionen. Im Kontext dieses Wechselspiels entwickelt sich die Idee der PtX-Technologien kontinuierlich weiter. Dieses Dokument greift die aktuellen Diskussionen im Projekt auf und stellt diese dar, ohne einen Anspruch auf Abgeschlossenheit zu erheben. Vielmehr handelt es sich um eine momentane Zusammenfassung des damit verbundenen Erkenntnisgewinns. Die Roadmap wird auch den weiteren Projektverlauf intensiv begleiten und in weiteren Veröffentlichungen dokumentieren.

Diese Roadmap gibt eine Momentaufnahme aus dem Kopernikus-Projekt P2X wieder. Die Erkenntnisse und der Diskussionsstand sind weiterhin vorläufig. Das Roadmapping-Team und alle Autoren wünschen Ihnen, liebe Leserin und lieber Leser, eine Erfahrung, die Sie zu schätzen lernen und viel Stoff für Rückfragen und Diskussionen. In diesem Sinne hoffen wir, dass Sie das Dokument kritisch lesen und freuen uns auch über Ihre Rückmeldungen.



Florian Ausfelder



Hanna Ewa Dura

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.



HANNA DURA

DECHEMA e.V.

Leitung Roadmap

Im Anschluss an ihr Studium der Umweltwissenschaften an der Universität Köln, arbeitete Frau Dura am KIT-ITAS im Bereich LCA elektrochemischer Speicher in der Mobilität. Seit 2016 ist sie wissenschaftliche Mitarbeiterin und Projektmanagerin im Fachbereich „Energie und Klima“ der DECHEMA. Ihr Arbeitsschwerpunkt liegt in der Erfassung, Bewertung und Kontextualisierung neuer Technologien zur Transformation der Industrie.



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.



THOMAS FRÖHLICH

ifeu gGmbH

Thomas Fröhlich ist Themenleiter der Arbeitsgruppe Basisindustrie am ifeu und befasst sich dort mit der ökologischen Bewertung der Bereitstellung von Rohstoffen, Energieträgern und Industrieprodukten über klassische fossile Routen, aus Biomasse sowie über PtX-Technologien.



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.



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.



CRISTINA DE LA RUA

TUM-ENS

Cristina de la Rua 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.

HERAUSGEBENDE:

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

Hanna Dura (DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.)

Die Ergebnisse der Analysen basieren auf den Arbeiten und Daten, die von den jeweiligen Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern zur Verfügung gestellt wurden. Basierend auf den Ergebnisdaten haben die 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.



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.



JAN HILDEBRAND
IZES gGmbH

Leitung Task Akzeptanz

Jan Hildebrand ist seit 2016 Leiter des Arbeitsfeldes Umweltpsychologie am Institut für Zukunftenergie- und Stoffstromsysteme (IZES). Sein Arbeitsschwerpunkt liegt im Bereich der Akzeptanzforschung von erneuerbaren Energieinfrastrukturen 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.



TIMO KORTSCH
IZES gGmbH

Timo Kortsch ist wissenschaftlicher Mitarbeiter im Arbeitsfeld Umweltpsychologie am Institut für Zukunftenergie- und Stoffstromsysteme (IZES). Seine Forschungsinteressen sind Technologieakzeptanz im Bereich PtX und Organisationsentwicklung.



LEANDER KOTZUR
FZJ IEK-3

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



LUISA LÓPEZ
DECHEMA e.V.

Luisa López ist 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.



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.



MORITZ RAAB
DLR-TT

Als Wissenschaftler am DLR-Institut für Technische Thermodynamik befasst sich Moritz Raab mit der techno-ökonomischen Analyse (TÖA) von PtX-Technologien. Neben der Herstellung evaluiert Moritz Raab die jeweiligen Transportmöglichkeiten und Versorgungsrouten.



IRINA RAU

IZES gGmbH

Irina Rau ist wissenschaftliche Mitarbeiterin im Arbeitsfeld Umweltpsychologie am Institut für Zukunftsenergie- und Stoffstromsysteme (IZES). Sie beschäftigt sich mit Beteiligungsprozessen und Gerechtigkeitsfragen bei der Transformation des Energiesystems.



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 ROSENAL

ifeu gGmbH

Marian Rosental ist Nachwuchswissenschaftler am ifeu. Zu seinen Forschungsschwerpunkten zählen die CO₂-Abscheidung, die Herstellung von Chemikalien durch alternative Verfahren und PtX-Technologien sowie deren ökologische Bewertung mit Hilfe des Life Cycle Assessments (LCA).



JANA SPÄTHE

KIT-ITAS

Jana Späthe ist seit Anfang 2020 Wissenschaftlerin am KIT-ITAS. Sie beschäftigt sich schwerpunktmäßig mit der Nachhaltigkeitsbewertung von Power-to-X-Kraftstoffen mit Hilfe der Lebenszyklusanalyse (LCA) sowie der techno-ökonomischen Analyse (TÖA).



PETER STENZEL

FZJ IEK-3

Peter Stenzel arbeitet als Wissenschaftler am Institut für Energie- und Klimaforschung – Techno-ökonomische Systemanalyse am FZJ. Schwerpunktmäßig beschäftigt er sich mit der techno-ökonomischen Modellierung und Bewertung regionaler Energiesysteme und dem Potenzial von Wasserstoff in industriellen Anwendungen und Gebäudeenergiesystemen.



MICHAEL STERNER

OTH-FENES

Leitung Task Energiemodellierung

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 Techno-ökonomische 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.



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 H₂Mare und dem Ausstellungsprojekt WissKomm-Energiewende tätig.



NIKLAS VON DER ASSEN

LTT – RWTH Aachen

Niklas von der Aßen ist Juniorprofessor für die Nachhaltigkeitsbewertung in der Energie- und Verfahrenstechnik. 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.



JAN WYNDORPS

LTT – RWTH Aachen

Leitung Task Life Cycle Assessment

Jan Wyndorps ist Wissenschaftler am Lehrstuhl für Technische Thermodynamik der RWTH Aachen. Sein Fachgebiet umfasst elektrochemische Umwandlungsprozesse und deren ökologische Prozessbewertung mittels Life Cycle Assessment.



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 der techno-ökonomischen Modellierung und Bewertung von industriellen Anwendungen, Power-to-X-Systemen und Wasserstoffversorgungsstrukturen.

EXECUTIVE SUMMARY

The aim of the Kopernikus P2X project is to develop the technological basis for solutions that harness renewable energy to produce chemical energy storage systems, energy carriers and chemical products – tailored to economic and social requirements – for applications in the key markets of energy, transport and industry. In the first phase, researchers were able to closely align the content and structure of the different action and application areas, enabling a range of promising options to be identified.

On the basis of these results, two energy vectors were identified, hydrogen and synthesis gas, which can be used as a basis for creating dedicated value chains for the three application areas of transport, industry and base chemicals from electrolysis to the end product and/or end application (see **Figure 0.1**)

In the second phase of the Kopernikus project P2X (P2X II), 42 partners are further developing the technologies in the different value chains with the aim of bringing these to market maturity. This development process is continually supported and evaluated by the joint roadmapping process, together with the partners, documents and analyses the

technological progress of the research and development work and places it within the context of the energy system. This Roadmap 3.0 is the continuation of the previous publications released in the first phase and documents the current status of the second phase of the Kopernikus project P2X.

An integrated energy model was developed to give uniform basis for the roadmapping process. This model combines a demand model with its detailed hydrogen (H₂) and power-to-X (PtX) products and pathways from the former satellite project SPIKE with the energy model outlining the expansion and operational planning of power plants created by the Technical University of Munich (TUM). The latter was also used to create the previous Roadmaps 1.0 and 2.0. The results of Roadmap 1.0 and Roadmap 2.0 cannot be directly compared with the results presented here because the underlying energy model has been significantly improved and is modified. However, the key benefit of this integrated approach outweighs any drawbacks, as it has created a consistent foundation across all analyses for the first time, ensuring that the results of Roadmap 4.0 will be consistent and comparable. The energy model enables a uniform

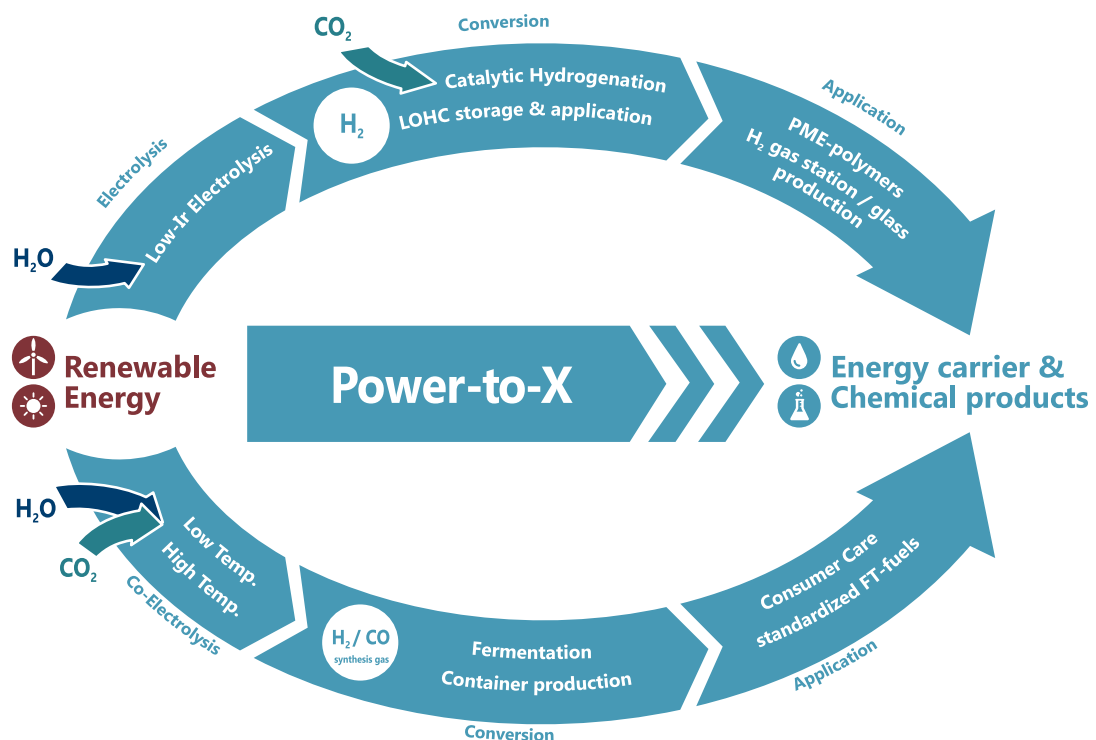


Figure 0.1 Overview of the project structure of the second phase of Kopernikus P2X.

scenario framework that allows researchers to map out developments in the transition to a more sustainable energy system (Energiewende). A backcasting approach is applied here, whereby the achievement of climate protection goals and other conditions such as compliance with the CO₂ budget, import quantities and sufficiency measures are defined and the entire system is optimised based on the most cost-effective routes for achieving this goal (e.g. climate neutrality by the year 2050). In four different scenarios, the effects of various factors on the development of the energy transition are investigated and presented here (see Section 4.1):

- The baseline scenario corresponds to the German government's goal to reduce greenhouse gas emissions by at least 55 percent (2030), 70 percent (2040) and 80 to 95 percent (2050) of 1990 levels. No changes in consumer behaviour are taken into consideration here. Imports are defined as electricity imports and exports to cover demand for power. The baseline scenario is used as the foundation for the detailed ecological (LCA) and economic (TEA) analyses.
- In the import scenario, the system is more flexible as it allows international hydrogen pipelines to be added to the model as an alternative to electric power transmission. The remaining assumptions are the same as in the baseline scenario.
- The 1.5-degree scenario takes a different approach. Here, the starting point is the achievement of the 1.5 °C target. This is then used to calculate the per-capita budget of Kyoto gases, which is used as the basis of the model.
- The sustainable transport scenario (Verkehrswende) represents an extreme scenario aimed specifically at the transport sector. It models the emissions reductions that would be possible through changes in behaviour based on a change in the modal split and a reduction in overall transport and journeys. The remaining assumptions are the same as in the baseline scenario.

Life-cycle analyses (LCA), techno-economic analyses (TEA) and social acceptance analyses will be used to investigate the ecological, economic and social advantages and disadvantages of the value chains researched in P2X II. In addition to these detailed analyses, a potential analysis will also be carried out as part of the roadmapping process. In order to structure and categorise current discussions surrounding "the potential of

PtX" more effectively, a correspondingly methodical approach is developed. This method will be validated using a specially developed tools and Germany as an example. In the further course of the project, the interdependencies of relevant criteria and their impact on the potential of PtX technologies will be investigated for other countries.

The baseline scenario is used as the basis for the detailed environmental, economic and potential analyses in the application areas of transport, base chemicals and industry. This baseline scenario is being continually developed. As such, the results of the LCA, TEA and potential analysis are still based on a yearly resolution. The next development step, which is the transition to an intertemporal view, is described in Section 4.1; however, it will not be possible to incorporate this into the other analyses until a later point in time. An intertemporal view has a number of benefits, allowing researchers, for example, to make forecasts about subsequent years. A rough comparison, however, has revealed that the differences between these two modelling types only have a minor impact on the results of the LCA and TEA in the years 2030 and 2040.

To research levels of social acceptance, a panel survey was carried out with a sample size of 1,123 young adults aged between 16 and 25 (invisible kids) and 1,134 people over the age of 25. The survey included content levels related to the evaluation of the various PtX technologies in the application areas of transport, energy and the chemicals sector as well as their intended use and sustainability focus together with other factors such as willingness to pay, level of knowledge and environmental awareness.

PLACING PTX TECHNOLOGY PATHWAYS WITHIN THE CONTEXT OF THE CHANGING ENERGY SYSTEM

The results of the energy model show that PtX technologies and products will have a vital role to play in a future defossilised energy system. However, PtX should not be used as a blanket solution in all application areas. Instead, it should be used in a targeted way in areas where more efficient, alternative technologies are not available or where carbon-based molecules are required as non-energy feedstocks. In the following sections, the different technologies are allocated to the relevant areas of application under investigation (transport, base chemicals and industry).

Demand for PtX products in the target year 2050 largely depends on the climate goals and the associated level of

defossilisation: The more ambitious the goals, the earlier PtX technology will be needed. This document assumes the use of the average German electricity generation, currently with high specific CO₂-emissions, which would be required to be largely defossilised within the governmental target for expansion of renewables, in order to implement PtX-technologies. The results of the LCA show that greenhouse gas (GHG) emissions from electricity use must be reduced to below approximately 200 g of CO₂-eq./kWh (see Section 4.2) before PtX technologies can contribute positively to a reduction in GHG emissions.

Overall demand for renewable energy for primary electricity consumers and PtX technologies in the target year 2050 will exceed Germany's potential to generate renewable energy, making imports unavoidable. As such, Germany will not be self-sufficient in its supply of energy carriers and raw materials, which means that it will remain a country dependent on imports of energy carriers in future.

APPLICATION AREA: TRANSPORT

The transport sector is one of the biggest challenges for Germany's energy transition and drive to GHG neutrality as emissions have remained at a consistently high level since 1990 [1]. This is primarily due to the fact that measures aimed at making vehicles more efficient have been offset by simultaneous increases in engine power and vehicle weight as well as increased mileage. Generating 163 Mt of CO₂, the transport sector currently accounts for around 25% of all energy-related CO₂ emissions in Germany. From a systematic perspective, technological measures and initiatives aimed at promoting modal shifts and reducing journeys and transport will be required to reduce emissions [2].

In the underlying energy model, technology changes are the only changes assumed for the transport sector in all scenarios with the exception of the transport scenario. Sustainable transport (Verkehrswende) is a special scenario that allows to investigate the effects of modal shifts and reduced journeys on the development of the energy system and the use of PtX-technologies. The results of the energy model show that for defossilising transport, the general trend is to first turn to direct electric and hydrogen-powered modes of transport. Liquid, synthetic energy carriers will only emerge from 2040 onwards as Fischer-Tropsch (FT) synthesis becomes cheaper and more efficient, whereby the different scenarios each require different ramp-ups and quantities of H₂/PtX-fuels.

The quantities of H₂/PtX modelled in the different scenarios for the transport sector in 2050 amount to 130 up to 170 TWh.

H₂/PtX fuels are only used to a limited extent initially for passenger and private transport. In this area, defossilisation is primarily achieved through electric cars and buses as well as the electrification of rail transport up to the maximum level allowed in the energy model. FT fuels will only be needed for air passenger transport. They may also serve as an interim technology in private motor vehicles, provided that sufficient renewable energy capacity has been created in Germany.

The transition in freight transport will start around the year 2025. Wherever possible, direct electric vehicles will also be favoured in this subsector. The assumptions regarding the use of trolleytrucks and the electrification of railway lines have a highly sensitive impact on demand for PtX solutions in this transport segment as a lack of these options or their limited availability will directly increase demand for H₂ vehicles.

Synthetic fuels play a central role, however, in aviation and maritime transport as there are almost no other viable alternatives here. As a result, the detailed analyses of environmental and economic aspects in P2X II focus on the FT value chain, in particular FT kerosene for cargo aircraft. The results of the detailed analyses are outlined in Section 5.2.

The LCA covers the entire life cycle of fuels from manufacturing to combustion in the aircraft turbines and the resulting release of the CO₂ contained in the fuels. The life-cycle-based net greenhouse gas emissions (i.e. after subtracting the CO₂ used as feedstock) for 2050 in the baseline scenario amount to around one third of the emissions that would be released using fossil equivalents. The remaining emissions primarily stem from upstream chains related to power and heat generation. Plant construction only accounts for around one tenth of the life-cycle-based GHG emissions. The ecological break-even point in this value chain is around 150 g of CO₂-eq./kWh of electricity.

With regard to production costs for FT kerosene, the costs for electricity and for the supply of CO₂ from direct air capture (DAC) are the biggest drivers. Other CO₂ sources, including industrial point sources or biomass are also possible options. During the transition phase until GHG neutrality has been achieved, industrial CO₂ point sources will still be available, albeit in decreasing quantities. Due to the lower CO₂ separation costs, they could contribute to a reduction in the cost of PtX products. At the same time, efficiency improvements and

technological developments could also reduce the cost of DAC technology, which is still in its infancy. Based on the assumptions made in the modelling, the production costs for FT kerosene are higher than the current prices of the fossil reference. In the long term, however, the price for fossil kerosene may change significantly, for example, due to a correspondingly high CO₂ tax.

With regard to social acceptance, the panel survey revealed strong willingness among participants to use transportation (cars, trains, plane and ships) with hydrogen or synfuel drive systems. FT kerosene is still undergoing research and development and is therefore the subject of expert discussions. As a result, measures are required to ensure that this topic is transferred openly for discussion by society. It is important that the scientific community provides clear, more easily understandable data about available potentials, taking into account the development along temporal and spatial dimensions, as a sound basis for social dialogue. Despite the uncertainty that still surrounds the assumptions, these issues are reported in an overall positive light in the media and in society. A detailed overview of the panel survey can be found in Section 5.3.

APPLICATION AREA: BASE CHEMICALS

Alongside the metal industry, the base chemicals sector is the most energy-intensive industry in Germany. One of the particular characteristics of this sector is that the energy carriers are not just used to generate energy, they are also used as feedstock (non-energy use). In fact, non-energy use exceeds use as an energy source and currently 86 % of non-energy feedstocks are made of fossil raw materials, in particular mineral-oil-based raw materials. In contrast, process energy needs are primarily met with natural gas (42 %) and electricity (26 %) [3].

Due to the complexity and large numbers of different products and processes in the chemicals industry, the scope of the overall system analysis has been limited to base chemicals, which, overall, account for the majority of GHG emissions from the chemicals industry. These include, for example, chlorine, oxygen, ammonia, methanol, the high-value chemicals (HVCs) ethylene, propylene, butylene and butadiene as well as aromatics (BTX). All scenarios under consideration showed a rise in energy consumption as efficiency improvements are offset by the expected expansion of the industry. There are only marginal differences between the different scenarios. The main phase

of the base chemical industry's transition takes place relatively late. In 2040, for example, around half of the energy and raw materials are still obtained from fossil sources (mineral oil and natural gas). One third stems from PtX products while the remainder is sourced from biogenic raw materials and using electricity. In all scenarios, biomass and regenerative electricity are used exclusively as energy carriers and for producing feedstocks in the base chemicals sector in 2050 due to the requirement to reduce GHG emissions to 95 % of 1990 levels. Overall, average energy and feedstock consumption is 425 TWh. 32 TWh of this stem from biomass, 69 TWh from electricity and 324 TWh from PtX products. In the model, the electricity required for the domestic generation of H₂/PtX products for the chemicals industry is provided by the national expansion of renewable energy plants, above all wind and solar. To produce these feedstocks in Germany, capacity must be expanded by a factor of five to six compared with today's levels. This will create the right conditions for ensuring that the entire value chain for the base chemicals industry remains vertically integrated in Germany. Alternatively, these could be imported (similar to the situation today) with potential consequences for production chains. A detailed overview of the assumptions and results used to position the chemicals sector in the energy model can be found in Section 6.1.

In P2X II, two special value chains from the chemicals industry are analysed in detail to determine their ecological, economic and social aspects. This includes the biotechnological production of butanol based on co-electrolytically generated synthesis gas and the production of PME polymers. The ecological LCA evaluation is limited to a cradle-to-gate assessment, which means that the environmental impacts from the utilization phase and end of life are not taken into consideration.

The life-cycle-based GHG emissions from the production of butanol using electrical energy are driven by GHG emissions from the electricity mix. The break-even point is at an emissions value of around 170 g of CO₂-eq. per kWh of electricity; beneath this threshold, the PtX pathway is more beneficial than conventional synthesis. Plant construction and the fermentation and production of auxiliaries account for just a very small share of GHG emissions. A further reduction of GHG emissions in electricity generation in 2050 would even result in net negative GHG emissions for butanol fermentation within the system's boundaries as the DAC process takes more CO₂ from the surrounding air than is emitted in the process chain. However, it must be noted here that a corresponding amount of carbon is bound up in butanol (2.37 kg of CO₂ / kg of butanol) and t

his may be released further downstream in the life cycle. This is not included in the cradle-to-gate assessment.

Based on the assumptions made for the TEA, the cost of manufacturing butanol using the PtX process today is around three times higher than its fossil reference. Over the period to 2050 and given the assumptions made here, the costs difference will be reduced to 1.5 times higher than the fossil reference process, which is based on propylene produced by steam cracking naphtha. Electricity costs are the main drivers here. Based on a sensitivity analysis, the price of electricity in 2050 would have to be 0.03€/kWh for the production costs of PtX butanol to be comparable with the current price of the reference process. Further details on the ecological and economic aspects, in particular other environmental impacts, are outlined in Section 6.2.

Polyurethanes are one of the most important types of plastic. They are conventionally made from three fundamental components: Isocyanates, polyols and various additives. PtX offers an alternative method for manufacturing polyols that can reduce the life-cycle-based GHG emissions associated with the plastic. Three different production pathways for synthesising the new polyols (pFA-fossil, pFA-PtX and LA-PtX) (pFA: paraformaldehyde) are researched and compared with the fossil reference. In the new PME polyol synthesis, propylene glycol and a certain amount of propylene oxide is replaced with paraformaldehyde (pFA), which can be produced from methanol. To ensure the analysis is as extensive as possible, the effects of a fossil-based (pFA-fossil) and a renewable (pFA-PtX) methanol manufacturing process are also being investigated. When comparing these production pathways, it should be noted that the linear acetal process (LA-PtX) is still at laboratory scale and the results can therefore only provide an initial estimate and scale. With regards to the life cycle analysis, the pFA-fossil route with paraformaldehyde can already reduce GHG emissions today compared with the conventional manufacturing route as the process is not based on electrical energy. If the paraformaldehyde is produced using PtX (pFA-PtX), the process is again dependent on the GHG intensity of the electricity mix; the break-even point of life-cycle-based GHG emissions is set at a GHG intensity of 80g of CO₂-eq./kWh or higher for electricity and will not lead to a reduction of GHG emissions until 2050. The estimate for the LA-PtX production path shows that linear acetal is also a promising replacement component for polyol synthesis and will be able to reduce GHG emissions to a similar extent as pFA-PtX in 2050.

The alternative synthesis of PME polyols could already be carried out cost effectively today. pFA-fossil is a good interim solution for as long as the pFA-PtX value chain remains in the development phase and the renewable energies required for generating the electrical energy are being ramped up. Raw material costs are the main cost factor in the production of PME polyols. The sensitivity analyses for natural gas, CO₂ and H₂ prices show that a break-even point between the pFA-PtX and pFA-fossil production paths will only be achieved if the price of natural gas increases while, simultaneously, prices of CO₂ and H₂ fall. The corresponding process description and detailed results on economic and ecological factors, in particular other environmental impacts, are outlined in Section 6.4.

As there are hardly any connections for the general public to engage with base chemicals in day-to-day life, current levels of social acceptance were assessed using a range of potential end products that can be manufactured using the base chemicals. These include cosmetics, mattresses, clothes and sneakers. The panel survey revealed an overall positive willingness to purchase these "PtX end products". A detailed analysis of the results of the panel survey can be found in Section 6.5.

APPLICATION AREA: INDUSTRY

The industrial sector consumes around 700 TWh of energy and is responsible for 28 percent of total energy consumption in Germany. The energy demand is dominated by primary industries such as metal production, the chemical- and mineral-processing industry and the paper industry. In total, the sector generates emissions of around 170Mt of CO₂-eq. per year. This is caused, on the one hand, by energy consumption and, on the other, by process-related emissions, that are mainly attributable to primary industries [1].

One of the biggest challenges facing the industrial sector is securing the supply of process heat at the right temperatures and amounts as well as the use of carbon energy carriers as feedstock (non-energy use). Temperatures in metal and glass manufacturing typically range from 1,000–1,600 °C. In the chemicals industry, temperatures of up to 1,200 °C are achieved. Here, however, energy carriers are often also used to create the process conditions. In the steel industry, coke is used as a reducing agent. Transitioning these processes is a huge challenge. The fact that they also use materials as feedstock also means that process-related GHG emissions will still be emitted in 2050.

Aside from the limited potential for thermally utilising biomass and recycled plastics, PtX fuels are the only option available for making these processes greenhouse gas neutral from an energy perspective. The most energy- and emissions-intensive industries together with their processes and energy carriers are included in the energy model as individual process pathways: Cement, lime, glass, paper, steel, non-ferrous metals and base chemicals. This information can then be used to analyse industry-specific greenhouse gases, energy consumption and use of PtX fuels. In the baseline scenario, 398 TWh of PtX products are required in the target year 2050. The majority of PtX products will be used as feedstocks in the chemicals industry. However, around 43 TWh of hydrogen will also be used in the steel industry for the direct reduction of steel. In contrast, the synthetic fuels will be used across all industries to generate high-temperature heat and in particular in the glass industry and in the production of non-ferrous metals.

In the project, researchers are specifically researching and evaluating the use of hydrogen to melt the raw materials in speciality glass production. The hydrogen is created using PEM electrolysis and a number of different hydrogen transport options are being investigated as supply options: Production and use on site, transport in a liquid organic hydrogen carrier (LOHC), pipeline, transport in liquid form by truck. The analyses have revealed that the method used to transport the hydrogen is important, both from an ecological and economic perspective. Using hydrogen for heating can reduce GHG emissions by 2030. The largest reductions here were achieved with on-site production. By 2050, more than half the GHG emissions produced by the reference process can be reduced. Here, again, on-site production delivered the best results.

On-site PEM electrolysis is also the most cost-effective option from an economic perspective. This has the added benefit of eliminating the majority of costs for oxygen supplies required to improve product quality and increase energy efficiency. It also eliminates the need for hydrogen purification. Overall, however, hydrogen supply costs are closely linked to the identified hydrogen demand and the transportation distance. As a result, the supply paths may differ for production sites with different hydrogen requirements and different transport distances (200 km was specified in the project). Increased electrolyser efficiency and fluctuations in electricity prices during the period between the target years are the two main reasons for a significant drop in costs.

Research into acceptance levels for industry applications mainly focused on industry stakeholders in order to identify supporting

factors and barriers, and to obtain suggestions on how to design and operate the process. The relevant stakeholders primarily include companies in the steel and glass industry and their employees as well as stakeholders in the areas of sustainability, consumer and environmental protection and conservation. Qualitative interviews were conducted with these players. They revealed that supply security was a top priority here, specifically ensuring a continuous, disruption-free supply of energy for industrial processes. Operating costs also played a central role. This is flanked by planning security, which stems from the need to establish a reliable regulatory framework. In principle, PtX applications are seen as a positive step towards sustainability and a way to decarbonise industrial processes, provided the challenges mentioned above are adequately addressed.

TRANSPORT ALTERNATIVES FOR HYDROGEN

Transporting hydrogen efficiently and cost effectively is a challenge due to its physical properties. Molecular hydrogen can be transported in a liquid or gaseous state. Researchers are also currently investigating chemically bound hydrogen, stored either in LOHCs (liquid organic hydrogen carriers) or converted to ammonia. The P2X project is focusing on the development and evaluation of LOHC technology.

Increasing quantities of hydrogen will have to be transported in future to ensure secure supplies for everyone from major industrial consumers to remote filling stations. It is likely that different infrastructure alternatives will be used here as is the case with the transport and distribution structures used for fossil energy carriers.

LOHCs can be a sensible addition to other hydrogen transport infrastructures as it will be possible to use existing infrastructures to a large extent and simply add the corresponding hydrogenation and dehydrogenation systems.

The project analyses in more detail the impact of different options for transporting hydrogen over a distance of 200 km to supply ten filling stations that serve a fleet of buses. Four different transport options are compared: Transporting compressed, gaseous hydrogen in a pressurised tank truck (pressurised to 500 bar) and transporting LOHCs with different heat provision paths for dehydrogenation.

The results of the LCA show that the transport options are significantly affected by pressure levels and/or the heat

source used for dehydrogenation. Depending on the assumptions made, this can even necessitate a change in technology. For the LOHCs, the least environmental impact overall was achieved by using waste heat as the heat source for the dehydrogenation unit. When comparing LOHC transport (with waste heat) and compressed hydrogen transport, the compressed hydrogen achieved better results in all environmental categories provided it was compressed to 500 bar. If the hydrogen is only compressed to 250 bar, LOHC transport (with waste heat) provides more benefits in terms of climate change, summer smog and resource consumption.

The costs for transporting hydrogen in LOHCs and in a pressurised tank truck are similar under the conditions stated here and with an evaluation accuracy of ± 30 percent. The pressure of the compressed hydrogen and transport distance also play an important role here.

CLASSIFYING THE ENERGY VECTORS OF HYDROGEN AND SYNTHESIS GAS

Hydrogen and synthesis gas are currently produced and used on a large scale in the chemicals industry and in refineries. The majority of this is for captive use, which means that the hydrogen and synthesis gas are produced and processed at the same site. There are currently two insulated hydrogen pipeline networks in the Rhine-Ruhr region and in Central Germany and so the existing infrastructure is not sufficient for universal transportation. In addition to this, hydrogen has the potential to be used as a universal energy carrier in various sectors, for example, in the transport, residential and industrial sectors and for energy production. New applications will also emerge in future in the industrial sector, including, for example, the use of hydrogen as a reducing agent in primary iron production, as a fuel for high-temperature processes or in the production of base chemicals and alternative fuels. Synthesis-gas-based processes are already available on an industrial scale for these latter applications in particular. Unlike conventional synthesis gas production processes based on fossil feedstocks, these processes have to be adapted to enable synthesis gas to be manufactured from the CO₂ taken from DAC or industrial processes using hydrogen produced from electrolysis and renewable electricity and to then convert these to the desired product. These technologies provide the basis for a portfolio of processes that – from a technical perspective – can more or less substitute fossil feedstocks and energy carriers.

The P2X project is expanding the pool of available technologies for generating, transporting and utilising hydrogen and synthesis gas. This will then open up new application options at different points in the energy system and feedstock base. Based on the latest findings and the assumptions that have been made, the P2X project will closely support and extensively evaluate these technology options at every step of their journey from laboratory development to application. Like its predecessors, this roadmap provides a snapshot of the current project work, in which technological developments are completed, findings are confirmed or have to be reassessed, new questions arise and the future of the energy transition takes on a tangible shape.

KURZFASSUNG

Das Kopernikus-Projekt P2X hat das Ziel, 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 – auf die wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Bedürfnisse abgestimmt – produziert werden können. Dem Projekt ist es in der ersten Phase gelungen, die Handlungs- und Anwendungsfelder inhaltlich und strukturell eng miteinander zu verzahnen und so vielversprechende Optionen herauszuarbeiten.

Auf Basis dieser Ergebnisse wurden zwei Energievektoren identifiziert, Wasserstoff und Synthesegas, auf denen sich jeweils gezielt Wertschöpfungsketten für die drei Anwendungsfelder Mobilität, Industrie und chemische Grundstoffe von der Elektrolyse bis hin zum Endprodukt bzw. bis zur Endanwendung aufbauen lassen (siehe **Abbildung 0.1**).

In der 2. Phase des Kopernikus-Projektes P2X (P2X II) arbeiten nunmehr 42 Partner an der Weiterentwicklung der Technologien innerhalb der jeweiligen Wertschöpfungsketten mit dem Ziel, diese bis hin zur Marktreife zu entwickeln. Dieser Entwicklungsprozess wird fortlaufend begleitet und bewertet durch den sogenannten Roadmapping-Prozess, der den technischen Fortschritt der Forschungs- und Entwicklungsarbeiten gemeinsam mit den Partnern dokumentiert, analysiert und in den

Kontext des Energiesystems einordnet. Die Roadmap 3.0 stellt die Fortsetzung der vorangegangenen Veröffentlichungen der 1. Phase dar und zeigt den Zwischenstand der 2. Phase des Kopernikus-Projektes P2X auf.

Als einheitliche Basis für den Roadmapping-Prozess wurde ein Energiemodell entwickelt, welches das Nachfragemodell mit detaillierten Wasserstoff (H_2)- und PtX (Power-to-X)-Produkten und -Pfadern des ehemaligen Satellitenprojektes SPIKE und das Energiemodell zur Kraftwerksausbau- und -einsatzplanung der TU München (TUM) kombiniert. Letzteres kam bereits zur Erstellung der Roadmap 1.0 und 2.0 zum Einsatz. Durch die Weiterentwicklung und Anpassung des zugrunde gelegten Energiemodells sind die Ergebnisse der Roadmap 1.0 und 2.0 nicht direkt mit den hier präsentierten Ergebnissen vergleichbar. Jedoch überwiegt der Vorteil dieses integrierten Ansatzes, dass hierdurch erstmalig eine über alle Analysen konsistente Grundlage geschaffen wird, sodass die Ergebnisse der Roadmap 4.0 in sich konsistent und vergleichbar sind. Das Energiemodell dient dazu, einen einheitlichen Szenario-Rahmen aufzuspannen, in dem die Entwicklungen der Energiewende abgebildet werden können. In einem Back-Casting-Ansatz werden die Erreichung der Klimaschutzziele sowie weitere Randbedingungen, wie Einhaltung des CO_2 -Budgets, Importmengen, Suffizienzmaßnahmen usw., definiert und es wird für das Gesamtsystem nach den kosten-

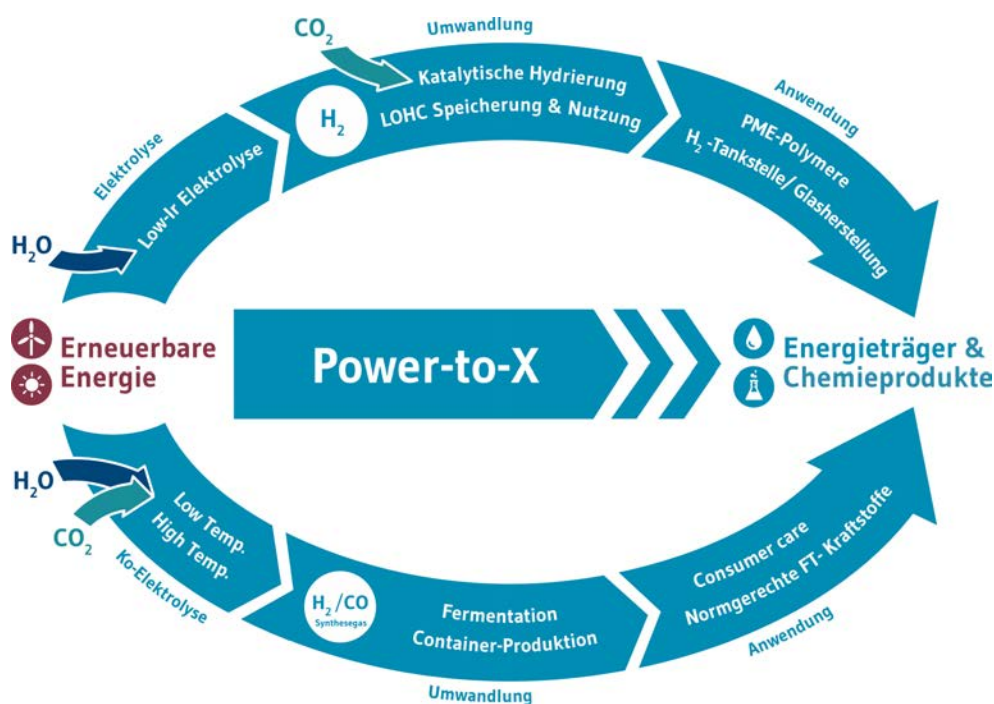


Abbildung 0.1: Übersicht der Projektstruktur der 2. Phase von Kopernikus P2X.

günstigsten Pfaden zur Erreichung dieses Ziels (z. B. Klimaneutralität im Jahr 2050) optimiert. In vier unterschiedlichen Szenarien werden die Einflüsse unterschiedlicher Rahmenbedingungen auf die Entwicklung der Energiewende untersucht und dargelegt (vergleiche Kapitel 4.1):

- Das **Basisszenario** entspricht der Zielsetzung der Bundesregierung die THG-Emissionen um mindestens 55 % (2030), 70 % (2040) bzw. 80 bis 95 % (2050) gegenüber 1990 zu senken. Es werden keine Verhaltensänderungen berücksichtigt. Der Import ist im Sinne von Stromimport und -export zur Deckung der Stromnachfrage hinterlegt. Das Basisszenario wird als Grundlage für die detaillierten ökologischen (LCA) und ökonomischen (TÖA) Analysen herangezogen.
- Im **Importszenario** wird dem System mehr Flexibilität gegeben, indem ein Zubau von Wasserstoffpipelines länderübergreifend im Modell erlaubt wird, mit dem Ziel eine Alternative zum Stromtransport zu bieten. Die übrigen Annahmen entsprechen dem Basisszenario.
- Das **1,5 Grad-Szenario** folgt einem anderen Ansatz mit dem Ausgangspunkt der Erreichung des 1,5 °C-Ziels, von dem aus ein Pro-Kopf-Budget der Kyoto-Gase berechnet wird, welches dem Modell zugrunde gelegt wird.
- Das **Verkehrswendeszenario** stellt explizit für den Verkehrssektor ein Extremszenario dar, in dem aufgezeigt wird, welche Emissionsminderungen durch Verhaltensänderung im Sinne einer Änderung des Modal Splits und der Verkehrsvermeidung möglich wären. Die übrigen Annahmen entsprechen dem Basisszenario.

Die in P2X II konkret erforschten Wertschöpfungsketten werden detailliert mittels Lebenszyklusanalyse (LCA), techno-ökonomischer Analyse (TÖA) und Akzeptanzanalyse auf ihre ökologischen, ökonomischen und sozialen Vor- und Nachteile hin untersucht. Ergänzend zu diesen detaillierten Analysen wird innerhalb des Roadmapping-Prozesses eine Potenzialanalyse durchgeführt. Um den gegenwärtigen Diskurs rund um „das Potenzial von PtX“ besser strukturieren und einordnen zu können, wird hierzu zunächst eine entsprechende methodische Herangehensweise entwickelt. Diese Methodik wird mittels eines eigens hierfür entwickelten Tools am Beispiel Deutschland validiert. Im weiteren Verlauf werden die Interdependenzen und Einflüsse relevanter Kriterien auf das Potenzial von PtX-Technologien auf Basis unterschiedlicher Länder eingehender untersucht.

Für die detaillierten ökologischen und ökonomischen Analysen sowie für die Potenzialanalyse in den Anwendungsfeldern Verkehr, chemische Grundstoffe und Industrie wird das Basisszenario zugrunde gelegt. Dieses Basisszenario wird kontinuierlich weiterentwickelt. So liegt den Ergebnissen der LCA, TÖA und Potenzialanalyse noch eine Einzeljahresbetrachtung zugrunde. Der nächste Entwicklungsschritt, der Übergang zu einer intertemporalen Betrachtung, wird in Kapitel 4.1 dargestellt; er wird jedoch erst zu einem späteren Zeitpunkt in die anderen Analysen einfließen können. Die intertemporale Betrachtung birgt Vorteile wie eine Vorausschau in die Folgejahre, jedoch hat ein überschlüssiger Vergleich ergeben, dass die Unterschiede zwischen diesen beiden Modellierungsarten nur geringfügigen Einfluss auf die Ergebnisse der LCA und TÖA in den Jahresscheiben 2030 und 2040 haben.

Zur Erforschung der sozialen Akzeptanz wurde eine Panelbefragung mit einem Stichprobenumfang von 1.123 jungen Erwachsenen im Alter von 16 bis 25 („invisible kids“) und 1.134 über 25-jährigen durchgeführt. Der Fragebogen umfasste verschiedene inhaltliche Ebenen bezogen auf die Einschätzung der verschiedenen PtX-Technologien in den Anwendungsbereichen Mobilität, Energie und Chemie sowie die damit verbundenen Nutzungsintentionen und Nachhaltigkeitsorientierungen sowie Zahlungsbereitschaft, Wissenstand, Umweltbewusstsein usw.

EINORDNUNG DER PTX-TECHNOLOGIEPFADE IN DEN KONTEXT DES SICH WANDELNDEN ENERGIESYSTEMS

Die Ergebnisse des Energiemodells zeigen, dass PtX-Technologien und Produkte für ein defossilisiertes Energiesystem in Zukunft unverzichtbar sind. Jedoch wird PtX nicht als technologische Pauschallösung für alle Anwendungsfelder eingesetzt, sondern nur gezielt für die Bereiche, in denen keine effizienteren, alternativen Technologien verfügbar sind, oder in denen Kohlenstoffträger für die stoffliche Nutzung benötigt werden. Eine entsprechende Einordnung für die betrachteten Anwendungsfelder Verkehr, chemische Grundstoffe und Industrie findet sich in den jeweiligen folgenden Abschnitten.

Der Bedarf an PtX-Produkten im Zieljahr 2050 hängt maßgeblich von den Klimazielen und dem damit einhergehenden Grad der Defossilisierung ab: Je ambitionierter die Ziele, desto früher wird PtX als Technologie benötigt. Wird PtX mit dem deutschen Strommix und seiner Entwicklung entsprechend den Ausbauzielen der Bundesregierung betrieben, wie es in diesem Dokument zugrunde gelegt wird, muss eine weitgehende

Defossilisierung der Strombereitstellung der Implementierung der PtX-Technologien vorausgehen. Die Ergebnisse der LCA haben gezeigt, dass die strombedingten Treibhausgas (THG)-Emissionen auf unter rund 200 g CO₂-Äq./kWh (vergleiche Kapitel 4.2) reduziert werden müssen, ehe PtX-Technologien einen Beitrag zu den THG-Reduktionen leisten können.

Der Gesamtbedarf an erneuerbarer Energie für die originären Stromverbraucher und PtX-Technologien übersteigt im Zieljahr 2050 das EE-Produktionspotenzial Deutschlands, sodass Importe unverzichtbar sind. Damit ist eine autarke Versorgung Deutschlands mit Energieträgern und Rohstoffen nicht zu leisten, sodass Deutschland auch in Zukunft Importland für Energieträger sein wird.

ANWENDUNGSFELD VERKEHR

Der Verkehrssektor stellt für die Energiewende und die THG-Neutralität Deutschlands eine der größten Herausforderungen dar, da die Emissionen seit 1990 auf einem konstant hohen Niveau sind [1]. Dies liegt vor allem darin begründet, dass effizienzsteigernde Maßnahmen auf Fahrzeugebene durch die gleichzeitige Steigerung von Motorleistung, Fahrzeuggewicht und nicht zuletzt die zunehmende Fahrleistung kompensiert wurden. Damit verursacht der Verkehrssektor mit 163 Mt. CO₂ gegenwärtig rund 25 % aller energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland. Aus systemischer Sicht werden technische, verkehrsverlagernde und -vermeidende Maßnahmen notwendig sein, um die Emissionen reduzieren zu können [2].

Im zugrunde gelegten Energiemodell werden für alle Szenarien, außer in dem Szenario Verkehr, ausschließlich technologische Änderungen im Verkehrssektor unterstellt. Im speziellen Szenario Verkehr wird zusätzlich die Wirkung von Verkehrsverlagerung und -vermeidung auf die Entwicklung des Energiesystems und des Einsatzes von PtX-Technologien untersucht. Die Ergebnisse des Energiemodells zeigen, dass für die Defossilisierung tendenziell zuerst auf direktelektrische und wasserstoffbetriebene Verkehrsträger zurückgegriffen wird. Erst ab 2040 setzen sich flüssige, synthetische Energieträger aufgrund sinkender Kosten und steigender Effizienz der FT-Synthese durch, wobei sich je nach Szenario unterschiedliche Hochläufe und Mengen der H₂/PtX-Kraftstoffe ergeben. Die modellierten H₂/PtX-Mengen für den Verkehrssektor in den Szenarien im Jahr 2050 liegen im Bereich zwischen 130 und 170 TWh.

Im Personenverkehr finden H₂/PtX-Kraftstoffe anfangs nur in geringem Maß Anwendung. Hier erfolgt die Defossilisierung

hauptsächlich durch elektrisch betriebene Pkw und Busse sowie durch die Elektrifizierung des schienengebundenen Verkehrs bis an das vom Energiemodell vorgegebene Maximum. Fischer-Tropsch-Kraftstoffe werden lediglich für den Personenflugverkehr benötigt oder dienen als Brückentechnologie im motorisierten Individualverkehr, unter der Voraussetzung, dass ausreichend erneuerbare Energien in Deutschland zugebaut werden.

Die Transformation des Güterverkehrs beginnt etwa im Jahr 2025. Wo es möglich ist, werden auch in diesem Subsektor direktelektrische Fahrzeuge bevorzugt eingesetzt. Die Annahmen hinsichtlich der Nutzung von Oberleitungs-Lkw und der Elektrifizierung der Bahnstrecken wirken sich hochsensitiv auf die Bedarfe von PtX-Lösungen in diesem Verkehrsegment aus, da ein Fehlen dieser Option bzw. dessen Begrenzung unmittelbar den Bedarf für H₂-Fahrzeuge steigert.

Im Flug- und Schiffsverkehr spielen synthetische Kraftstoffe jedoch eine zentrale Rolle, da hier kaum sinnvolle Alternativen existieren. Aus diesem Grund liegt der Fokus der detaillierten Analysen hinsichtlich ökologischer und ökonomischer Aspekte in P2X II auf der FT-Wertschöpfungskette mit Fokus auf Fischer-Tropsch-Kerosin für Frachtflugzeuge. Die Ergebnisse der detaillierten Analysen sind Kapitel 5.2 zu entnehmen.

Für die LCA wird der vollständige Lebenszyklus der Kraftstoffe von der Herstellung bis zur Verbrennung in Flugzeugturbinen und der damit verbundenen Freisetzung des aufgenommenen CO₂ betrachtet. Die lebenszyklusbasierten Nettotreibhausgasemissionen, d. h. nach Abzug des als Rohstoff eingesetzten CO₂, betragen für das Jahr 2050 im Basisszenario rund ein Drittel der Emissionen im Vergleich zur Nutzung des fossilen Äquivalents. Die Restemissionen stammen vor allem aus den Vorketten der Strom- und Wärmebereitstellung. Der Bau der Anlagen ist nur für etwa ein Zehntel der lebenszyklusbasierten THG-Emissionen verantwortlich. Der ökologische Break-Even-Point liegt in dieser Wertschöpfungskette bei rund 150 g CO₂-Äq./kWh Strom.

Hinsichtlich der Gestehungskosten des FT-Kerosins sind die Stromkosten und die Kosten für die Bereitstellung von CO₂ aus der Luftabtrennung (DAC) die größten Treiber. Grundsätzlich kommen auch andere CO₂-Quellen in Betracht, wie industrielle Punktquellen oder Biomasse. Während der Transformationsphase bis zur Erreichung der THG-Neutralität stehen die industriellen CO₂-Punktquellen, wenn auch in immer geringeren Mengen, noch zur Verfügung und könnten aufgrund der geringen CO₂-Abscheidungskosten zu einer Kostenreduktion der PtX-Produkte beitragen. Parallel hierzu können

Effizienzsteigerungen und technologische Entwicklungen der noch jungen DAC-Technologie zu Kostensenkungen führen. Auf Basis der getroffenen Modellierungsannahmen liegen die Gestehungskosten des FT-Kerosin über dem aktuellen Preis der fossilen Referenz. Langfristig kann sich der Preis für fossiles Kerosin jedoch stark ändern, wie beispielsweise durch eine entsprechend hohe CO₂-Steuer.

Hinsichtlich der sozialen Akzeptanz zeigt sich im Rahmen der Panelbefragung eine hohe Bereitschaft, Verkehrsmittel (Auto, Zug, Flugzeug, Schiff) mit Wasserstoff- bzw. Synfuel-Antrieben zu nutzen. Da FT-Kerosin noch Gegenstand von Forschung und Entwicklung und somit Teil einer Expert*innendiskussion ist, sind Maßnahmen für einen transparenten Transfer des Themas in die Gesellschaft erforderlich. Seitens der Wissenschaft ist es dafür wichtig, klare und nachvollziehbarere Daten über verfügbare Potenziale unter Berücksichtigung des Zeithorizonts und der räumlichen Dimension – wann werden wo welche Mengen zur Verfügung stehen – als Basis für den gesellschaftlichen Dialog bereitzustellen. Trotz der noch mit Unsicherheiten behafteten Annahmen findet man bisher insgesamt ein positives Bild in Medienberichterstattung und Gesellschaft. Eine detaillierte Darlegung der Ergebnisse aus der Panelbefragung ist Kapitel 5.3 zu entnehmen.

ANWENDUNGSFELD CHEMISCHE GRUNDSTOFFE

Die Grundstoffchemie ist neben der Metallindustrie die energieintensivste Branche in Deutschland. Eine Besonderheit der Branche besteht darin, dass Energieträger nicht nur energetisch, sondern auch stofflich genutzt werden. Dabei übersteigt die stoffliche Nutzung den energetischen Bedarf und besteht gegenwärtig zu 86 % aus fossilen Rohstoffen, insbesondere mineralölbasierten Rohstoffen, wohingegen der energetische Bedarf hauptsächlich über Erdgas (42 %) und Strom (26 %) gedeckt wird [3].

Aufgrund der Komplexität und Vielzahl an unterschiedlichen Produkten und Prozessen in der chemischen Industrie beschränkt sich die Gesamtsystemanalyse auf die chemischen Grundstoffe, welche insgesamt den überwiegenden Anteil der THG-Emissionen der chemischen Industrie ausmachen. Dies sind beispielsweise Chlor, Sauerstoff, Ammoniak, Methanol und die High Value Chemicals (HVC) Ethylen, Propylen, Butylen und Butadien sowie die Aromaten (BTX). In allen betrachteten Szenarien zeigt sich ein steigender Energiebedarf, da die Effizienzverbesserungen durch das angenommene Wachstum der Branche kompensiert werden. Dabei zeigen sich zwischen

den unterschiedlichen Szenarien nur marginale Unterschiede. Der wesentliche Teil der Umstellung der Grundstoffchemie findet erst relativ spät statt; so entfällt im Jahr 2040 immer noch etwa die Hälfte der Energie bzw. der Rohstoffe auf fossile Quellen (Mineralöl und Erdgas), während ein Drittel aus PtX-Produkten stammt und der verbleibende Rest aus biogenen Rohstoffen und mittels Strom bereitgestellt wird. Im Jahr 2050 werden in allen Szenarien aufgrund der geforderten THG-Senkung von 95 % gegenüber 1990 nur noch Biomasse und regenerativer Strom als Energieträger sowie zur Erzeugung von Rohstoffen in der Grundstoffchemie genutzt. Insgesamt ergibt sich im Mittel ein Energie- und Rohstoffbedarf von 425 TWh. Davon stammen 32 TWh aus Biomasse, 69 TWh aus Strom und 324 TWh aus PtX-Produkten. Die benötigten Strommengen für die nationale Erzeugung von H₂/PtX-Produkten in der Chemieindustrie entstammen in dem Modell aus dem nationalen Aufbau erneuerbarer Energieanlagen, v. a. Wind und Solar. Dazu muss der Ausbau um den Faktor 5 bis 6 im Vergleich zu heute erhöht werden, um diese Rohstoffe in Deutschland zu erzeugen. Dies schafft die Voraussetzung, eine umfassende Wertschöpfungstiefe in der Grundstoffchemie im Land zu halten. Alternativ können diese ähnlich wie heute importiert werden, mit potenziellen Folgen für die Produktionsketten. Eine detaillierte Darlegung der Annahmen und Ergebnisse zur Einordnung des Chemiesektors in das Energiemodell ist in Kapitel 6.1 gegeben.

In P2X II werden zwei spezielle Wertschöpfungsketten aus der Chemiebranche detailliert hinsichtlich ihrer ökologischen, ökonomischen und sozialen Aspekte analysiert. Dazu gehört die biotechnologische Herstellung von Butanol auf Basis von co-elektrolytisch gewonnenem Synthesegas und die Herstellung von PME-Polymeren. Die Systemgrenzen der ökologischen Betrachtung mittels LCA sind cradle-to-gate, d. h. Umweltauswirkungen aus der Nutzungsphase und dem End-of-Life sind nicht berücksichtigt.

Die lebenszyklusbasierten THG-Emissionen der Herstellung strombasierten Butanols sind getrieben durch die THG-Emissionen des Strommixes. Der „Break-even“ liegt bei einem Emissionswert von ca. 170 g CO₂-Äq./kWh des Strom, unterhalb dessen der PtX-Pfad einen Vorteil gegenüber der herkömmlichen Synthese erzielt. Der Anlagenbau, die Fermentation und die Produktion von Hilfsstoffen tragen nur sehr geringe Anteile zu den THG-Emissionen bei. Eine weitere Reduktion der THG-Emissionen aus der Stromerzeugung im Zieljahr 2050 führt im Falle der Butanolverfermentation sogar zu Netto-negativen THG-Emissionen innerhalb der definierten Systemgrenzen, da durch DAC mehr CO₂ aus der Umgebungs-

luft entnommen als in der Prozesskette emittiert wird. Allerdings muss dabei berücksichtigt werden, dass im Produkt Butanol eine entsprechende Menge Kohlenstoff gebunden ist (2,37 kg CO₂ / kg Butanol), die im weiteren Verlauf des Lebenswegs wieder freigesetzt werden kann, was in der cradle-to-gate Betrachtung nicht berücksichtigt wurde.

Auf Basis der getroffenen Annahmen für die TÖA ergeben sich ausgehend vom heutigen Stand etwa dreifache Kosten für Butanol bei Herstellung nach dem PtX-Prozess und sie nähern sich über den Zeitraum bis 2050 unter den gemachten Annahmen den 1,5-fachen Kosten des fossilen Referenzprozesses auf der Basis von Propylen aus dem Steamcracken von Naphtha an. Hauptkostentreiber sind die Stromkosten. Entsprechend einer durchgeführten Sensitivitätsanalyse müsste der Strompreis im Jahr 2050 bei 0,03 €/kWh liegen, damit die Gesteungskosten des PtX-Butanols mit dem aktuellen Preis aus dem Referenzverfahren vergleichbar werden. Weitere Details zu den ökologischen und ökonomischen Aspekten, insbesondere anderen Umweltauswirkungen, sind in Kapitel 6.2 ausführlich dargelegt.

Eine der bedeutendsten Kunststoff-Klassen sind Polyurethane, welche in konventioneller Weise aus drei grundlegenden Bausteinen hergestellt werden: Isocyanate, Polyole und verschiedene Additive. Mittels PtX kann die Herstellung der Polyole alternativ gestaltet werden, wodurch die mit dem Kunststoff verbundenen lebenszyklusbasierten THG-Emissionen reduziert werden können. Für die Synthese der neuartigen Polyole werden drei Herstellungsrouten (pFA-fossil, pFA-PtX und LA-PtX) (pFA: Polyformaldehyd, LA: Lineare Acetale) untersucht und mit der fossilen Referenz verglichen. Bei der neuartigen PME-Polyol-Synthese wird das Propylenglykol sowie ein gewisser Anteil des Propylenoxids durch Paraformaldehyd ersetzt, welches aus Methanol hergestellt werden kann. Für eine möglichst umfassende Analyse wird hier auch der Einfluss einer fossilen (pFA-fossil) und einer erneuerbaren (pFA-PtX) Methanolherstellung untersucht. Bei dem Vergleich der Herstellungsrouten muss weiterhin berücksichtigt werden, dass sich die Route über lineare Acetale noch im Labormaßstab befindet und die Ergebnisse folglich lediglich eine erste Einschätzung und Größenordnung wiedergeben können. Mit der pFA-fossil Route können gegenüber der konventionellen Herstellungsrouten über Paraformaldehyd bereits heute aus Sicht der Lebenszyklusanalyse THG-Emissionen eingespart werden, da das Verfahren nicht strombasiert ist. Wird das Paraformaldehyd über das PtX-Verfahren (pFA-PtX) bereitgestellt, zeigt sich die übliche Abhängigkeit von der THG-Intensität des Strommixes; der Break-Even Punkt der

lebenszyklusbasierten THG-Emissionen stellt sich erst ab einer THG-Intensität von 80g CO₂-Äq./kWh Strom ein und führt erst im Zieljahr 2050 zu einer Reduktion der THG-Emissionen. Die Abschätzung für die Herstellungsrouten über LA-PtX zeigt, dass das lineare Acetal ebenfalls ein vielversprechender Ersatzbaustein für die Polyolsynthese ist und im Jahr 2050 THG-Emissionen in ähnlicher Größenordnung reduzieren kann wie das pFA-PtX.

Die alternative Synthese der PME-Polyole könnte bereits heute wirtschaftlich betrieben werden. Dabei stellt das pFA-fossil eine gute Zwischenlösung dar, solange sich die pFA-PtX-Wertschöpfungskette in der Entwicklungsphase befindet und die notwendigen erneuerbaren Energien für die Strombereitstellung hochgefahren werden. Der Hauptkostenfaktor bei der Herstellung von PME-Polyolen sind die Rohstoffkosten. Die durchgeführten Sensitivitätsanalysen hinsichtlich der Erdgas-, CO₂- und H₂-Preise haben gezeigt, dass ein Break-Even-Point zwischen den Herstellrouten pFA-PtX und pFA-fossil nur erreicht wird, wenn der Erdgaspreis steigt und gleichzeitig die CO₂- und H₂-Preise sinken. Die entsprechende Prozessbeschreibung sowie die detaillierten Ergebnisse hinsichtlich der ökonomischen und ökologischen Faktoren, insbesondere der anderen Umwelteinflüsse finden sich in Kapitel 6.3.

Da im Alltag der Bevölkerung praktisch keine Berührungspunkte zu chemischen Grundstoffen bestehen, wurde der aktuelle Stand der sozialen Akzeptanz entsprechend einer Bandbreite möglicher Endprodukte erfasst, welche aus den chemischen Grundstoffen hergestellt werden können. Dazu zählen Kosmetika, Matratzen, Kleidung und Sneaker. Die durchgeführte Panelbefragung hat eine insgesamt positive Kaufbereitschaft für diese „PtX-Endprodukte“ ergeben. Eine detaillierte Analyse der Ergebnisse der Panelbefragung ist in Kapitel 6.4 gegeben.

ANWENDUNGSFELD INDUSTRIE

Der Industriesektor ist mit einem Endenergiebedarf von etwa 700 TWh für 28 % des gesamten Endenergiebedarfs in Deutschland verantwortlich und wird dominiert von den Grundstoffindustrien wie der Metallherzeugung, der chemischen und mineralverarbeitenden Industrie sowie der Papierindustrie. Insgesamt verursacht der Sektor Emissionen in Höhe von rund 170 Mt. CO₂-Äq. pro Jahr, welche einerseits energie- und andererseits prozessbedingt entstehen und ebenfalls weitgehend auf die Grundstoffindustrien entfallen [1].

Eine der größten Herausforderungen des Industriesektors ist die Bereitstellung der Prozesswärme auf ausreichendem Temperaturniveau und in erforderlicher Menge sowie die stoffliche Nutzung kohlenstoffhaltiger Energieträger. Typische Temperaturniveaus in der Metall- und Glasherstellung belaufen sich auf 1.000–1.600 °C. In der chemischen Industrie werden Temperaturen bis zu 1.200 °C erreicht, wobei der Energieträger häufig zusätzlich zur Einstellung der notwendigen Reaktionsbedingungen genutzt wird. In der Stahlindustrie wird Koks stofflich als Reduktionsmittel verwendet. Es ist eine große Herausforderung, diese Prozesse umzustellen, wobei aufgrund der stofflichen Umsetzung auch perspektivisch im Jahr 2050 prozessbedingte THG-Emissionen verbleiben werden.

Abgesehen vom begrenzten Potenzial einer thermischen Nutzung von Biomasse und Altkunststoffen stellen PtX-Brennstoffe die einzige Möglichkeit dar, die Prozesse aus energetischer Sicht treibhausgasneutral zu gestalten. Im Energiemodell werden die energie- und emissionsintensivsten Branchen und die darin enthaltenen Prozesse und Energieträger in Form von einzelnen Prozesspfaden abgebildet: Zement, Kalk, Glas, Papier, Stahl, Nichteisenmetalle oder chemische Grundstoffen. Auf dieser Grundlage können die branchenspezifischen Treibhausgase, der Energiebedarf oder die Nutzung von PtX-Brennstoffen analysiert werden. Für das Zieljahr 2050 ergeben sich im Basisszenario benötigte PtX-Produkt Mengen von 398 TWh. Der Großteil der PtX-Produkte wird stofflich in der Chemieindustrie genutzt. Aber auch in der Stahlindustrie werden etwa 43 TWh Wasserstoff für das Direktreduktionsverfahren von Stahl eingesetzt. Die synthetischen Brennstoffe werden hingegen branchenübergreifend zur Erzeugung von Hochtemperaturwärme genutzt und vor allem in der Verarbeitung von Steinen, der Glasindustrie und der Herstellung von Nichteisenmetallen eingesetzt.

Im Projekt wird explizit die Nutzung von Wasserstoff zur Beheizung der Glaswanne in der Spezialglasproduktion erforscht und evaluiert. Der Wasserstoff wird über die PEM-Elektrolyse hergestellt und es werden unterschiedliche Transportmöglichkeiten des Wasserstoffs für die Versorgung untersucht: die Herstellung vor Ort und direkte Nutzung, der Transport über Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC, flüssige organische Wasserstoffträgersubstanzen), Pipeline, flüssig über Lkw-Transport. Die Analysen haben ergeben, dass die Art der Wasserstoffversorgung, sowohl aus ökologischer als auch aus ökonomischer Sicht, von Bedeutung ist.

Mit der Beheizung mittels Wasserstoff können bereits 2030 THG-Minderungen erzielt werden, wobei die Bereitstellung vor Ort die größten Reduktionen ermöglicht. 2050 kann über die Hälfte der THG-Emissionen des Referenzprozesses eingespart werden, wobei auch hier die Produktion vor Ort am besten abschneidet.

Auch aus wirtschaftlicher Sicht ist die PEM-Elektrolyse on-site die kostengünstigste Option. Diese hat den zusätzlichen Vorteil, dass ein Großteil der Kosten für die Sauerstoffbereitstellung zur Steigerung der Produktqualität und Erhöhung der Energieeffizienz eingespart und keine Wasserstoffaufreinigung notwendig ist. Insgesamt hängen die Wasserstoffbereitstellungskosten jedoch maßgeblich vom definierten Wasserstoffbedarf und der Transportdistanz ab. Für Produktionsstätten mit anderen Wasserstoffbedarfen und anderen Transportdistanzen (im Projekt wurden 200 km zugrunde gelegt) können sich die Versorgungspfade folglich anders darstellen. Neben der steigenden Effizienz der Elektrolyseure ist der zwischen den Zieljahren variierende Strompreis der Hauptgrund für eine deutliche Kostenreduzierung.

Die Akzeptanzuntersuchungen der Industrieanwendungen wurden vor allem auf der Ebene der industriellen Akteur*innen angesiedelt mit dem Ziel, förderliche und hinderliche Faktoren zu identifizieren und Gestaltungshinweise abzuleiten. Relevante Akteur*innen sind dabei vor allem Unternehmen der Stahl- und Glasindustrie inklusive deren Arbeitnehmer*innen sowie Akteur*innen aus den Bereichen Nachhaltigkeit, Verbraucher, Umwelt- und Naturschutz. Es wurden qualitative Akteursinterviews durchgeführt, in denen sich gezeigt hat, dass die Versorgungssicherheit im Sinne einer kontinuierlichen und störungsfreien Energieversorgung für die industriellen Prozesse im Vordergrund steht. Daneben spielen die Betriebskosten eine zentrale Rolle. Damit geht auch der Faktor der Planungssicherheit einher, welche sich aus der Notwendigkeit eines verlässlichen regulatorischen Rahmens speist. Prinzipiell werden PtX-Anwendungen als ein positiver Schritt in Richtung Nachhaltigkeit und als eine Möglichkeit zur Dekarbonisierung der industriellen Prozesse gesehen, sofern die zuvor genannten Herausforderungen adäquat adressiert werden.

TRANSPORTALTERNATIVEN FÜR WASSERSTOFF

Aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften stellt der effiziente und kostengünstige Transport von Wasserstoff eine Herausforderung dar. Grundsätzlich kommt der Transport von molekularem Wasserstoff in flüssiger oder gasförmiger

Form in Frage. Zusätzlich wird gegenwärtig chemisch gebundener Wasserstoff untersucht, mittels LOHC oder über die Umwandlung zu Ammoniak. Der Fokus der Arbeiten im P2X-Projekt liegt auf der Entwicklung und Evaluierung der LOHC-Technologie.

Zukünftig wird ein deutlich höherer Wasserstofftransportbedarf erwartet, um vom industriellen Großverbraucher bis hin zu entlegenen Tankstellen die Versorgung sicherzustellen. Dabei werden vermutlich unterschiedliche Infrastrukturalternativen zum Einsatz kommen, ähnlich den Übertragungs- und Verteilstrukturen der fossilen Energieträger.

LOHC kann andere Infrastrukturen zum Wasserstofftransport sinnvoll ergänzen, da die bestehenden Infrastrukturen weitestgehend weitergenutzt werden und lediglich um die entsprechenden Hydrier- und Dehydrieranlagen ergänzt werden müssen.

Im Projekt wird der Einfluss unterschiedlicher Transportmöglichkeiten von Wasserstoff näher analysiert für eine Distanz von 200km zur Versorgung von zehn Tankstellen zur Betankung einer Busflotte. Es werden vier unterschiedliche Transportwege verglichen: der Transport von gasförmigem komprimiertem Wasserstoff mittels Drucktank-Lkw (bei 500 bar) und der Transport über LOHC mit unterschiedlichen Wärmebereitstellungspfaden zur Dehydrierung.

Die Ergebnisse der LCA zeigen, dass die grundsätzlichen Transportvarianten sehr sensitiv auf das Druckniveau bzw. die Wärmequelle zur Dehydrierung reagieren, sodass es je nach getroffenen Annahmen sogar zu einem Technologiewechsel kommt. Für die LOHC werden insgesamt die niedrigsten Umwelteinflüsse bei Nutzung von Abwärme als Wärmequelle der Dehydriereinheit erzielt. Im Vergleich zwischen dem Transport mit LOHC (mit Abwärmenutzung) und dem Transport von komprimiertem Wasserstoff schneidet der auf 500 bar komprimierte Wasserstoff in allen Umweltkategorien besser ab. Wird jedoch lediglich auf 250 bar komprimiert, so ist der LOHC-Transport (mit Abwärme-Nutzung) hinsichtlich der Indikatoren Klimawandel, Sommersmog und Ressourcenverbrauch vorteilhafter.

Im Sinne der Kosten ist der Transport per LOHC und Drucktank-Lkw unter den gegebenen Rahmenbedingungen und im Rahmen der Schätzgenauigkeit von $\pm 30\%$ auf vergleichbarem Niveau. Auch hier spielen die Faktoren Druckniveau des komprimierten Wasserstoffs sowie Transportdistanz eine wichtige Rolle.

EINORDNUNG DER ENERGIEVEKTOREN WASSERSTOFF UND SYNTHESEGAS

Aktuell werden Wasserstoff und Synthesegas in der chemischen Industrie und in Raffinerien in großem Maßstab erzeugt und eingesetzt. Dabei erfolgt der Einsatz im Wesentlichen als „captive“, d.h. Wasserstoff und Synthesegas werden am selben Standort erzeugt und weiterverarbeitet. Aktuell gibt es zwei isolierte Wasserstoff-Pipelinenetze im Rhein-Ruhr-Gebiet und in Mitteldeutschland, so dass die bestehende Infrastruktur noch keinen universellen Transport erlaubt. Wasserstoff kann darüber hinaus perspektivisch als ein universeller Energieträger in verschiedenen Sektoren, also auch in Verkehr, Haushalten und Gewerbe oder Energieerzeugung zum Einsatz kommen. Im Industriesektor erschließen sich zukünftig ebenfalls neue Anwendungen, wie z.B. in Form der Nutzung als Reduktionsmittel in der Primäreisenerzeugung, als Brennstoff für Hochtemperaturprozesse oder auch in der Bereitstellung chemischer Grundstoffe und alternativer Kraftstoffe. Insbesondere für die letzteren Anwendungen stehen Verfahren auf Synthesegasisbasis großtechnisch zur Verfügung. Im Gegensatz zur konventionellen Synthesegasherstellung auf Basis fossiler Rohstoffe müssen die Verfahren angepasst werden, um das Synthesegas aus CO₂ aus der Luftabtrennung oder industriellen Prozessen mit Wasserstoff aus Elektrolyse unter Einsatz von erneuerbar erzeugtem Strom herzustellen und in der Folge dann zum gewünschten Produkt umzusetzen. Auf Basis dieser Technologien steht ein Portfolio von Verfahren zur Verfügung, die eine weitestgehende Substitution fossiler Rohstoffe und Energieträger aus technischer Sicht ermöglichen.

Das P2X-Projekt erweitert den Baukasten der verfügbaren Technologien zur Erzeugung, zum Transport und Nutzung von Wasserstoff und Synthesegas. Damit werden neue Anwendungsoptionen an verschiedenen Stellen des Energiesystems und der Rohstoffbasis erschlossen. Auf Basis der aktuellen Erkenntnisse und der gemachten Annahmen werden diese Technologieoptionen in ihrer Entwicklung vom Labor in die Anwendung im P2X-Projekt eng begleitet und umfassend bewertet. Wie ihre Vorgänger stellt diese Roadmap eine Momentaufnahme aus der aktuellen Projektarbeit dar, in der sich technologische Entwicklungen vollziehen, Erkenntnisse sich verstetigen oder überdacht werden müssen, neue Fragestellungen entstehen und die Zukunft im Kontext der Energiewende greifbare Formen annimmt.

INHALT

VORWORT	II
AUTORINNEN UND AUTOREN	VI
EXECUTIVE SUMMARY	X
KURZFASSUNG	XVII
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	XXVII
TABELLENVERZEICHNIS / VERZEICHNIS DER INFOBOXEN	XXXIII
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	XXXIV
A. WEITERENTWICKLUNG DES PROJEKTES IN PHASE II	1
1. Projektaufbau, Wertschöpfungsketten und Produkte	1
2. Aufbau der Roadmap 3.0	3
B. ZWISCHENBILANZ DER ANALYSEN	5
3. Methodische Hintergründe	5
3.1 Energiemodell	6
3.2 Life Cycle Assessment	8
3.3 Techno-ökonomische Analyse	9
3.4 Akzeptanz	10
3.5 Potenzialanalyse	12
3.5.1 Hintergrund, Motivation und Zielstellung der Potenzialanalyse	12
3.5.2 Methodische Herangehensweise	13
3.5.3 Umsetzung der Methodik	15
4. Einbettung der Analysen in den Gesamtkontext der Energiewende und Klimaschutzziele	19
4.1 Übergreifende Energiesystemmodellierung	19
4.1.1 Szenarien der Energiesystemmodellierung	19
4.1.2 Annahmen und Randbedingungen	21
4.1.3 Ergebnisse der Energiesystemmodellierung	23
4.2 Strom als Haupteinflussfaktor für die ökologischen und ökonomischen Bewertungen	36
4.2.1 Umweltauswirkungen der Stromerzeugung	36
4.2.2 Kosten der Stromerzeugung	37
4.3 Übergreifende Ergebnisse der Akzeptanzanalyse	39
5. Verkehr	44
5.1 Entwicklung und Einordnung des Verkehrssektors	42
5.2 Analyse der P2X-Wertschöpfungskette synthetischer Fischer-Tropsch-Kraftstoffe	48
5.2.1 Prozessbeschreibung	48
5.2.2 Life Cycle Assessment	49
5.2.3 Techno-ökonomische Analyse	52
5.3 Analyse der Akzeptanz synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor	54
5.3.1 Wie kann eine Intervention zu PtX-Technologien im Verkehr bei Jugendlichen wirken?	51
5.3.2 Fokus Luftfahrt	59
5.4 Potenzialanalyse synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor	61
5.4.1 Berechnungsgrundlagen	61
5.4.2 Ergebnisse der Potenzialanalyse zu den Fischer-Tropsch-Produkten Benzin, Diesel und Kerosin	62



6. Chemische Grundstoffe	63
6.1 Entwicklung und Einordnung chemischer Grundstoffe	63
6.2 Analyse der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette der biologischen Umwandlung zu Butanol	66
6.2.1 Prozessbeschreibung	66
6.2.2 Life Cycle Assessment	67
6.2.3 Techno-ökonomische Analyse	70
6.3 Analyse der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette zu Herstellung von PME Polymeren	73
6.3.1 Prozessbeschreibung	73
6.3.2 Life Cycle Assessment	74
6.3.3 Techno-ökonomische Analyse	76
6.4 Analyse der Akzeptanz zur Herstellung chemischer Grundstoffe	79
6.4.1 Empirische Ergebnisse	80
6.5 Potenzialanalyse zur Herstellung von synthetischem Naphtha	81
6.5.1 Berechnungsgrundlagen im Tool	81
6.5.2 Ergebnisse der Potenzialanalyse zu Naphtha	81
7. Energieträger für die Industrie	83
7.1 Entwicklung und Einordnung des Industriesektors	83
7.2 Analysen zu der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette zur Herstellung von Wasserstoff über die PEM-Elektrolyse	87
7.2.1 Prozessbeschreibung	87
7.2.2 Life Cycle Assessment	89
7.2.3 Techno-ökonomische Analyse	92
7.3 Analysen zu der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette zur Nutzung von Wasserstoff in der Spezialglasherstellung	94
7.3.1 Prozessbeschreibung	94
7.3.2 Life Cycle Assessment	97
7.3.3 Techno-ökonomische Analyse	100
7.4 Analyse der Akzeptanz hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff in der Industrie	104
7.5 Potenzialanalyse zur Nutzung von Wasserstoff in der Industrie	106
7.5.1 Berechnungsgrundlagen	106
7.5.2 Ergebnisse der Potenzialanalyse zu Wasserstoff	106
8. Transportalternativen für Wasserstoff	107
8.1 Einordnung relevanter Technologien für den Transport von Wasserstoff	107
8.2 Analysen zu der im Kopernikus P2X erforschten Transportoption über LOHC	109
8.2.1 Prozessbeschreibung	109
8.2.2 Life Cycle Assessment	111
8.2.3 Techno-ökonomische Analyse	114
9. Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff	117
9.1 Aktuelle Nutzung und Erzeugung von Wasserstoff	117
9.2 Perspektivische Nutzungsoptionen für Wasserstoff	118
9.3 Bedingungen für den Einsatz von Wasserstoff	119
10. Einsatzmöglichkeiten von Synthesegas	120
C. POWER-TO-X IM DISKURS	123
11. Flexibilisierungsmöglichkeiten von PtX-Prozessketten	123
12. Wasserstofffarbenlehre	128
D. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK	133
13. Kernaussagen der Zwischenbilanzen	133
14. Was Sie in der Roadmap 4.0 erwartet	135
LITERATURVERZEICHNIS	138



CO₂



ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1.1	1
Schematische Darstellung des Projektaufbaus P2X II, inklusive der detaillierten Produkte in den einzelnen Anwendungsfeldern, entsprechend der beiden Energievektoren Wasserstoff (oben) und Synthesegas (unten).	
Abbildung 3.1	6
Schematische Darstellung der Energiemodelle und deren Schnittstellen.	
Abbildung 3.2	9
Methodik der TÖA in P2X.	
Abbildung 3.3	10
Akteur*innen der Akzeptanzdiskurse auf verschiedenen Ebenen.	
Abbildung 3.4	10
Akzeptanzdreieck nach Wüstenhagen et al. (2007).	
Abbildung 3.5	11
Forschungsansatz zur Untersuchung der Akzeptanz von PtX-Technologien.	
Abbildung 3.6	14
Aufteilung der thematisch geclusterten Kriterien, die für PtX-Technologien relevant sind. Die Potenzialebenen werden für jedes Kriterium entsprechend definiert und sind hier am Beispiel des Kriteriums „Erneuerbare Energien“ erläutert. Die ausführliche Liste ist dem technischen Anhang (Kapitel 3.5.1) zu entnehmen.	
Abbildung 3.7	16
Screenshot des interaktiven Tools für die Erhebung von PtX-Potenzialen.	
Abbildung 3.8	17
Stromangebot und -Nachfrage für Deutschland in den Jahren 2020, 2030, 2040 und 2050, welche im Tool implementiert wurde (links). Detaillierte Aufschlüsselung des Stromangebots auf die unterschiedlichen Erzeugungstechnologien (rechts).	
Abbildung 4.1	20
Historische THG-Emissionen, modellierte THG-Emissionen in den verschiedenen Szenarien und deutsche Reduktionsziele.	
Abbildung 4.2	22
Verteilung der PV Volllaststunden in Europa.	
Abbildung 4.3	23
Strom- und Wasserstoffverbrauch in Europa im Basisszenario.	
Abbildung 4.4	24
Kumulierter Endenergiebedarf in den verschiedenen Szenarien.	
Abbildung 4.5	25
Nachfrage nach synthetischen Gasen und Kraftstoffen aus dem Energiemodell und aus aktueller Literatur für das Jahr 2050 sowie aus der nationalen Wasserstoffstrategie für das Jahr 2030.	
Abbildung 4.6	25
Benötigte Strommengen in den verschiedenen Szenarien.	
Abbildung 4.7	26
Nutzungspfade von Wasserstoff im Jahr 2050 des Basisszenarios.	
Abbildung 4.8	27
Vergleich der intertemporalen Betrachtung zur Einzelbetrachtung.	
Abbildung 4.9	27
Entwicklung der Stromtransportflüsse in Deutschland im Basisszenario.	
Abbildung 4.10	28
Entwicklung des importierten Erzeugungsmix für Strom. Basisszenario, intertemporale Betrachtung.	
Abbildung 4.11	29
Betriebsweise der Salzkavernen- und Batteriespeicher in Deutschland im Jahr 2050.	
Abbildung 4.12	29
Volllaststunden der Niedertemperatur-Elektrolyseure (PEM) im Jahr 2050 im Basisszenario.	
Abbildung 4.13	30
Erzeugungsstruktur in Deutschland in allen Szenarien bis 2050.	

Abbildung 4.14	30
Stromtransportflüsse in Deutschland in allen Szenarien bis 2050.	
Abbildung 4.15	31
Entwicklung der Interkonnektorleistung in Deutschland.	
Abbildung 4.16	31
Volllaststunden der Niedertemperatur-Elektrolyseure (PEM) im Szenario Import im Jahr 2050.	
Abbildung 4.17	32
Entwicklung der Grenzkosten in den Szenarien Basis, Import und 1,5 Grad.	
Abbildung 4.18	33
Einfluss der strikteren Emissionsziele in Deutschland auf die Gaserzeugung in Europa.	
Abbildung 4.19	33
Volllaststunden der Niedertemperatur-Elektrolyseure (PEM) im Szenario Verkehrswende im Jahr 2050.	
Abbildung 4.20	35
THG-Emissionen erneuerbarer Energieanlagen für die Produktion von 1 kWh Strom im Jahr 2020 und 2050 in Deutschland mit einem erneuerbaren Hintergrundsystem nach RESCUE / SYSEET.	
Abbildung 4.21	36
Entwicklung der lebenszyklusbezogenen Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung bezogen auf 1 kWh elektrisch inklusive Umwandlungs- und Transmissionsverluste.	
Abbildung 4.22	37
Relative Entwicklung der Umweltauswirkungen der Stromerzeugung bezogen auf 1 kWh elektrisch inklusive Umwandlungs- und Transmissionsverluste.	
Abbildung 4.23	38
Entwicklung der Treibhausgasemissionen einer beispielhaften Wertschöpfungskette in Abhängigkeit der Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung. pFA-PtX: Power-to-X-Polyol-Herstellung über Paraformaldehyd.	
Abbildung 4.24	39
Beitrag von PtX-Technologien zum Kampf gegen den Klimawandel.	
Abbildung 4.25	39
Allgemeine Akzeptanz von PtX-Technologien getrennt nach Gruppen (16–15 Jahre vs. über 25 Jahre).	
Abbildung 4.26	40
Allgemeine Akzeptanz von PtX-Technologien getrennt nach Altersgruppen und Anwendungsbereichen.	
Abbildung 4.27	40
Vorhersagemodell zur Vorhersage der allgemeinen Akzeptanz von PtX-Technologien.	
Abbildung 4.28	41
Bedingungen für die Gestaltung des PtX-Prozesses.	
Abbildung 4.29	42
Attribute von PtX als semantische Differentiale (Gegensatzpaare).	
Abbildung 4.30	43
Einschätzung von PtX-Nutzung auf den Wirtschaftsstandort Deutschland.	
Abbildung 4.31	43
Einschätzung der Effekte einer PtX-Nutzung auf die regionale Wirtschaft.	
Abbildung 5.1	45
Endenergiebedarf im Verkehrssektor in den verschiedenen Szenarien.	
Abbildung 5.2	46
Entwicklung der Endenergie im Personen- und Güterverkehr nach Kraftstoffart.	
Abbildung 5.3	47
THG-Emissionen des Verkehrssektors im Basisszenario.	
Abbildung 5.4	48
Prozesskette der Bereitstellung von FT-Kraftstoffen und vereinfachte Prozesskette von fossilen Kraftstoffen.	

Abbildung 5.5	49
Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Herstellung und Verbrennung von FT-Kerosin im Vergleich zu fossilem Kerosin. FT-Kerosin HT: Fischer-Tropsch-Kerosin mit ausschließlicher Integration der Hochtemperaturwärme in der Herstellung, FT-Kerosin HTNT: Fischer-Tropsch-Kerosin mit zusätzlicher Integration von Niedertemperaturwärme.	
Abbildung 5.6	50
Darstellung der Belastungen durch Herstellung und Verbrennung des FT-Kerosin relativ zu fossilem Kerosin in Prozent. FT-Kerosin HT: Fischer-Tropsch-Kerosin mit ausschließlicher Integration der Hochtemperaturwärme in der Herstellung, FT-Kerosin HTNT: Fischer-Tropsch-Kerosin mit zusätzlicher Integration von Niedertemperaturwärme.	
Abbildung 5.7	50
Darstellung der Belastung durch Verbrennung des FT-Kerosin relativ zu fossilem Kerosin in Prozent. In Grau sind die Ergebnisse ohne Einbezug der Emissionsunterschiede dargestellt, in Rot die Ergebnisse unter Einbezug der beschriebenen Erkenntnisse. FT-Kerosin: Fischer-Tropsch-Kerosin.	
Abbildung 5.8	52
Kostenstruktur der Bereitstellung von einem Liter FT-Kerosin im Vergleich zur fossilen Referenz. HT: Ausschließliche Integration der Hochtemperaturwärme in der Herstellung, HTNT: Zusätzliche Integration von Niedertemperaturwärme.	
Abbildung 5.9	53
Kosten der Betriebsmittel für die Produktion von einem Liter FT-Kerosin in € im Szenario 2050 bei ausschließlicher Integration der Hochtemperaturwärme.	
Abbildung 5.10	54
Bereitschaft, verschiedene Verkehrsmittel mit Wasserstoff- bzw. Synfuels-Antrieb zu nutzen.	
Abbildung 5.11	55
Ergebnisse einer Medienanalyse zu Begrifflichkeiten „synthetische Kraftstoffe“ (BEniVer, 2020).	
Abbildung 5.12.	55
Modell zur Vorhersage der Akzeptanz von PtX-Technologien im Verkehrssektor getrennt für die Altersgruppen 16–25 (Werte vor dem Schrägstrich) und über 25 (Werte nach dem Schrägstrich).	
Abbildung 5.13	56
Studiendesign und Stichprobenmerkmale.	
Abbildung 5.14	57
Attribute von PtX als semantische Differentiale (Gegensatzpaare).	
Abbildung 5.15	57
Befürwortung von PtX-Anwendungsbereichen nach Verkehrsmodus.	
Abbildung 5.16	57
Zahlungsbereitschaft von PtX-Anwendungen im Mobilitätssektor.	
Abbildung 5.17	58
Subjektive Erkenntnisse zum Thema PtX durch die Teilnahme an der Sommerwerkstatt.	
Abbildung 5.18	60
Modell zur Vorhersage der Zahlungsbereitschaft für Flugtickets für PtX-betriebene Flugzeuge; Varianzaufklärung durch das Modell: $R^2 = 23.8\%$.	
Abbildung 5.19	62
Angebotspotenzial (gefüllte Balken) und nationale Nachfrage (schraffiert) für FT-Benzin, -Diesel und -Kerosin. Es sind die absoluten Mengen (in Mio. t) und der dafür notwendige Strombedarf (in TWh) angegeben. Die gefüllten und schraffierten Balkendiagramme sind aufeinander skaliert. Für die Berechnungen wurden nur erneuerbare Energien (beim Angebotspotenzial nach Abzug des originären Strombedarfs) verwendet und eine Bereitstellung des CO ₂ über DAC angenommen.	
Abbildung 6.1	63
Kumulierter Energie- und Rohstoffbedarf der chemischen Grundstoffindustrie in den verschiedenen Szenarien.	
Abbildung 6.2	64
Eingesetzte Brenn- und Rohstoffe zur Herstellung von HVC, Methanol und Ammoniak.	
Abbildung 6.3	65
THG-Emissionen der chemischen Grundstoffindustrie im Basisszenario.	

Abbildung 6.4	66
Wertschöpfungskette der Butanol-Fermentation und des fossilen Referenzsystems.	
Abbildung 6.5	67
Treibhausgasemissionen der Butanol-Synthese in Abhängigkeit der strombedingten Emissionen. DAC: Direct Air Capture, PEM: Poly-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse.	
Abbildung 6.6	68
Vergleich aller Wirkungskategorien im Szenario 2050 relativ zum Referenzsystem. DAC: Direct Air Capture, PEM: Poly-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse.	
Abbildung 6.7	69
Sensitivität Anlagenbau in Bezug auf die THG-Emissionen im Szenario 2050. DAC: Direct Air Capture, PEM: Poly-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse.	
Abbildung 6.8	70
Gestehungskosten von Butanol bei Herstellung nach dem neuen P2X-Prozess mit Kostenaufteilung für die Jahre 2020, 2030 und 2050 im Vergleich zum Referenzpreis bei Herstellung nach dem konventionellen Referenzverfahren (Grundannahmen zur Berechnung: 2020: H ₂ 3,027 €/kg, CO ₂ 740 €/t, Strom 0,04 €/kWh; 2030: H ₂ 3,428 €/kg, CO ₂ 150 €/t, Strom 0,06 €/kWh; 2050: H ₂ 2,91 €/kg, CO ₂ 110 €/t, Strom 0,06 €/kWh; weitere Details siehe Tabellen im Technischen Anhang; Referenzpreis: mittlerer Preis im Zeitraum 2010–2019 auf Basis der ICIS Datenbank).	
Abbildung 6.9	71
Kostenaufteilung der CO ₂ -zu-CO-Elektrolyse für die Jahre 2020, 2030 und 2050.	
Abbildung 6.10	72
Sensitivitätsanalyse zur Abhängigkeit der Kosten der Herstellung von Butanol nach dem PtX-Verfahren von den Stromkosten in den Jahren 2020, 2030, 2050 im Vergleich zum Referenzpreis.	
Abbildung 6.11	73
Schematische Darstellung der Polyol Wertschöpfungsketten. PME-Polyol: Polyoxymethylenether-Polyol, MeOH: Methanol, pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X-Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, LA-PtX (low TRL): Power-to-X-Wertschöpfungskette über Lineare Acetale mit niedriger Technologiereife.	
Abbildung 6.12	74
Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Polyol Synthese. pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, LA-PtX (low TRL): Power-to-X Wertschöpfungskette über Lineare Acetale mit niedriger Technologiereife.	
Abbildung 6.13	75
Relative Entwicklung aller Umweltauswirkungen der Polyol Synthesen in 2050. pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X-Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, LA-PtX (low TRL): Power-to-X-Wertschöpfungskette über Lineare Acetale mit niedriger Technologiereife.	
Abbildung 6.14	76
Treibhausgasemissionen der Polyol Synthese in Abhängigkeit des gewünschten Molekulargewichts. pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X-Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, LA-PtX (low TRL): Power-to-X-Wertschöpfungskette über Lineare Acetale mit niedriger Technologiereife.	
Abbildung 6.15	77
COM der PME-Polyol in den Referenzjahren 2020, 2030 und 2050 (sonstige Kosten: Allgemeine Ausgaben, Fixkosten, andere direkte Kosten und Betriebskosten).	
Abbildung 6.16	78
Sensitivitätsanalyse über die Rohstoffpreise.	
Abbildung 6.17	80
Modell zur Vorhersage der Akzeptanz von PtX-Technologien im Chemiesektor.	
Abbildung 6.18	80
Zustimmung zu verschiedenen Produkten, bei deren Herstellung PtX-Prozesse angewendet werden.	

Abbildung 6.19	82
Links: Das Angebotspotenzial (gefüllte Balken) sowie die Nachfrage von FT-Naphtha (schraffierte Balken) in Mio. t. Für die Berechnungen wurden nur erneuerbare Energien (beim Angebotspotenzial nach Abzug des originären Strombedarfs) verwendet, wobei als Kohlenstoffquelle entweder DAC (blau) oder industrielle Punktquellen (rot) verwendet werden. Rechts: Strombedarf (in TWh) zur Erzeugung des nachgefragten Naphtha in Abhängigkeit davon, ob das CO ₂ über DAC (blau) oder industrielle Punktquellen (rot) bereitgestellt wird.	
Abbildung 7.1	84
Kumulierter Energie- und Rohstoffbedarf in der Industrie in den verschiedenen Szenarien.	
Abbildung 7.2	85
Spezifische Emissionsfaktoren von energieintensiven Produkten in der Industrie für das Basisszenario.	
Abbildung 7.3	87
Spaltung des Wassers in der Zelle einer PEM-Elektrolyse. PTL: poröse Transportschichten.	
Abbildung 7.4	88
Fließbild der PEM-Elektrolyse. BoP: Balance-of-Plant, PTL: poröse Transportschichten.	
Abbildung 7.5	89
Treibhausgasemissionen der Wasserstoffproduktion mittels PEM-Elektrolyse in Abhängigkeit der Emissionen durch den Stromsektor. MEA: Membran-Elektroden-Einheit, PTL: porösen Transportschichten, SMR: Methan-Dampfreformierung.	
Abbildung 7.6	90
Vergleich aller Umweltauswirkungen der Wasserstoff Elektrolyse in 2050 relativ zum Referenzsystem. MEA: Membran-Elektroden-Einheit, PTL: porösen Transportschichten, SMR: Methan-Dampfreformierung.	
Abbildung 7.7	91
Treibhausgasemissionen verursacht durch die PEM-Elektrolyse Anlage (ohne Strom).	
Abbildung 7.8	92
Energiebedarf für H ₂ -Produktion über PEM-Elektrolyse.	
Abbildung 7.9	93
Wasserstoffkosten aus der PEM-Elektrolyse und dem Referenzprozess.	
Abbildung 7.10	93
Kuchendiagramme der H ₂ -Gestehungskosten per PEM-Elektrolyse.	
Abbildung 7.11	94
Sensitivitätsanalyse der H ₂ -Herstellungskosten in Abhängigkeit der Stromkosten.	
Abbildung 7.12	95
Referenzprozess zur Herstellung von Spezialglas. Fossiles Erdgas wird mit aufgereinigtem Sauerstoff im Oxy-Fuel-Verfahren verbrannt.	
Abbildung 7.13	95
Alternativer Prozess zur Herstellung von Spezialglas durch Befeuerung mit Wasserstoff, der direkt am Standort durch on-site PEM-Elektrolyse bereitgestellt wird. Sauerstoff, ein Nebenprodukt der Elektrolyse, wird für die Oxy-Fuel-Verbrennung verwendet.	
Abbildung 7.14	96
Alternativer Prozess zur Herstellung von Spezialglas durch Befeuerung mit Wasserstoff über den LOHC-Pfad. In 200 km Entfernung wird Wasserstoff durch PEM-Elektrolyse produziert, durch Hydrierung an LOHC gebunden und per LkW zum Ort der Spezialglasproduktion befördert. Abwärme aus der Glaswanne wird für die endotherme Dehydrierung verwendet.	
Abbildung 7.15	97
Wirkung auf Klimawandel durch Wärmebereitstellung für die Spezialglasherstellung pro Stunde in Abhängigkeit der Treibhausgas (THG) Emissionen des Stroms. LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier.	
Abbildung 7.16	98
Trade-offs der Spezialglasherstellung mit Wasserstoffheizung im Vergleich zur herkömmlichen Beheizung mit Erdgas im Szenario 2050. LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier.	
Abbildung 7.17	99
Parametervariation des Wasserstofftransports mit LOHC und in flüssiger Form für das Szenario 2050. LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier, LH ₂ : flüssiger Wasserstoff.	

Abbildung 7.18	100
Wasserstoffbereitstellungskosten der einzelnen Prozessschritte für einen Wasserstoffbedarf von 12 t/d und einer Straßendistanz von 200 km.	
Abbildung 7.19	101
Jährliche Gesamtkosten für die Produktion von Spezialglas über unterschiedliche Prozesspfade.	
Abbildung 7.20	103
Sensitivitäten für eine 50%ige Zu- oder Abnahme der Kosten für Sauerstoff, Erdgas, Strom, oder Wasserstoff. Beim Prozesspfad LOHC-Lkw m. Wl wird zudem aufgezeigt wie viel Kosten eingespart werden können, wenn Wärme für die Dehydrierung komplett durch industrielle Abwärme bereitgestellt wird.	
Abbildung 7.21	105
Prozentuale Zustimmung bezüglich der Anwendung von durch PtX-Technologien gewonnener Energie in verschiedenen Bereichen.	
Abbildung 7.22	105
Modell zur Vorhersage der Akzeptanz von PtX-Technologien im Energiesektor.	
Abbildung 7.23	106
Gegenüberstellung des Angebotspotenzials von mit der Nachfrage nach grünem Wasserstoff. Es sind die absoluten Mengen (in Mio. t bzw. TWh) angegeben. Für die Berechnungen wurden nur erneuerbare Energien (beim Angebotspotenzial nach Abzug des originären Strombedarfs) verwendet.	
Abbildung 8.1	110
Fließbild der LOHC-Prozesskette sowie des Referenzfalls.	
Abbildung 8.2	111
Wirkung auf Klimawandel durch Wasserstoffanlieferung für Bustankstellen pro Kilogramm Wasserstoff in Abhängigkeit der Treibhausgas (THG) Emissionen des Strommix. CGH ₂ : komprimierter, gasförmiger (compressed, gaseous) Wasserstoff, LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier.	
Abbildung 8.3	112
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 8.4	113
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 8.5	114
Kostenübersicht der Prozesskette – H ₂ -Versorgung einer Tankstelle – Referenzjahr 2020.	
Abbildung 8.6	115
H ₂ -Kosten an der Tankstelle – Minimalfall.	
Abbildung 8.7	115
H ₂ -Kosten an der Tankstelle – Maximalfall.	
Abbildung 8.8	116
Kosten der Referenzprozesse und PtX-Prozesskette für die Versorgung einer H ₂ -Tankstelle.	
Abbildung 9.1	117
Aktuelle Nutzung von Wasserstoff, angepasst von [112].	
Abbildung 11.1	126
Zeitliche Entwicklung der Menge und Kosten von Redispatchmaßnahmen und abgerufener Regelenergie. *Es liegen keine offiziellen Erhebungen und Statistiken zu den tatsächlichen Kosten der Regelenergieabrufe vor; daher können diese nur näherungsweise über den Regelarbeitsenergiepreis und dem NRV-Saldo ermittelt werden. Eigene Darstellung basierend auf [80], [81].	
Abbildung 12.1	129
Darstellung der unterschiedlichen Farben des Wasserstoffs je nach Herstellungsart. Grauer, grüner, blauer und türkiser Wasserstoff sind entsprechend der Farbenlehre der NWS festgelegt, vgl. [32]. Die übrigen Farben werden teilweise unterschiedlich verwendet, wobei die folgenden Definitionen überwiegen: gelber Wasserstoff entspricht der elektrolytischen Herstellung mittels eines Strommixes (fossil, erneuerbar, Kernenergie), pinker Wasserstoff bezieht sich explizit auf Kernenergie als Stromquelle zur elektrolytischen Spaltung, brauner und schwarzer Wasserstoff wird aus Kohlevergasung gewonnen, wobei sich die Farbe nach Stein- oder Braunkohle richtet. Quellen: [82]–[84].	

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 3.1 Übersicht der untersuchten Umweltkategorien.	8
Tabelle 4.1 Speicherkapazitäten in Deutschland im Basisszenario.	29
Tabelle 4.2 Speicherkapazität und -leistung im Szenario 1,5 Grad.	32
Tabelle 4.3 Parameter der erneuerbaren Energieanlagen in Deutschland.	35
Tabelle 5.1 In der Potenzialanalyse hinterlegte Parameter für die rWGS- und FT-Reaktion.	61
Tabelle 6.1 Parameter der Sensitivitätsanalyse für die Anlagenlebensdauer.	69

VERZEICHNIS DER INFOBOXEN

Infobox 4.1 Rückkopplungseffekte durch ein erneuerbares Energie- und Hintergrundsystem auf die LCA-Ergebnisse.	34
Infobox 4.2 Lesehilfe zu den LCA-Graphiken.	38

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

-Äq.	-Äquivalente
BOP/BoP	Balance of Plants
BT	Benzyltoluol
CCS	Carbon Capture and Storage (deutsch: Abtrennung und Speicherung von Kohlenstoffdioxid)
CCU	Carbon Capture and Utilization (deutsch: Abtrennung und Nutzung von Kohlenstoffdioxid)
CFC-10	Fluorchlorkohlenwasserstoff (FCKW) CF ₂ Cl ₂
CFC-12	Fluorchlorkohlenwasserstoff (FCKW) CF ₂ Cl ₂
CGH₂	komprimierter, gasförmiger (compressed, gaseous) Wasserstoff
DAC	Direct Air Capture (deutsch: Abtrennung von CO ₂ aus der Umgebungsluft)
DBT	Dibenzyltoluol
DRI	Direct Reduced Iron (deutsch: Direktreduktion von Eisenerz)
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: Europäisches Schadstofffreisetzung und -verbringungsregister)
FT-Kraftstoff	Fischer-Tropsch-Kraftstoff
GW	Global Warming
H0-DBT	Unbeladenes Dibenzyltoluol
H18-DBT	mit Wasserstoff beladenes Dibenzyltoluol (18 Moleküle H ₂ pro Molekül DBT)
HT-Co-Elektrolyse	Hochtemperatur-Co-Elektrolyse
HTNT	Hochtemperatur- und Niedertemperaturwärme
HVC	High-value chemicals
LA	Lineare Acetale
LA-PtX	Power-to-X Polyol Herstellung über Linear Acetale
LCA	Life Cycle Assessment / Ökobilanz / Lebenszyklusanalyse
LCC	Life Cycle Costing (deutsch: Lebenszykluskosten)
LCOE	Levelized Cost of Electricity (deutsch: durchschnittliche Stromgestehungskosten)
LH₂	flüssiger (liquid) Wasserstoff
LHV/HHV	lower/higher heating value (deutsch: unterer/oberer Heizwert)
LNG	Liquified Natural Gas (deutsch: verflüssigtes Erdgas)
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carriers (deutsch: flüssige organische Wasserstoffträgersubstanzen)
MEA	Membran-Elektroden-Einheit
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
PME-Polyol	Polyoxymethylenether-Polyol
PO	Propylenoxid
PSA	Pressure Swing Adsorption (deutsch: Druckwechseladsorption)
PTFE	Polytetrafluorethylen
PTL	Porous Transport Layer (deutsch: poröse Transportschichten)
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
(r)WGS	(reverse) water-gas shift reaction (deutsch: [umgekehrte] Wassergas-Shift-Reaktion)
R-10	Kältemittel Tetrachlormethan (gemäß DIN 8960)
SeKa	Sustainable e-Kerosene Alliance (SeKA)
SMR	Steam methane reforming (deutsch: Methan-Dampfreformierung)
SNG	Synthetic Natural Gas (deutsch: synthetisches Erdgas)
SOEC	solid oxide electrolyzer cell (deutsch: Festoxid-Elektrolysezelle)
STF-Kraftstoff	Syngas-to-Fuel, Prozess zur Herstellung eines Ottokraftstoffes ausgehend von Syngas
THG	Treibhausgase
TÖA	Techno-ökonomische Analyse
TRL	Technology Readiness Level (deutsch: Technologiereifegrad)

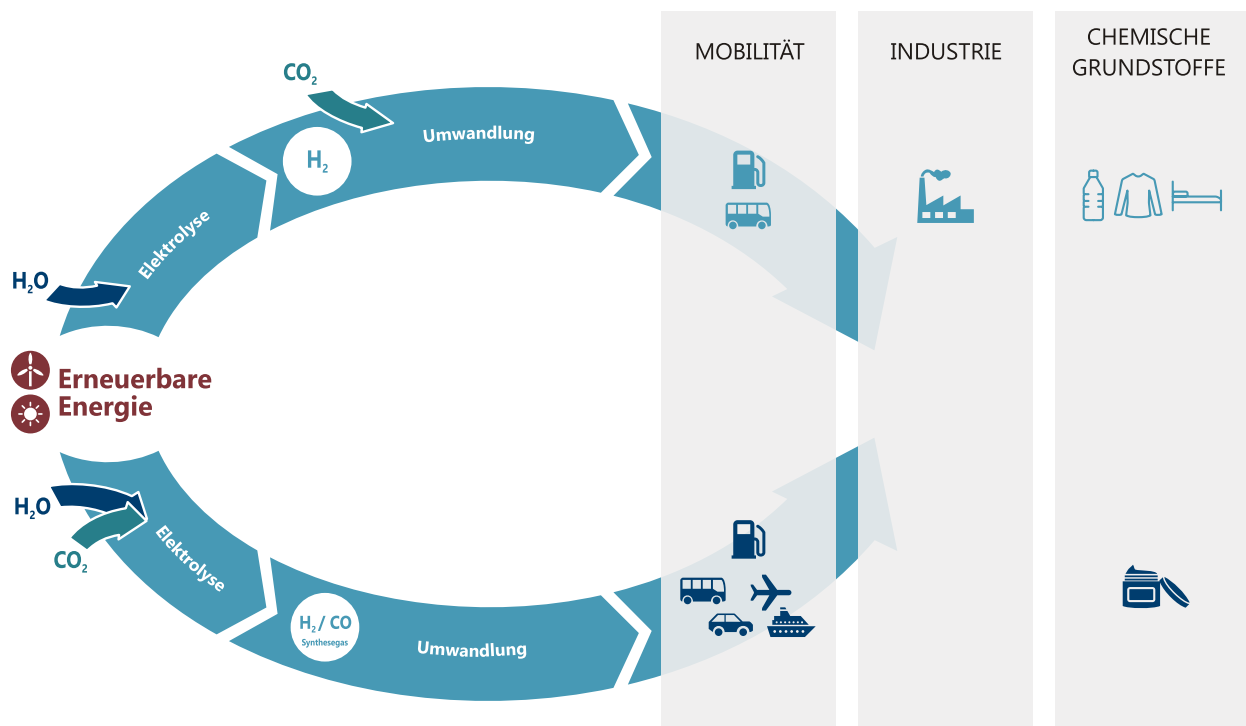


A. WEITERENTWICKLUNG DES PROJEKTES IN PHASE II

1. Projektaufbau, Wertschöpfungsketten und Produkte

Abbildung 1.1:
Schematische Darstellung des
Projektaufbaus P2X II, inklusive der
detaillierten Produkte in den einzelnen
Anwendungsfeldern, entsprechend
der beiden Energievektoren Wasserstoff
(oben) und Synthesegas (unten).

Ziel der 1. Phase des Kopernikus-Projektes P2X war es, die technologische Basis für Lösungen zu erforschen, mit denen unter Einsatz erneuerbarer Energie stoffliche Energiespeicher, Energieträger und chemische Produkte für Anwendungen in den industriellen Leitmärkten Energie, Transport/Verkehr und Chemie wirtschaftlich, umweltfreundlich und auf die gesellschaftlichen Bedürfnisse abgestimmt produziert werden können. Im Rahmen der erfolgreichen Projektarbeit ist es gelungen, die Handlungs- und Anwendungsfelder inhaltlich und strukturell eng miteinander zu verzahnen und so vielversprechende Optionen für die 2. Phase der „Validierung“ zu identifizieren. Ausgewählte



Technologien, die in den einzelnen Forschungsclustern der 1. Phase untersucht wurden, sind in der 2. Phase zu den zwei Technologiepfaden „Wasserstoff als Energievektor“ und „Synthesegas als Energievektor“ gebündelt und zu vollständigen Wertschöpfungsketten weiterentwickelt worden. Diese Fokussierung und Konkretisierung der Forschungsarbeiten ermöglicht die wissensbasierte Validierung der Technologie-Komponenten anhand vielversprechender Anwendungsfälle.

Der Technologiepfad „Wasserstoff als Energievektor“ beginnt mit der Weiterentwicklung der PEM-Elektrolyse aus der 1. Phase. Der so bereitgestellte Wasserstoff kann in vielen Sektoren und Branchen direkt eingesetzt werden. P2X II untersucht und entwickelt konkret die Technologien zur Betankung von Wasserstoffbussen im Bereich der Mobilität sowie die Beheizung von Schmelzwannen in der Glasherstellung im Industriesektor. Für die Nutzung von Wasserstoff in der Chemiebranche wird die Hydrierung von CO₂ zur Herstellung unterschiedlicher Polymeranwendungen untersucht. Auf diese Weise kann Wasserstoff als Energieträger im Mobilitäts- und Industriesektor sowie zur nichtenergetischen stofflichen Nutzung zur Herstellung von Kunststoffen erforscht und validiert werden.

Am Beginn des Technologiepfades „Synthesegas als Energievektor“ stehen die Hoch- und Niedertemperatur-Elektrolyse, die für die weiteren Umwandlungsschritte Synthesegas in unterschiedlichen Verhältnissen bereitstellen. Dabei stehen zwei Hauptstränge im Fokus: Für die Herstellung von kohlenwasserstoffbasierten Kraftstoffen aus Synthesegas für den Mobilitätssektor liegt der Fokus auf der Weiterentwicklung dezentraler modularer Anlagen unter Nutzung der Hochtemperatur-Co-Elektrolyse. Dabei wird ausschließlich die Fischer-

Tropsch Technologie weiterentwickelt, welche ein breites Produktportfolio von synthetischem Kerosin bis hin zu Benzin und Diesel eröffnet. Die Niedertemperatur-Co-Elektrolyse wird auf Basis der silberbasierten Elektroden zur direkten Kopplung mit der Synthesegas Fermentation weiterentwickelt und skalierbar gemacht. Als konkretes Produkt werden nur C₄-Derivate als Bausteine adressiert, die ein Potenzial in hochwertigen Kosmetikanwendungen aufweisen, wodurch langfristig eine Marktreife auch für andere Sektoren vorbereitet wird.

Die auf diese Weise weiterentwickelte Technologieforschung wird weiterhin durch den Roadmapping-Prozess begleitet, um die technologischen Entwicklungen möglichst frühzeitig in den Kontext der Energiewende einzubetten, ökologische, ökonomische und sozial relevante Aspekte zu erfassen und diese Erkenntnisse in den Entwicklungsprozess einfließen zu lassen. Analog zur Weiterentwicklung der Technologie wurde auch die Begleitforschung in der zweiten Phase weiterentwickelt. So wurde das Kopernikus Satellitenprojekt SPIKE (Systemanalyse und -integration Power-to-X im Kontext von erneuerbarer Elektrizität als Primärenergie), vollständig integriert. Das in SPIKE entwickelte Modell, welches die Entwicklung unterschiedlicher PtX-Verfahren in das Energiesystem Deutschlands einbettet und in definierten Szenarien optimiert, bildet in Phase II die Grundlage zur Einordnung der Anwendungspfade sowie der weiteren ökologischen und ökonomischen Betrachtungen und der Potenzialanalyse in den Kontext des sich wandelnden Energiesystems. Damit wird die Konsistenz der Ergebnisse der unterschiedlichen Analysen sichergestellt. Die zusätzlich durchgeführte Potenzialanalyse hat zum Ziel, solche Faktoren und Parameter herauszuarbeiten, die maßgeblichen Einfluss auf die verfügbaren Mengen von PtX-Produkten haben, und zwar sowohl in der Eigenproduktion innerhalb Deutschlands als auch für Importe.

2. Aufbau der Roadmap 3.0

Das Dokument teilt sich in insgesamt vier Hauptabschnitte, wobei Abschnitt B das Herzstück des Roadmapping-Prozesses widerspiegelt. Neben einem kurzen Abriss der methodischen Grundlagen werden die Zwischenergebnisse der Bewertungsarbeiten der zweiten Phase seitens der Energiemodelle, detaillierter ökologischer und techno-ökonomischer Analysen sowie Analysen der sozialen Akzeptanz und der Potenziale einzelnen Wertschöpfungsketten dargestellt. Für detailliertere Erläuterungen zu den verwendeten Methoden wird auf Roadmap 1.0 und 2.0 [4], [5] verwiesen und zu den getroffenen jeweiligen Modellannahmen, Parametern usw. auf den technischen Anhang, welcher digital verfügbar ist¹.

Die Auswertung der Analysen ist entsprechend der Anwendungsfelder, wie in **Abbildung 1** dargestellt, aufgebaut. Dabei wird zunächst der Gesamtkontext der Energiewende aufgespannt und im Anschluss die Anwendungsfelder Verkehr, chemische Grundstoffe und Energieträger in der Industrie detailliert dargelegt. Aufgrund der Relevanz von Wasserstoff für die gesamte Energiewende werden unterschiedliche Infrastruktur- bzw. Transportalternativen in einem zusätzlichen Kapitel behandelt. Für jedes der Anwendungsfelder wird zunächst auf Basis des erstellten Energiemodells der konkrete Kontext und die Entwicklung dargelegt, in den die in P2X II erforschten und im Roadmapping-Prozess analysierten Technologien eingebettet werden. Im Sinne der Projektstruktur werden die Ergebnisse am Ende des Abschnitts B entsprechend der beiden Energievektoren Wasserstoff und Synthesegas zusammengeführt.

In der Roadmap 1.0 aus der ersten Phase des P2X-Projektes wurden, im Sinne der Transparenz und eines offenen Dialogs, relevante Kontroversen hinsichtlich unterschiedlicher noch offener Fragestellungen rund um PtX-Technologien aufgezeigt. Wie dort dargelegt handelt es sich dabei um sehr unterschiedliche Aspekte, die sowohl technischer als auch gesellschaftspolitischer Natur sind. Im weiteren Verlauf des Projektes konnten einige Aspekte der Kontroversen aufgearbeitet und somit weiterentwickelt werden. Der aktuelle Stand dieser Diskussionen wird in Abschnitt C dargelegt.

Abschnitt D gibt eine Zusammenfassung des gesamten Dokumentes sowie die Erwartungen an die Roadmap 4.0, welche auf der einen Seite den Schluss der zweiten und auf der anderen Seite den Beginn der dritten Förderphase markieren wird.

¹ <https://www.kopernikus-projekte.de/p2x>





B. ZWISCHENBILANZ DER ANALYSEN

3. Methodische Hintergründe

Der Roadmapping-Prozess entspricht im Grundsatz einer Begleitforschung, mit dem Ziel, die erforschten Technologien hinsichtlich ökologischer, ökonomischer und sozialer Aspekte zu untersuchen und in den Gesamtkontext der Energiewende einzubetten. Die methodischen Grundlagen dieser einzelnen Untersuchungen werden in den folgenden Unterkapiteln dargelegt.

Dabei bildet das Energiemodell eine deutliche Erweiterung der Arbeiten aus Phase I, indem die Modelle des Satellitenprojektes SPIKE aus Phase I und des Energiemodells, welches innerhalb von P2X I durch die TU München (TUM) erstellt wurde, miteinander gekoppelt werden.

Die Analysen zu den ökologischen und ökonomischen Aspekten basieren weiterhin auf den methodischen Grundlagen, die bereits in der Roadmap 1.0 und 2.0 ausführlich dargelegt wurden, sodass an dieser Stelle lediglich notwendige Ergänzungen aufgeführt werden. Für eine detaillierte Beschreibung der methodischen Herangehensweise wird auf die Roadmap 1.0 bzw. 2.0 [\[4\]](#), [\[5\]](#) verwiesen.

Die Methodik zur Erhebung der sozialen Akzeptanz wurde im Vergleich zur Phase I deutlich weiterentwickelt. Eine ausführlichere Erläuterung der Herangehensweise in Phase II ist entsprechend Kapitel 3.4 zu entnehmen.

Zusätzlich zu den bisherigen Analysen (LCA, TÖA, soziale Akzeptanz) wird in Phase II eine Potenzialanalyse durchgeführt, für die sowohl eine neue methodische Herangehensweise als auch ein entsprechendes Berechnungs-Tool entwickelt wurde. Eine ausführliche Beschreibung dieser erweiterten Analyse findet sich in Kapitel 3.5.

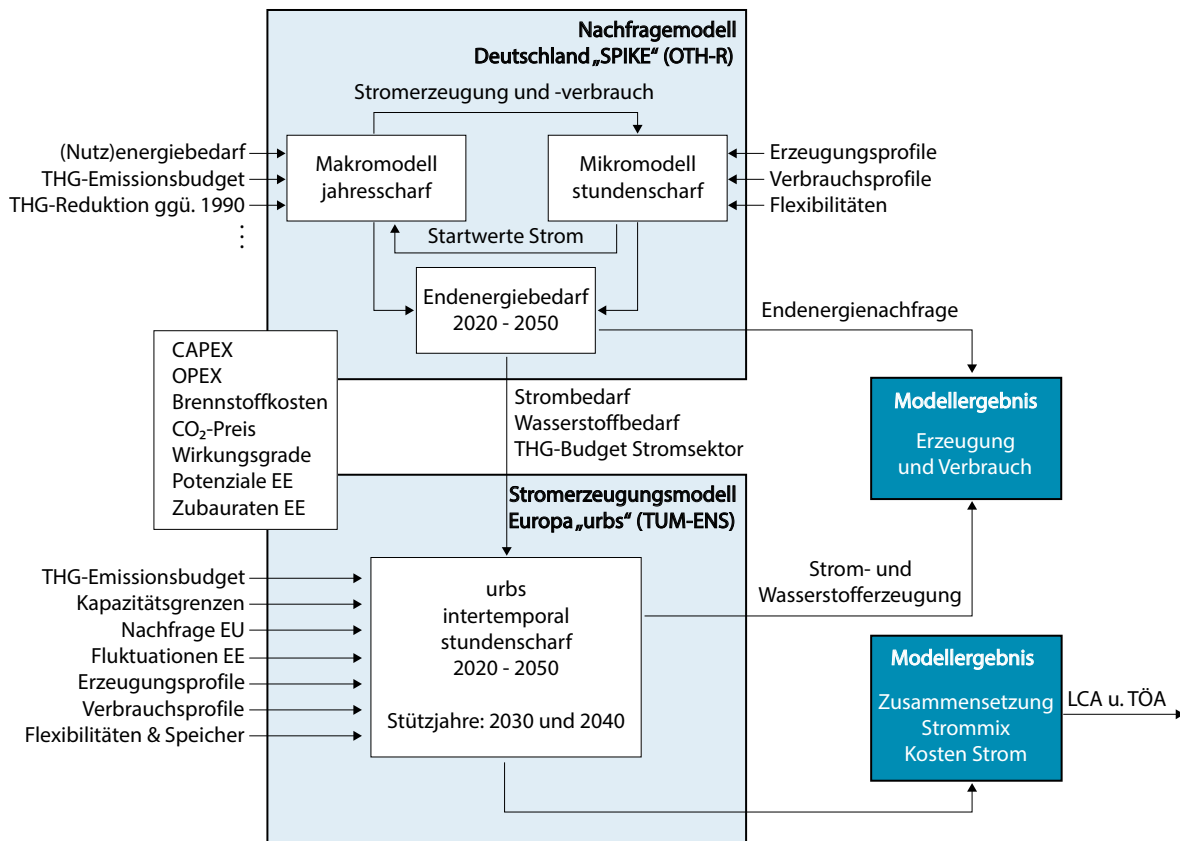


Abbildung 3.1: Schematische Darstellung der Energiemodelle und deren Schnittstellen.

3.1 Energiemodell

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

Das in dieser Roadmap genutzte Energiemodell setzt sich im Wesentlichen aus zwei Einzelmodellen zusammen, die über definierte Schnittstellen miteinander gekoppelt sind. Dies ist einerseits das Nachfragemodell „SPIKE“ der OTH Regensburg (OTH-R), bestehend aus Makro- und Mikromodell, und andererseits das Energiemodell „urbs“ der TU München (TUM-ENS).

Abbildung 3.1.

Das Modell der OTH hat seine große Stärke in dem hohen Detaillierungsgrad der Nachfrageabbildung von H₂/PtX-Produkten und -Pfadern. Alle bisherigen Studien und Modelle in der Literatur haben nicht diesen Feinheitsgrad. Im Makromodell SPIKE der OTH Regensburg erfolgt eine Gesamtsystemoptimierung innerhalb der Jahre 2020 und 2050 mit einer

zeitlichen Auflösung von einem Jahr. Dabei wird das Energiesystem so transformiert, dass die kumulierten Gesamtkosten unter Einhaltung bestimmter Randbedingungen einen minimalen Wert erreichen. Für das Jahr 2020 lagen zum Zeitpunkt der Modellierung nicht alle notwendigen Daten der Erzeugung und des Verbrauchs vor. Diese waren lediglich vollständig für das Jahr 2017 gegeben. Daher wurden die Jahre 2018, 2019 und 2020 in die Modellierung miteinbezogen, alle verfügbaren Zahlen entsprechend hinterlegt und die fehlenden Daten dieser Jahre modelliert. Somit entsprechen die Angaben für das Jahr 2020 nicht immer den Werten in den offiziellen Statistiken. Da im Makromodell lediglich Jahresenergiemengen betrachtet werden, bleiben hier zeitliche Fluktuationen der Erzeugung und des Verbrauchs unberücksichtigt. Daher werden die modellierten Jahresenergiemengen des Makromodells an das Mikromodell übergeben und über Last- und Erzeugungsprofile in Stundenwerte umgerechnet. So erfolgt im Anschluss eine stundenscharfe lineare Optimierung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs (inklusive Strom für Power-to-X). Diese

stündlich aufgelösten Ergebnisse werden daraufhin wieder zu Jahresenergiemengen aufaddiert. Sie stellen zusammen mit den unveränderten Werten des Makromodells (alle Technologien, die weder Strom erzeugen oder benötigen) das finale Ergebnis des betrachteten Jahres dar. Weiterhin dienen sie als neue Anfangswerte für die elektrischen Erzeuger und Verbraucher des nächsten Durchlaufs der Langfristmodellierung, dessen Startjahr damit um ein Jahr erhöht wird. Dieses Verfahren erfolgt sukzessive bis zum Zieljahr 2050. Als Randbedingungen werden unter anderem die Deckung des Energiebedarfs zu jedem Zeitpunkt, die Einhaltung eines vorgegebenen Treibhausgasbudgets (THG-Budget) sowie die Reduktion der THG-Emissionen gegenüber 1990 vorgegeben. Weitere Annahmen und Randbedingungen werden im Lauf dieses Kapitels und im technischen Anhang (Kapitel 3.1) erläutert.

Der stündlich aufgelöste Bedarf an Strom, Wasserstoff und Wasserstoffderivaten für die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 wird an das Energiemodell des TUM-ENS übertragen. Zudem werden die Zahlen zu den emittierten Treibhausgasen des Stromsektors in Deutschland übergeben, da die Stromerzeugung in diesem Modell unter Berücksichtigung der Energienetze und Energiespeicher sowohl in Deutschland als auch in Europa optimiert wird. Damit wird gewährleistet, dass die Emissionen der deutschen Stromerzeugung in beiden Energiemodellen gleich sind und das maximale THG-Budget in Deutschland nicht überschritten wird.

Das verwendete Energiemodell urbs der TUM-ENS ist ein lineares Optimierungsmodell zur Ausbau- und Einsatzplanung [6]. Es kam bereits bei der Erstellung der Ergebnisse in Roadmap 1.0 sowie 2.0 zum Einsatz. In dieser Projektphase wurde auch das europäische Ausland in das Modell eingebunden, was eine detailliertere Betrachtung grenzüberschreitender Transportflüssen zulässt. Optimierungsziel sind dabei die günstigsten Systemkosten. Das Modell ermittelt demzufolge den aus volkswirtschaftlicher Sicht kostengünstigsten Ausbau des Systems und den damit verbundenen Einsatz der Kraftwerke, Elektrolyseure, Übertragungsleitungen und Speicher. Zusätzlich dazu werden Randbedingungen vorgegeben, die die Gesamtemissionen, die jährlichen Zubauraten an erneuerbaren Energien sowie Kapazitätsgrenzen der verwendeten Technologien beschränken. Die Optimierung des Strom- bzw. Wasserstoffsystems erfolgt stundenscharf in ganz Europa auf Länderebene, mit einer intertemporalen Ausbauplanung von 2020 bis 2050 mit den Stützjahren 2030 und 2040. Dies erlaubt einen ganzheitlichen Ansatz zur Optimierung des Stromsystems bis zum Jahre 2050.

Die europäischen Emissionsziele werden als Gesamtbudget übernommen (s. Abschnitt 4.1.2), für die Emissionen aus Deutschland werden zusätzlich noch spezifische jährliche Grenzwerte bestimmt, um die Konsistenz mit dem Modell SPIKE der OTH Regensburg zu gewährleisten. Um die hinterlegte Nachfrage zu decken, wird ein Kraftwerkspark in jedem Land benötigt. Unter Berücksichtigung der Randbedingungen aufgrund von Beschränkungen der Treibhausgasemissionen sowie durch den steigenden CO₂-Preis auf der einen Seite und die zeitliche und örtliche Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien und Zubauraten auf der anderen Seite optimiert urbs den Stromsektor in ganz Europa. Zusätzlich dazu stehen Flexibilitäten wie Übertragungsleitungen (je nach Szenario für Strom und Wasserstoff) und Speicheroptionen (Pumpspeicher, Batteriespeicher und Salzkavernen für Wasserstoff) zur Verfügung. Ergebnis der Modellierung sind die installierten Kapazitäten der Kraftwerke und der Elektrolyseure sowie der Speicher- und Transportoptionen in Europa. Gleichzeitig gibt das Modell stündliche Erzeugungsprofile sowie die Zeitreihen der Speicherbewirtschaftung und der Import-/Exportströme aus. Nachdem auch andere Tasks die Ergebnisse der Energiemodellierung benötigen, wurde zunächst eine Einzeljahresbetrachtung durchgeführt, die sich als zeitsparender in der Berechnung erwiesen hat. Diese Ergebnisse wurden an die Tasks LCA und TÖA übergeben. Daraufhin wurde die oben beschriebene intertemporale Ausbau- und Einsatzplanung durchgeführt. Der Mehrwert dieser intertemporalen Betrachtungsweise liegt in der ganzheitlichen Optimierung des gesamten Zeitraums. Dies erlaubt dem Modell eine Vorausschau in alle Folgejahre. Investitionsentscheidungen berücksichtigen also nicht nur die Situation des aktuellen Jahres, sondern können auch die zukünftige Entwicklung der Rahmenbedingungen in die Optimierung miteinbeziehen. Somit kann es sich beispielsweise als günstiger erweisen, zukünftige Investitionen vorzuziehen und gleichzeitig Investitionen in Technologien zu vermeiden, die zu späteren Zeitpunkten nicht mehr wirtschaftlich sind.

3.2 Life Cycle Assessment

Autoren: Jan Wyndorps, Niklas von der Assen

Das Life Cycle Assessment (LCA) wird zur ökologischen Bewertung der P2X-Wertschöpfungsketten verwendet. Es beruht auf den ISO Standards 14040 und 14044 [7], [8] und betrachtet die Umweltauswirkungen im Verlauf des Lebensweges eines Produktes. Durch den ganzheitlichen Ansatz wird sichergestellt, dass alle vorgelagerten und nachgeschalteten Prozesse berücksichtigt werden. Hiermit können die treibenden Faktoren, sogenannte „Hot Spots“, innerhalb einer Wertschöpfungskette identifiziert werden und gegenläufige Entwicklungen in anderen Umweltkategorien früh erkannt werden.

Im Folgenden werden die grundlegenden Annahmen der durchgeführten Bewertung eingeführt. Eine ausführliche Darstellung der Methodik ist in der Roadmap 1.0 gegeben [4].

BEZUGSRAUM

Die Bewertung der P2X-Wertschöpfungsketten erfolgt für einen industriellen Einsatz in Deutschland in kontinuierlicher Betriebsweise. Für Technologien, die sich in niedrigen Entwicklungsstadien befinden, wurden zusammen mit den technischen Partnern Abschätzungen für die zukünftige Entwicklung und das Anlagen Scale-Up getroffen. Eine Betrachtung diskontinuierlicher Betriebsweisen ist in der Roadmap 2.0 zu finden [5].

Zur Bereitstellung von CO₂ werden Direct Air Capture (DAC) Anlagen betrachtet, die CO₂ aus der Umgebungsluft abscheiden. Grundsätzlich eignen sich viele CO₂-Quellen für den Einsatz in PtX-Anlagen. Industrielle Punktquellen sind zum Teil ohne zusätzlichen Aufwand zu nutzen (z.B. Ammoniak-Synthese) oder können an die Verbrennung fossiler Brennstoffe geknüpft sein (z.B. Braunkohle-Kraftwerk mit CO₂-Abscheidung). Die unterschiedlichen CO₂-Quellen und ihre Abhängigkeiten vom Energiesystem werden in der Roadmap 2.0 diskutiert [5]. Direct Air Capture Anlagen sind unabhängig vom Energiesystem und ermöglichen bei der Herstellung von PtX-Kraftstoffen einen geschlossenen Kohlenstoffkreislauf. Die technischen Prozessdaten der Direct Air Capture Anlage werden vom Partner Climeworks bereitgestellt.

DATENGRUNDLAGE & WIRKUNGSABSCHÄTZUNGSMETHODEN

Der Projektverbund umfasst eine Vielzahl technischer Partner*innen, sodass für viele der Technologien die Prozessdaten direkt ausgetauscht werden. Für das Hintergrundsystem dient die Datenbank ecoinvent Version 3.6 im Systemmodell „cut-off by classification“ als gemeinsame Grundlage. Durch die Verwendung 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 unterschiedliche Umweltkategorien separat ausgewertet. Hierfür wird einheitlich die Wirkungsabschätzungsmethode ReCiPe 2016 verwendet [9]. **Tabelle 3.1** gibt eine Übersicht über die ausgewählten Umweltkategorien und ihre Referenzeinheiten. Im Vergleich zur Roadmap 2.0 wurden die ausgewählten Methoden vereinheitlicht und um die Umweltkategorie Versauerung ergänzt.

Tabelle 3.1: Übersicht der untersuchten Umweltkategorien.

Umweltkategorie	Wirkungsabschätzungsmethode	Referenzeinheit
Klimawandel	ReCiPe 2016	kg CO ₂ -Äq
Partikel Emissionen	ReCiPe 2016	kg PM2.5-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	jährl. Ernte-Äq.a
Metallverbrauch	ReCiPe 2016	kg Cu-Äq.

3.3 Techno-ökonomische Analyse

Autor*innen: Kerstin Wiesner-Fleischer, Moritz Raab

Im Rahmen der techno-ökonomischen Analyse (TÖA) wird zunächst von den P2X-Wertschöpfungsketten aus den Kapiteln 5–8 der status quo der technischen und ökonomischen Kennzahlen ermittelt. Dies beinhaltet Aspekte wie energetische Wirkungsgrade, stoffliche Ausbeuten sowie die Herstellungs- bzw. Gestehungskosten der jeweiligen Produkte. Auf dieser Basis werden für die Stützjahre 2030 und 2050 perspektivisch die Forschungsaktivitäten der jeweiligen P2X-Wertschöpfungsketten berücksichtigt und daraus das Entwicklungspotenzial für die Zukunft bestimmt. Die techno-ökonomische Analyse ermöglicht einen Vergleich zwischen den neu entwickelten P2X-Technologien und den entsprechenden konventionellen Herstellungsprozessen.

Die Basis jeder TÖA ist die Prozesssimulation der jeweiligen P2X-Wertschöpfungskette. Je nach Komplexität der (Teil-) Prozesse wird hierbei auf Simulationsprogramme wie ASPEN Plus® zurückgegriffen. Mit Hilfe der Simulation werden die erforderlichen Stoff- und Energieströme sowie die Dimensionen des benötigten Equipments (EQP) der jeweiligen P2X-Wertschöpfungskette ermittelt.

Mit den Daten der Prozesssimulation bzw. auf Basis von Eingangsdaten der technischen Entwicklungspartner ergänzt mit Literaturangaben erfolgt die ökonomische Analyse. Die hierbei angewandte Methodik basiert auf Peters, Timmerhaus und West [10] und hat eine Schätzgenauigkeit $\pm 30\%$. 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. Zur Veranschaulichung des Ablaufes der TÖA ist in **Abbildung 3.2** die Methodik mit Aspen Plus® und TEPET als beispielhafte Software für die Prozesssimulation bzw. der Kostenschätzung dargestellt.

Für alle Wertschöpfungsketten werden die gleichen Annahmen und Parameter hinsichtlich Betriebsstunden, Kosten für Betriebsstoffe, Energiepreise, Abschreibung angenommen (eine detaillierte Übersicht ist im Technischen Anhang zu Kapitel 3.1 zu finden). Für die Berechnungen wird als Basisfall der Standort Deutschland mit einem kontinuierlichen Anlagenbetrieb über 8000 h pro Jahr angenommen.

Ausgehend vom heutigen Reifegrad der Technologien wird für die Zieljahre 2030 und 2050 ein Scale Up simuliert, um einen strukturierten und einheitlichen Vergleich zu gewährleisten. Für den Scale Up wird u. a. auf die Expertise der involvierten Projektpartner und auf Prozesssimulationen zurückgegriffen.

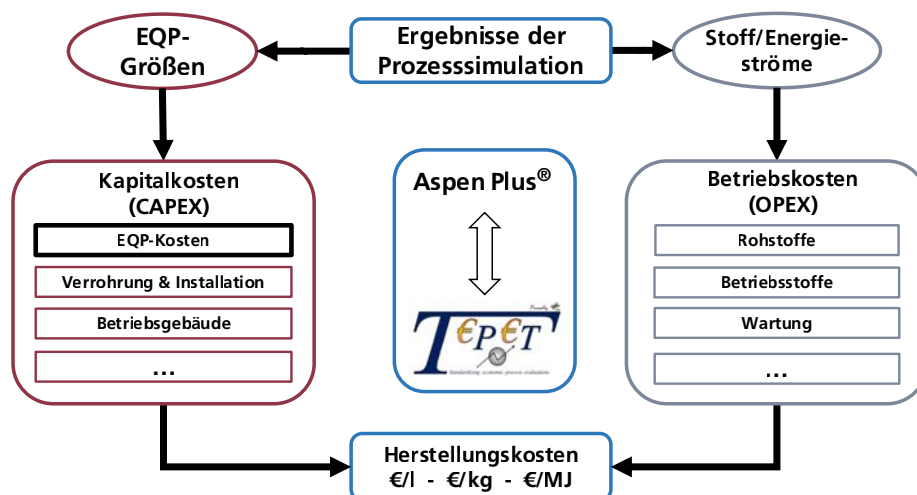


Abbildung 3.2: Methodik der TÖA im Kopernikus P2X-Projekt.

3.4 Akzeptanz

Autor*innen: Jan Hildebrand, Timo Kortsch, Irina Rau

Neben einer schnellen technischen Umsetzung ist für eine erfolgreiche Nutzung von PtX-Technologien innerhalb des Transformationsprozesses der Energiewende die öffentliche Akzeptanz ein wesentlicher Erfolgsfaktor [11], [12]. Studien zeigen eine hohe öffentliche Akzeptanz für verschiedene neue und erneuerbare Energietechnologien in Deutschland [13], [14]. Allerdings sind Energie(infrastruktur-)projekte auch immer wieder Gegenstand von Protesten [15]. In jüngerer Zeit werden Proteste für mehr Nachhaltigkeit zunehmend von jungen Menschen angeführt, wofür die Bewegung Fridays for Future beispielhaft zu nennen ist.

Die Untersuchung zu PtX-Technologien kann dabei auf der Forschung zur Akzeptanz von (erneuerbaren) Energien [12], [16], zum Technologieakzeptanzmodell [17] und auf Modellen des nachhaltigen Konsums [18]–[20] aufbauen. Die Akzeptanz von PtX-Technologien kann als eine positive Bewertung (ggf. einhergehend mit positivem Verhalten), durch verschiedene Akteur*innen (Akzeptanzsubjekte) gegenüber den PtX-Technologien bzw. deren Endprodukten (Akzeptanzobjekten), die in einem bestimmten Kontext stattfindet (Akzeptanzkontext), verstanden werden [21], [22]. Dies ist in **Abbildung 3.3** dargestellt

Nach Wüstenhagen et al. [23] kann die Akzeptanz von PtX nach der im Fokus stehenden Zielgruppe (das Akzeptanzsubjekt) und dem korrespondierenden Akzeptanzobjekt (jeweilige PtX-Technologie) in lokale Akzeptanz (z. B. Anwohnende einer Elektrolyseanlage), Marktakzeptanz (z. B. Konsum-

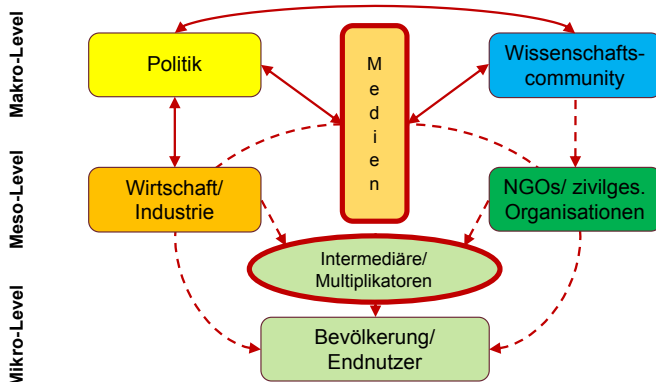


Abbildung 3.3: Akteur*innen der Akzeptanzdiskurse auf verschiedenen Ebenen.

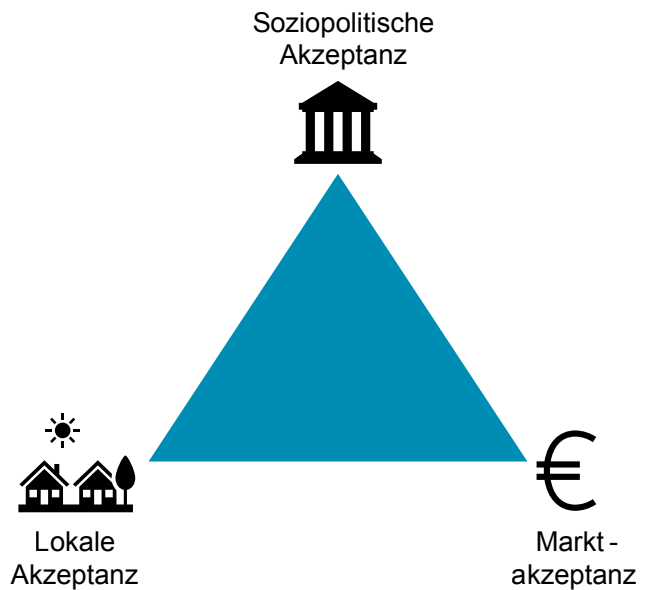


Abbildung 3.4: Akzeptanzdreieck nach Wüstenhagen et al. (2007).

ment*innen eines Consumer-Care-Produkts) und soziopolitische Akzeptanz (z. B. Menschen als Bürger*innen) differenziert werden (siehe **Abbildung 3.4**).

Sowohl Akzeptanzsubjekt als auch Akzeptanzobjekt sind immer eingebettet in einen Akzeptanzkontext zu verstehen, bei dem für PtX u. a. folgende Aspekte relevant sind:

- 1. Soziopolitischer Bereich:** gesellschaftliche Bewegungen und politische Programme (Fridays for Future...), New Green Deal, Nationale Wasserstoffstrategie, europäische Wasserstoffstrategie, konkurrierende gesellschaftliche Herausforderungen (z. B. Zielkonflikte in Kommunen)
- 2. Rechtlicher Bereich:** Nationale Wasserstoffstrategie, RED II
- 3. Wirtschaftlicher Bereich:** Förderbedingungen, Wasserstoff Leitprojekte (H2Giga, H2Mare, TransHyDE), auch Corona (volkswirtschaftlich)

Zusammenfassend wird der Forschungsansatz zur Untersuchung von PtX-Technologien in **Abbildung 3.5** veranschaulicht:

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 sowie die Perspektiven verschiedener Akteursgruppen (Branchen-

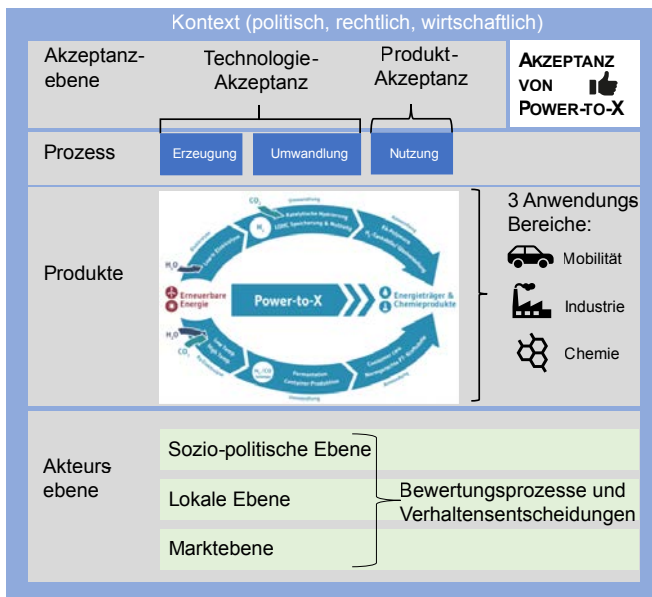


Abbildung 3.5: Forschungsansatz zur Untersuchung der Akzeptanz von PtX-Technologien.

akteur*innen, Verbände, Nutzer*innen, allg. Öffentlichkeit) und Anwendungsbereiche (Mobilität, Chemie, Industrie-anwendungen) abgebildet werden.

Einen besonderen Fokus im P2X-Projekt stellen die schon in der 1. Projektphase adressierten „Invisible Kids“, d.h. junge Erwachsene, dar. Die durch die Schülerin Greta Thunberg initiierte und inzwischen weltweit aktive Bewegung Fridays for Future zeigt, dass junge Generationen ihre Belange bei Zukunftsthemen oft nicht ausreichend beachtet finden. Studien zeigen, dass junge Erwachsene – vor allem junge Frauen – stärker für die Umsetzung der Energiewende und den zügigen Ausbau erneuerbarer Energien eintreten [24], [25]. Im Ranking der Bedeutsamkeit gesellschaftlicher Probleme in Deutschland erhält Umwelt- und Klimaschutz von den „Invisible Kids“ die meisten Stimmen: 80 % der 14- bis 22-Jährigen halten Umwelt- und Klimaschutz 2020 für ein wichtiges oder eher wichtiges gesellschaftliches Thema [26]. Deshalb wurde im Kopernikus-Projekt P2X gezielt die Altersgruppe der 16- bis 25-jährigen [25] in den Blick genommen. Als „Invisible Kids“ werden hier Jugendliche und junge Erwachsene bezeichnet, die bisher in der Diskussion der Energiewende zu unsichtbar geblieben sind. Die Relevanz dieser Akteursgruppe scheint eklatant, da eben diese Generation aufgrund des Alters zukünftig am stärksten von den Veränderungen in den Forschungs- und Transformationsprozessen sowie der Anwendung von PtX-Technologien tangiert sein wird. Zudem zeigt sich eine Veränderung: Junge Erwachsene wachsen heute, im Vergleich zu der aktuell erwachsenen bzw. älteren Generation, unter vollkommen anderen sozialen und politischen Bedingungen auf. Diese spezielle Kohorte der jungen Erwachsenen wird sowohl im Panel als eigenständige Teilstichprobe als auch in der sozialwissenschaftlichen Begleitung von P2X-Sommerwerkstätten für Studierende besonders adressiert.

Einen Methodenbaustein stellt eine repräsentative Bevölkerungsbefragung dar: Für ein generelles Bild zur Akzeptanz von PtX-Technologien wurde im Dezember 2020 eine Onlinebefragung zum Thema Akzeptanz von PtX-Technologien über einen professionellen Paneldienstleister durchgeführt. Dabei wurde eine repräsentative deutschlandweite Stichprobe von N = 1.123 Personen zwischen 16 bis 25 Jahren (junge Erwachsene, „Invisible Kids“) und N = 1.134 Personen im Alter von über 25 Jahre erhoben. Der Fragebogen umfasste verschiedene inhaltliche 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. Die Ergebnisse erklären nicht alleine die gesellschaftliche Akzeptanz von PtX, sondern müssen in Zusammenschau mit den Ergebnissen der anderen methodischen Zugänge (Interviews, Fokusgruppen, Workshops) gesetzt werden. Dennoch liefern sie auf Ebene der sozio-politischen Akzeptanz im Sinne eines Images relevante Hinweise und Tendenzen über gesellschaftliche Wahrnehmungen und Einschätzungen (beliefs) in Bezug auf die mögliche Rolle von PtX-Technologien im Energiesystem allgemein.

Aktuell sind diese Diskussionen um Wasserstoff in industriellen Prozessen, synthetische Kraftstoffe im Verkehrsbereich, oder PtX-Routen als Grundstofflieferant für die chemische Industrie noch stark in Expert*innenkreisen zu verorten und dementsprechend ist der Wissensstand in der Bevölkerung als noch nicht fundiert einzuschätzen. Um die befragten Personen im Panel in die Lage zu versetzen, die Fragen auf gleichem Niveau zu beantworten, erfolgte am Anfang des Fragebogens eine allgemeine Einführung in das Thema PtX. Dabei wurden Informationen über den grundsätzlichen Ansatz von PtX und einzelne Schritte (Energieerzeugung, Umwandlung und Nutzung) sowie weitere spezifische Informationen für die Anwendungsbereiche Mobilität, Industrie und Chemie am Anfang der jeweiligen thematischen Fragebogenbereiche textlich gegeben und grafisch veranschaulicht. Die Informationen sollten zum einen eindeutig und verständlich sein sowie ein Grundverständnis über die Zusammenhänge ermöglichen, gleichzeitig keine Wertung oder weitere Beeinflussung für die spätere Beantwortung beinhalten. Die für die Panelbefragung genutzten Informationsseiten sind im Technischen Anhang aufgeführt.

3.5 Potenzialanalyse

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

3.5.1 Hintergrund, Motivation und Zielstellung der Potenzialanalyse

Ergänzend zu den detaillierten Analysen hinsichtlich ökologischer und ökonomischer Aspekte wird in Phase II des Kopernikus-Projektes P2X eine Potenzialanalyse durchgeführt. Dabei werden gleich mehrere Ziele verfolgt. Einerseits dient die hier entwickelte und durchgeführte Analyse der Strukturierung und Transparenz der Debatte um „das Potenzial der PtX-Technologie“. Andererseits wird basierend auf der entwickelten methodischen Herangehensweise das Potenzial bestimmter PtX-Produkte erhoben und dargelegt, um die relativen Größen der LCA und der TÖA um absolute Größen zu ergänzen und somit die Ergebnisse der einzelnen Analysen gemeinsam mit dem Energiemodell im Projekt in einen Gesamtkontext zu stellen.

Der Begriff des Potenzials ist allgegenwärtig, insbesondere im Kontext erneuerbarer Energien und neuer Technologien wie PtX. Es existieren zahlreiche Veröffentlichungen, die die Potenziale für unterschiedliche Länder und Regionen erheben und ausweisen [27], [28]. Dennoch fällt eine konkrete allgemeingültige Definition „des Potenzials“ schwer, da teilweise unterschiedliche Potenzialbegriffe genutzt werden, in denen wiederum die zeitlichen und geographischen Betrachtungsräume, einbezogene Bewertungskriterien usw. entweder variieren, oder die Unterschiede und zugrundeliegenden Parameter häufig nicht klar genug dargelegt werden.

Die gängigste Unterscheidung von Potenzialen wird durch ein „theoretisches“, „technisches“ und häufig auch „umsetzbares“ oder „realistisches“ Potenzial ausgedrückt [29]. Im Sinne erneuerbarer Energien gibt das theoretische Potenzial z. B. die Strombereitstellung aus PV-Anlagen wieder, und zwar nur unter der Berücksichtigung der Strahlungsenergie der Sonne auf die Erde. Das technische Potenzial würde in diesem Beispiel zusätzlich zur Strahlungsenergie die technische Umsetzbarkeit, z. B. in Form des Wirkungsgrades der PV-Anlage wiedergeben. Hinter dem Begriff „umsetzbares“ oder „realistisches“ Potenzial verbergen sich jedoch bereits häufig unterschiedliche Faktoren, sodass man hier nicht von einer einheitlichen Definition sprechen kann. Folglich fallen ein Vergleich und die Einordnung von Potenzialen aus unterschiedlichen Studien sehr schwer. Zudem werden in (öffentlichen) Debatten die Unterschiede

zwischen den unterschiedlichen Potenzialbegriffen häufig ausgeblendet und es wird von „dem Potenzial“ gesprochen, sodass nur noch schwer nachvollzogen werden kann, um welches Potenzial es tatsächlich geht und was notwendig ist, um dieses Potenzial auszuschöpfen.

Um die in P2X II durchgeführte Potenzialanalyse möglichst transparent und nachvollziehbar zu gestalten, wird zunächst eine konsistente und allgemeingültige Methodik erarbeitet, am Beispiel Deutschlands validiert und zuletzt auf andere Länder und Regionen ausgeweitet und angewendet. Dabei ist es ausdrücklich nicht das Ziel dieser Potenzialanalyse, die Regionen mit den höchsten Potenzialen zur Herstellung von PtX zu identifizieren da hierzu bereits zahlreiche Studien und Projekte (z.B. MENA-Fuels) existieren [27], [30]. Vielmehr ist es das Ziel mit der gewählten Herangehensweise alle relevanten Faktoren, die das Potenzial von PtX-Anlagen und -Produkten beeinflussen, zunächst individuell zu identifizieren, anschließend mögliche Wechselwirkungen zwischen diesen zu erfassen und, soweit möglich, diese zu quantifizieren. Auf dieser Basis soll einerseits die Debatte um Potenziale von PtX strukturierter und transparenter gestaltet werden. Andererseits wird untersucht und gezeigt, wie sich gegebene Voraussetzungen und mögliche Entwicklungen (hinsichtlich technischer, industrieller, wirtschaftlicher, politischer und sozialer Aspekte) auf die Implementierung von PtX-Technologien und ggf. den Export von PtX-Produkten auswirken. In diesem Zusammenhang ist die aktuelle Situation und mögliche Entwicklungsperspektiven des jeweiligen Exportlandes von großer Relevanz, wird bei den gängigen oben erwähnten Potenzialstudien aber häufig nicht ausreichend berücksichtigt. Jedoch können die nationalen Ziele und Ambitionen die zum Export verfügbaren PtX-Mengen stark beeinflussen – dazu kann z. B. die Priorisierung der Versorgung des nationalen Bedarfs an erneuerbarem Strom oder PtX-Produkten, sowie wichtiger Grundressourcen wie Wasser gehören. Diese Aspekte sind Gegenstand der dedizierten Länderanalysen, welche noch im Projektverlauf durchgeführt werden. Auch die zeitliche Entwicklung der für das Potenzial relevanten Faktoren sowie das Wechselspiel zwischen Angebot und Nachfrage ist von großer Bedeutung und explizit Gegenstand der Untersuchung.

Als zentrales Ergebnis dieser Potenzialanalyse steht am Ende der Projektlaufzeit ein interaktives, öffentlich zugängliches Tool zur Verfügung, mit dem sich die relevanten Stellschrauben für ein Land variieren lassen und den Nutzenden quasi simultan das entsprechende Potenzial eines ausgewählten PtX-Produktes angezeigt wird.

Die folgenden Unterkapitel beschreiben die methodische Herangehensweise sowie die bisherige Umsetzung. Gegenwärtig wird das interaktive Tool aufgebaut und auf Deutschland angewandt, um die methodische Herangehensweise zu validieren. In der verbleibenden Projektlaufzeit findet noch eine entsprechende Anpassung und Erweiterung des Tools sowie die Analyse ausgewählter Länder statt; ein kleiner Ausblick hierzu ist in Kapitel 14 gegeben.

3.5.2 Methodische Herangehensweise

Um eine transparente und strukturierte Diskussion und Einordnung von PtX-Potenzialen zu ermöglichen, wird zwischen Kriterien und Potenzialebenen unterschieden. Kriterien werden als quantitativ erfassbare und qualitativ beschreibbare Einflussgrößen definiert, welche den Aufbau und Betrieb von PtX-Anlagen sowie die Distribution der jeweiligen PtX-Produkte beeinflussen. Für die PtX-Technologien wurden 15 solcher Kriterien identifiziert und für eine bessere Übersicht in Cluster gegliedert (vgl. **Abbildung 3.6** und detaillierte Aufschlüsselung im technischen Anhang, Kapitel 3.5.1). Die Verfügbarkeit von Grundressourcen und Infrastrukturen, der Stand der Industrialisierung inkl. der Branchenstruktur sowie der politische Rahmen werden maßgeblich Einfluss auf die Umsetzbarkeit einer PtX-Anlage haben, je nachdem wie die Kriterien erfüllt sind. Liegen z. B. alle Grundressourcen vor (vgl. **Abbildung 3.6**), so sind bereits wichtige Grundvoraussetzungen für den Aufbau von PtX-Anlagen erfüllt. Existieren zudem bereits für PtX relevante Teile der Infrastruktur, wie z. B. ein robustes Stromnetz, Pipelines und Hafenterminals für einen möglichen Im- und Export, kann dies eine Umsetzung der PtX-Technologie zusätzlich beschleunigen. Fehlen diese Infrastrukturen, ist ein Aufbau selbstverständlich dennoch möglich, wird jedoch vermutlich höhere Investitionen und mehr Zeit in Anspruch nehmen und zu einer zeitlichen Verschiebung im Potenzial führen.

Die Potenzialebenen orientieren sich an der häufig verwendeten Unterscheidung zwischen theoretischem und technischem Potenzial, werden jedoch explizit um die wirtschaftliche, politische und soziale Potenzialebene erweitert. Die verschiedenen Potenzialebenen bilden unterschiedliche Teilmengen des theoretischen Potenzials ab, wobei es zu Schnittmengen kommen kann. Die theoretische Potenzialebene entspricht jenem Potenzial, welches theoretisch verfügbar ist und somit keinerlei weiteren Restriktionen unterliegt, die sich bspw. aus Umwelt- oder Klimaschutzgründen sowie sozialen, politischen, technischen oder ökonomischen Rahmenbedingungen ergeben. Die technische Potenzialebene entspricht jenem Potenzial,

das gemäß dem gegenwärtigen Stand der Technik realisiert werden kann. Die wirtschaftliche Potenzialebene entspricht jenem Potenzial, das an einem Standort wirtschaftlich darstellbar ist und konkurrenzfähige Produkte erzeugen kann. In der politischen Potenzialebene werden politisch festgelegte Zielsetzungen, Rahmenbedingungen und Regularien wie z. B. Ausbauziele bestimmter Technologien, Förderquoten, zu erreichende Emissionsreduktionsziele usw. berücksichtigt. In der sozialen Potenzialebene werden z. B. die Zustimmung (oder Ablehnung) unterschiedlicher Stakeholder*innen hinsichtlich der Implementierung der neuen Technologien sowie der damit hergestellten Produkte einbezogen. Die Schnittmenge dieser Potenzialebenen kann dann als realistisches Potenzial definiert werden, d. h. als das Potenzial, welches realistischere Weise mit allen Restriktionen aber auch fördernden Mechanismen aus dem Zusammenspiel der unterschiedlichen Ebenen erreicht werden kann.

Für eine möglichst transparente Erfassung des PtX-Potenzials werden die fünf definierten Potenzialebenen in jedes Kriterium eingebettet, d. h. die Potenzialebenen werden zunächst für die einzelnen Kriterien erhoben und nicht direkt als Ganzes für PtX. Indem die Potenzialebenen zunächst für die relevanten Kriterien erhoben werden, lassen sich die jeweiligen Einflüsse und Wechselwirkungen deutlich genauer untersuchen. Erst aus der Summe ergibt sich das Potenzial für PtX-auf der jeweiligen Ebene.

Sowohl die Potenzialebenen als auch die Kriterien unterliegen Wechselwirkungen und können somit nicht isoliert voneinander betrachtet werden. Diese Wechselwirkungen zwischen den Potenzialebenen kann am Beispiel des Kriteriums „Flächenverfügbarkeit“ illustriert werden. Die Flächenverfügbarkeit hat direkte Auswirkungen auf die zur Verfügung stehende Menge erneuerbarer Energien (vorrangig Wind- und PV-Strom); je größer die zur Verfügung stehende Fläche ist, desto größer ist auch das Potenzial zur Erzeugung erneuerbaren Stroms. Für das theoretische Potenzial der Windkraft ließe sich die gesamte Fläche einer Region bebauen. Dies wird aus rein technischer Sicht nicht umsetzbar sein, da auch hier technisch bedingte Mindestabstände eingehalten werden müssen und bspw. topographisch unzugängliche Flächen, z. B. mit extremen Gefällen, nicht bebaut werden können. Politische Rahmenbedingungen werden weiterhin regulieren, welche Flächen bebaut werden dürfen, unter Berücksichtigung bestehender Bebauungspläne, Abstandsregelungen usw. Der Ausbau von Windkraftanlagen in Deutschland zeigt hierbei besonders das Wechselspiel zwischen sozialer Akzeptanz, politischen

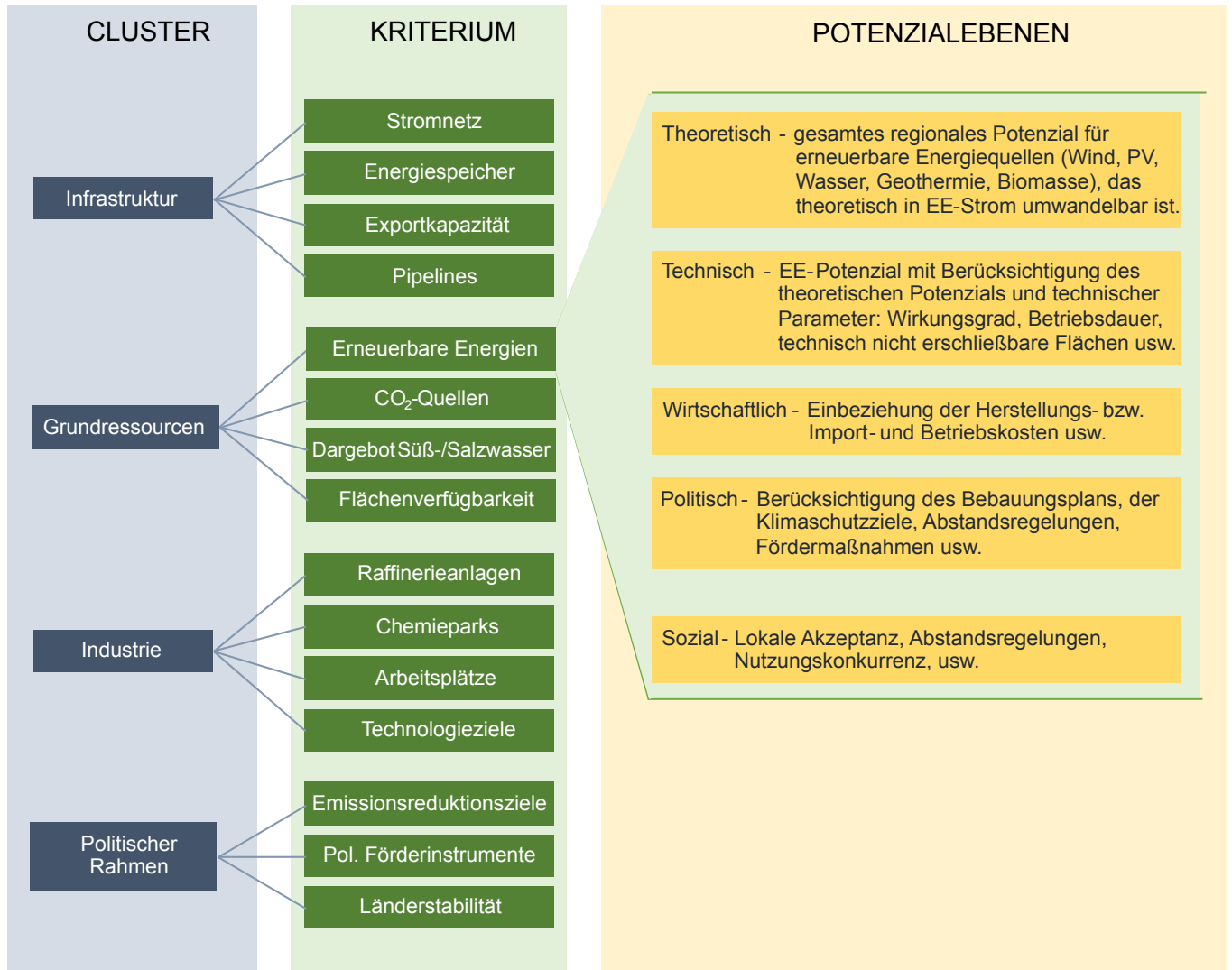


Abbildung 3.6: Aufteilung der thematisch geclusterten Kriterien, die für PtX-Technologien relevant sind. Die Potenzialebenen werden für jedes Kriterium entsprechend definiert und sind hier am Beispiel des Kriteriums „Erneuerbare Energien“ erläutert. Die ausführliche Liste ist dem Technischen Anhang (Kapitel 3.5.1) zu entnehmen.

Regelungen und dem schlussendlich realisierbaren bzw. umgesetzten Potenzial. So ist die lokale, soziale Akzeptanz zum Aufbau von onshore-Windkraftanlagen in einigen deutschen Regionen sehr gering und würde in diesen Regionen das realistische Potenzial weiter einschränken. An diesem konkreten Beispiel der Windkraftanlagen wird auch die Wechselwirkung unterschiedlicher Ebenen deutlich, da bspw. die mangelnde Akzeptanz in Bayern auf politischer Ebene durch eine Erhöhung der Abstandsregelungen von Windkraftanlagen zu bebauten Gebieten rechtlich verallgemeinert wurde [31].

Dabei bleibt zu beachten, dass die Kriterien sowie darunterliegenden Potenzialebenen keine Hierarchie durchlaufen und nicht zwangsläufig einschränkender Natur sind, wie es in obigem Beispiel der Fall ist. Beispielsweise können politische Förderinstrumente dazu führen, dass Technologien aufgebaut und langsam in den Markt ausgerollt werden, die ohne eine Förderung unwirtschaftlich wären. Damit wäre das Potenzial auf politischer Ebene größer als auf wirtschaftlicher Ebene.

Aus der Liste der Kriterien sowie der exemplarisch dargestellten spezifischen Potenzialebenen für erneuerbare Energien wird ersichtlich, dass nicht jedes Kriterium quantifizierbar ist. Während sich bspw. das politische Potenzial hinsichtlich festgelegter Abstandsregelungen erneuerbarer Energien aus Windkraft, quantifizieren lässt, ist z. B. der Einfluss politischer Regularien wie zur Verfügung gestellte Fördersummen, Grenzwerte oder die lokale Akzeptanz der Bevölkerung kaum konkret zu beziffern. Die Kriterien zielen daher darauf ab, eine möglichst vollständige Beschreibung der Einflüsse auf die Etablierung von PtX-Technologien zu beschreiben, wenn gleich einige der Kriterien und ihre möglichen Wechselwirkungen „nur“ qualitativ erfasst werden können.

Bei allen Kriterien und Potenzialebenen bleibt außerdem zu beachten, dass sie zeitlichen Änderungen unterliegen: Technische Wirkungsgrade werden stetig gesteigert, Förderinstrumente werden angepasst oder können vollständig entfallen, soziale Akzeptanz kann durch entsprechende Maßnahmen positiv beeinflusst werden usw. Um die Entwicklung eines Potenzials abzuschätzen, ist es daher notwendig, den Kriterien eine entsprechende zeitliche Entwicklung zu unterlegen. Auf dieser Basis können, analog zur techno-ökonomischen und ökologischen Analyse die jeweiligen Potenziale zu unterschiedlichen Zeitpunkten in der Zukunft abgeschätzt werden.

Ein weiterer relevanter Faktor bei der Erhebung und Einordnung von Potenzialen ist die Berücksichtigung der Dynamik zwischen Angebot und Nachfrage. Denn wird ein Produkt am Markt nicht oder nur zu sehr geringen Mengen nachgefragt, so ist es kaum von Belang, wieviel davon auf der Produktionsseite hergestellt werden könnte.

3.5.3 Umsetzung der Methodik

3.5.3.1 Entwicklung eines interaktiven Tools zur Erfassung unterschiedlicher Einflüsse auf PtX-Potenziale

Um das angebotsseitige Potenzial unterschiedlicher PtX-Produkte erheben zu können wurde eigens ein Tool entwickelt. Die Rahmenbedingungen zu den Berechnungen im Tool sowie das Tool selbst werden in den folgenden Unterkapiteln dargestellt.

Das angebotsseitige Potenzial wird entsprechend der Kriterien und Potenzialebenen in Kapitel 3.5.2 erhoben. Um der zeitlichen Komponente Rechnung zu tragen, werden der gleiche Entwicklungshorizont und die entsprechenden Stützjahre 2030, 2040 und das Zieljahr 2050 wie für die LCA und TÖA herangezogen. Damit wird mittelfristig eine Konsistenz der unterschiedlichen Nachhaltigkeitsanalysen erreicht, die eine Vergleichbarkeit der Zwischen-/Endergebnisse und die Darstellung eines Gesamtbildes ermöglicht.

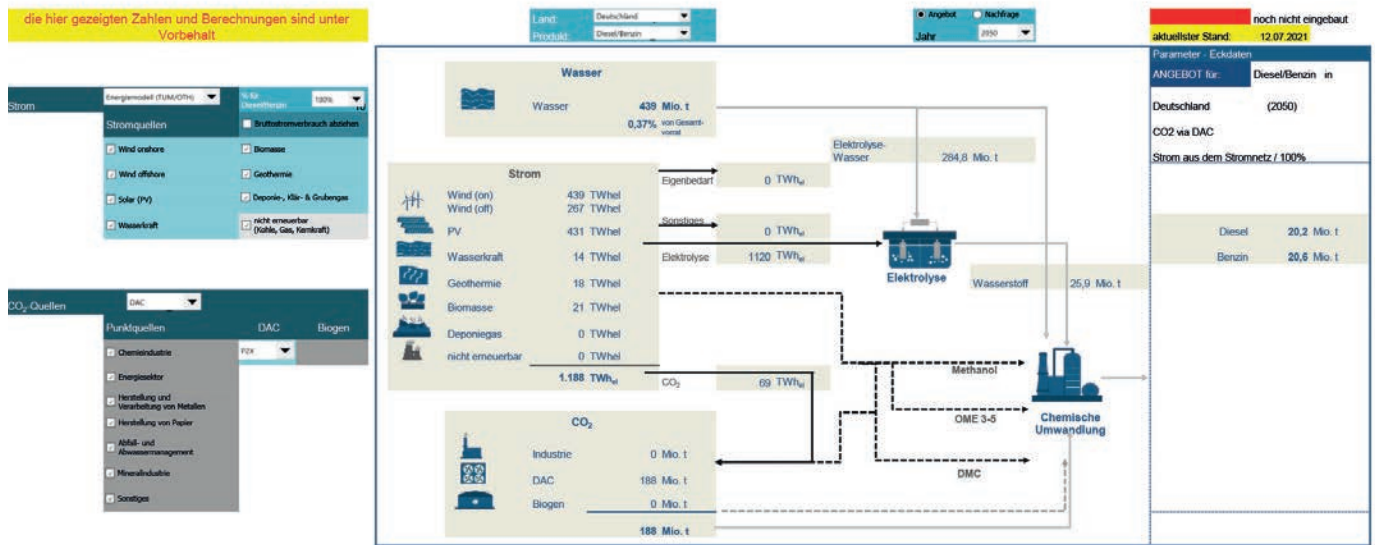


Abbildung 3.7: Screenshot des interaktiven Tools für die Erhebung von PtX-Potenzialen.

Um die Einflüsse und Wechselwirkungen der Kriterien aufeinander sowie auf das Potenzial zu untersuchen, wurde das entwickelte Tool zunächst auf Deutschland angewandt, da hier eine gut einschätzbare, hohe Datenverfügbarkeit gegeben ist. An diesem Fallbeispiel konnten die Methodik und die zugrundeliegenden Rechenbeispiele sowie die resultierenden Modellierungen mit vergleichbaren Studien validiert werden. Ausgehend von der Verfügbarkeit der Grundressourcen berechnet das Tool die entsprechende Menge des PtX-Produkts, das produziert werden kann. Hier werden entlang der Wertschöpfungskette des Produkts die zugrundeliegenden Prozessschritte (Elektrolyse, CO₂-Bereitstellung, chemische Reaktionen) modular zusammengefügt. Durch Variation der Eingangsparameter in der in **Abbildung 3.7** dargestellten Eingabemaske, lassen sich die Einflüsse auf die erzielbare Produktionsmenge des jeweiligen PtX-Produktes auf der Angebotsseite untersuchen (angebotsseitiges Potenzial). Umgekehrt lassen sich für eine Nachfragemenge des PtX-Produkts die benötigten Grundressourcen ermitteln (nachfrageseitiges Potenzial).

Im weiteren Projektverlauf wird das Tool um die übrigen, in Kapitel 3.5.2 (und dem technischen Anhang, Kapitel 3.5.1) definierten, quantitativen Kriterien, die in Kapitel 14 und im Anhang (Kapitel 3.5.2) aufgeführten Regionen sowie weitere PtX-Produkte ergänzt. Kriterien, welche sich nicht quantifizieren lassen, werden dennoch das Maximalpotenzial weiter begrenzen und daher in einer Gesamteinschätzung hinsichtlich ihrer möglichen Wechselwirkungen mit anderen Kriterien und Auswirkungen auf das Gesamtpotenzial auf qualitative Art berücksichtigt. Ziel ist es, das Tool nach erfolgter Prüfung und Validierung zu veröffentlichen.

3.5.3.2 Zugrundeliegende Annahmen und Inputparameter

Wie aus der Beschreibung in Kapitel 3.5.2 und der Einführung in das Tool hervorgeht, ist eine Potenzialanalyse sehr vielschichtig. Der folgende Abschnitt zeigt im Detail die verwendeten Datensätze auf. Die Implementierung der produkt-spezifischen Prozessschritte wird an ausgewählten Beispielen in den Kapiteln 5–7 erläutert.

Die Potenziale der Stromverfügbarkeit basieren auf dem „Basisszenario“ der intertemporalen Betrachtung (s. **Abbildung 4.8**), welches in Kapitel 4.1.3.2 beschrieben ist. In den Ergebnissen der Potenzialanalyse werden keine Stromimporte oder -exporte berücksichtigt. Seitens der Nachfrage ist der Stromanteil ohne PtX (s. **Abbildung 4.6**, rot) aus dem Basisszenario des Energiemodells implementiert. **Abbildung 3.8** (links, türkis) zeigt die absoluten Strompotenziale. Beispielsweise steht im Jahr 2050 ein Angebot von 1.188 TWh an Strom für alle Anwendungen zur Verfügung, dem eine Nachfrage des originären Strombedarfs (auch: Endenergiebedarfs) von 577 TWh gegenübersteht (links, rot). Die Zahlen entsprechen der reinen Strom-Nachfrage (ohne PtX) aus dem Energiemodell (s. Kapitel 4.1.3.1). Wie in **Abbildung 3.8**, rechts, zu sehen ist, setzt sich dieses Strompotenzial in 2050 nur noch aus erneuerbaren Energien zusammen. Die detaillierten Zahlen sind im Technischen Anhang gelistet (Kapitel 3.5.3).

Zur Vervollständigung der Potenzialanalyse werden als CO₂-Quellen sowohl DAC als auch biogene und industrielle Punktsquellen betrachtet. Im Tool wird jeweils nur eine

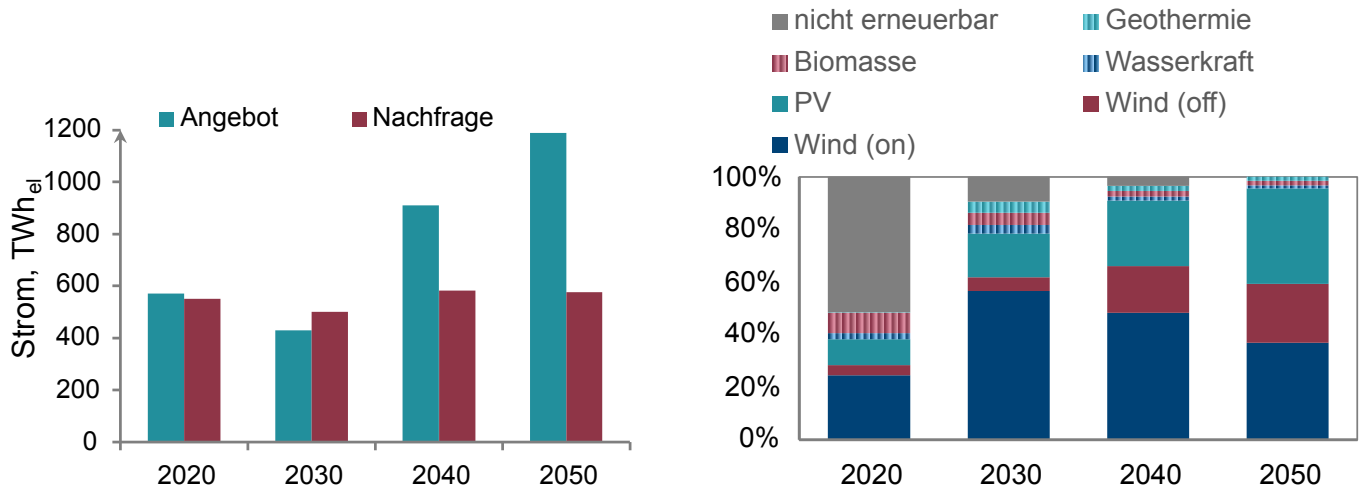


Abbildung 3.8: Stromangebot und -nachfrage für Deutschland in den Jahren 2020, 2030, 2040 und 2050, welche im Tool implementiert wurde (links). Detaillierte Aufschlüsselung des Stromangebots auf die unterschiedlichen Erzeugungstechnologien (rechts).

der möglichen Quellen betrachtet und keine Kombination bspw. von Punktquellen und DAC. Dies erfolgt einerseits, um die Vor- und Nachteile der jeweiligen Quelle separat identifizieren zu können und andererseits, weil die Einigung auf ein bestimmtes Mengenverhältnis technisch komplex und zudem von politischen, sozialen und technischen Aspekten abhängig ist.

Industriequellen werden in sechs Sektoren aufgeteilt: Energieindustrie, Energiesektor, Herstellung und Verarbeitung von Metallen, Herstellung von Papier, Abfall- und Abwassermanagement sowie die Mineralindustrie. Diese Aufteilung und die entsprechenden Werte der derzeitigen CO₂-Emissionen wurden dem europäischen Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister (E-PRTR; Stand 2017) [32] der Europäischen Umweltagentur (EEA) entnommen. Für den zeitlichen Verlauf der CO₂-Emissionen bis 2050 wurden verschiedene Annahmen pro Sektor getroffen. Die für die Potenzialanalyse verwendeten Parameter werden im Technischen Anhang (Kapitel 3.5.4.) beschrieben.

Die verfügbare Menge an CO₂ aus Industriequellen wird durch den elektrischen Energiebedarf weiter beschränkt, der für die Abtrennung und Aufreinigung des CO₂ benötigt wird. Dieser Strombedarf variiert zwischen 0,4 und 1,6 GJ/t CO₂ je nach Sektor [33], wobei für die Analysen mit einem gewichteten Durchschnitt pro Jahr gearbeitet wurde.

Biogene Quellen werden für die Potenzialanalyse als die CO₂-Menge, die durch die Herstellung von Bioethanol und

Biogas als Nebenprodukt entsteht, definiert. Diese werden für alle Stützjahre aus [33] übernommen. Der Strombedarf für die Abtrennung von CO₂ aus biogenen Quellen variiert zwischen 0,4 GJ/t CO₂ und 1,0 GJ/t CO₂ [33]. Die CO₂-Menge aus biogenen Quellen ist im Vergleich zur Menge aus industriellen Punktquellen verhältnismäßig gering und zudem regional stark verstreut. Sie wird jedoch für die Potenzialanalyse weiterhin berücksichtigt.

Die maximal verfügbaren CO₂-Mengen aus industriellen und biogenen Quellen in Deutschland sind im Technischen Anhang (Kapitel 3.5.4) aufgelistet.

Durch Direct Air Capture (DAC) ist es möglich, CO₂ direkt aus der Luft abzutrennen. Dabei wird das CO₂ als Hauptprodukt bei 1 bar mit einer hohen Reinheit (>99,8%) und Wasser als Nebenprodukt gewonnen. Die Weiterverarbeitung von Wasser wird ebenso wie die integrative Prozessbetrachtung, wie sie in realen Anlagen angewendet wird, in der Potenzialanalyse nicht berücksichtigt. Es wird langfristig prognostiziert, dass der Energiebedarf dieser Technologie bei ca. 2.000 kWh/t CO₂ (400 kWh/t CO₂ elektrisch und 1.600 kWh/t CO₂ thermisch) liegen wird [34]. Die Menge an CO₂, die durch DAC gewonnen werden kann, wird in der Potenzialanalyse basierend auf der für diese Technologie verfügbaren elektrischen Energie berechnet (technisches Potenzial). Sämtliche verwendeten Daten für die CO₂-Verfügbarkeit der verschiedenen Quellen sind im Technischen Anhang aufgeführt (Kapitel 3.5.4).

Für das Kriterium „Dargebot an Süß-/Salzwasser“ beträgt der gesamte deutsche Vorrat an erneuerbaren Wasserressourcen 119 Mrd. m³ [35]. Aufgrund dessen liegt der Flaschenhals für das PtX-Potenzial in Deutschland bei den anderen Grundressourcen, sodass die für das PtX-Produkt erforderlichen Wassermengen anhand der hinterlegten Prozessschritte berechnet und in Relation zum Gesamtvorrat angegeben werden können.

Zum jetzigen Stand können die Potenziale von insgesamt sieben PtX-Produkten bestimmt werden: Die zugrundeliegenden Berechnungsschritte für Wasserstoff werden in Kapitel 7.5 erläutert. Die Fischer-Tropsch-Produkte Diesel, Benzin und Kerosin werden im Kapitel 5.4 beschrieben, wohingegen in Kapitel 6.5 auf Naphtha eingegangen wird. Innerhalb dieser Projektphase sollen noch die Potenziale von Butanol und Polyoxymethylenether-Polyolen (PME-Polyole) erhoben werden, die ebenfalls zum Projektkontext gehören und im Rahmen der LCA und TÖA bereits analysiert wurden (Kapitel 6.2 bzw. 6.3). Für ausgewählte synthetische Kraftstoffe auf Oxygenat-Basis (Methanol und Oxymethylenether OME₃₋₅) können ebenfalls bereits die Potenziale bestimmt werden. Diese wurden im Rahmen der Potenzialanalyse des BMBF-geförderten Projekts NAMOSYN („Nachhaltige Mobilität durch synthetische Kraftstoffe“) untersucht, weshalb in dieser Roadmap nicht näher darauf eingegangen wird.

Die Ergebnisse der Potenzialanalyse in den folgenden Kapiteln wurden mit den im Technischen Anhang (Kapitel 3.5.4) aufgeführten Parametern erzeugt. Diese entsprechen einem produktmaximierten, „grünen“ Szenario, wobei immer zunächst der nationale Endenergiebedarf gedeckt wird. In Ausnahmefällen werden andere Parameter verwendet, um auf Besonderheiten in der Potenzialanalyse einzugehen.

3.5.3.3 Einschränkungen der Potenzialanalyse

Der bisherige, generische Ansatz einer Betrachtung des gesamten Landes erlaubt eine bessere Vergleichbarkeit, wenn insbesondere die zugrundeliegenden Strompotenziale aus einem einheitlichen Modell kommen und das technische Potenzial länderübergreifend auf identische Weise erfasst wurde. Jedoch erlaubt ein Teil der in **Abbildung 3.6** gelisteten Kriterien lediglich eine qualitative Beschreibung. Des Weiteren sind u. a. die soziale und politische Ebene abhängig von regionalen Rahmenbedingungen, sodass eine direkte Vergleichbarkeit nicht mehr gegeben ist, die jedoch wiederum zu einer scharfen, lokalen Auflösung und somit einem realistischeren Potenzial führen.

Weiterhin sind die Resultate der Potenzialanalyse immer vor dem Hintergrund der Gültigkeit der zugrundeliegenden Parameter und den getroffenen Annahmen sowie deren zeitlichen Entwicklungen zu betrachten. Dies gilt insbesondere für die Abschätzung der zeitlichen Entwicklung der unterschiedlichen industriellen CO₂-Punktquellen sowie der Gegenüberstellung von Angebot und Nachfrage.

Des Weiteren wird die Genauigkeit der Ergebnisse durch die implementierten technischen Parameter beschränkt. Durch eine Prozessoptimierung und/oder den Einbau weiterer technischer Informationen, wie bspw. den thermischen Energiebedarf, die Kreislaufführung von Prozesswasser oder weiteren Produktaufbereitungsprozessen würde ein genaueres Potenzial erhoben werden können.

Dies gilt auch für das Erheben anderer qualitativer Ebenen und Kriterien. In der folgenden Roadmap 4.0 soll insbesondere die wirtschaftliche Ebene mit weitestgehend quantifizierbaren Parametern einbezogen werden. Hier kann bspw. entweder auf publizierte Daten zu den Kosten für Investition und Instandhaltung oder den Ergebnissen aus den techno-ökonomischen Analysen zurückgegriffen werden, die z. T. die gleichen Teilschritte untersucht haben.

Letztlich ermöglicht dieser generische Ansatz der Potenzialanalyse eine vergleichsweise unkomplizierte Übertragung der Analyse auf andere Länder und PtX-Prozesse, erhebt dadurch aber keinerlei Anspruch, „das eine Potenzial“ darzustellen. Erst durch die Berücksichtigung der anderen Kriterien in Kombination v. a. mit der sozialen und politischen Ebene kann das Ergebnis geschärft werden und zur Einschätzung eines realistischeren Potenzials führen.

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

Für die Modellierung der zukünftigen Energieversorgung sind im Kontext nicht vorhersehbarer politischer und technischer Entwicklungen zahlreiche Annahmen zu treffen, die im hohen Maße die Ergebnisse beeinflussen. Das macht eine Sensitivitätsanalyse unabdingbar, da somit gewisse Unsicherheiten zumindest teilweise berücksichtigt und Zusammenhänge und Abhängigkeiten sowie mögliche Zukunftspfade und deren Vor- und Nachteile aufgezeigt werden können. Daher wurden verschiedene Szenarien entworfen. Diese, sowie die zugrunde gelegten Annahmen und Ergebnisse der Modellierung werden in Kapitel 4.1 detailliert beschrieben. Wie auch schon in der Roadmap 2.0 dargelegt, ist der größte Einflussparameter für die ökologische und ökonomische Performance der eingesetzte Strom. Die entsprechenden Zusammenhänge hinsichtlich des Energiemodells und den Ergebnissen des Life Cycle Assessment (LCA) und der techno-ökonomischen Analyse (TÖA) werden in Kapitel 4.2 dargelegt. Auch in der Analyse der sozialen Akzeptanz lassen sich übergeordnete Linien erkennen, welche in Kapitel 4.3 zusammengefasst sind.

4.1 Übergreifende Energiesystemmodellierung

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

4.1.1 Szenarien der Energiesystemmodellierung

Mit Szenarien wird ein Korridor abgebildet, in dem die Abhängigkeiten der getroffenen Annahmen auf die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung herausgestellt werden können. Insgesamt wurden vier Szenarien entworfen, welche nachfolgend erläutert werden.

Das Basisszenario greift die Klimaschutzziele der Bundesregierung bezüglich der Emissionsminderung in den Jahren 2030, 2040 und 2050 auf. Demzufolge sollen die Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % (2030), 70 % (2040) bzw. 80 bis 95 % (2050) gegenüber 1990 gesenkt werden. Als Reduktionsziel für das Jahr 2050 wird als oberer Rand der Bandbreite ein Wert von 95 % festgelegt. Durch lineare Interpolation der Datenpunkte wird dies in ein maximal zur Verfügung stehendes THG-Budget für Deutschland von 14 Gt CO₂-Äq. im Zeitraum zwischen 2020 und 2050 überführt. Zudem wird festgelegt, dass das Energiesystem im Zieljahr vollständig defossilisiert wird und der Sockelbetrag von 5 % den nicht-energiebedingten und quasi-unvermeidbaren Emissionen, beispielsweise aus der Landwirtschaft oder einigen Industriesektoren, zur Verfügung steht. Da die verschärften Klimaschutzziele (Klimaneutralität im Jahr 2045, -65 % THG-Reduktion 2030, -88 % THG-Reduktion 2040) erst nach den Modellierungen bekannt wurden, sind diese noch nicht in den Szenarien hinterlegt und werden daher erst in der Roadmap 4.0 berücksichtigt. Verhaltensänderungen werden in diesem Szenario nicht berücksichtigt. Das Basisszenario wird bezüglich der Stromerzeugungsseite in zwei Variationen modelliert. Dies sind einerseits eine Einzeljahresbetrachtung und andererseits eine intertemporale Betrachtung. Zum Zeitpunkt der Datenübergabe an die Arbeiten der LCA und der TÖA war die intertemporale Modellierung nicht vollständig abgeschlossen, weshalb hier die Daten der Einzeljahresmodellierung genutzt wurden. Da die intertemporale Betrachtung allerdings Vorteile wie eine Vorausschau in die Folgejahre erlaubt, wurden alle weiteren Szenarien ebenfalls intertemporal modelliert. Hinsichtlich der Strom- und PtX-Nachfrage unterscheiden sich die beiden Varianten des Basisszenarios nur minimal, sodass diese in den entsprechenden Kapiteln zum Bedarf zusammengefasst als Szenario Basis dargestellt sind. Importe werden in diesem Szenario nur in Form von Strom zugelassen.

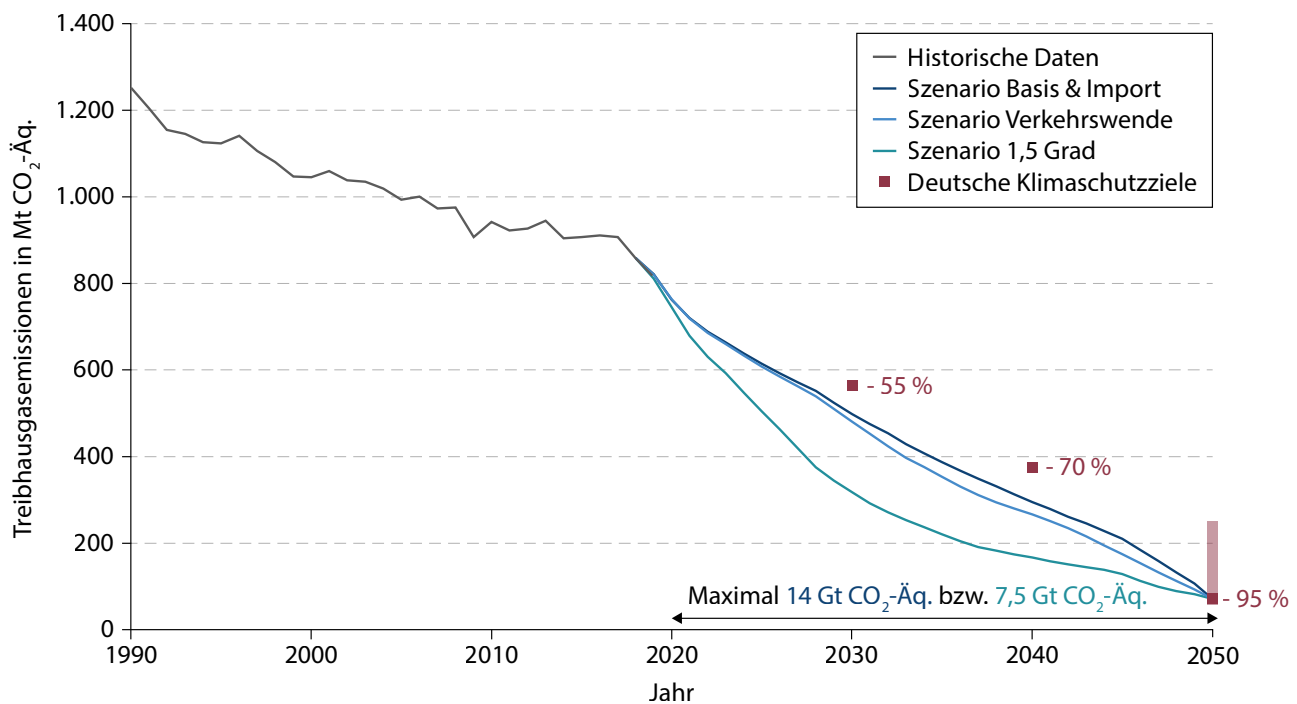


Abbildung 4.1: Historische THG-Emissionen, modellierte THG-Emissionen in den verschiedenen Szenarien und deutsche Reduktionsziele.

Im Szenario Import wird dem System mehr Flexibilität gegeben, sodass ein Zubau von Wasserstoffpipelines länderübergreifend möglich ist. Als Basis für den Ausbau wird der European Hydrogen Backbone der Gasübertragungsnetzbetreiber [36] zu Grunde gelegt. Jedoch wird unterstellt, dass der Ausbau in allen Ländern möglich ist und ab dem Jahr 2030 erfolgen kann, nachdem auch die Nachfrage die des European Hydrogen Backbone übersteigt. Als Kostenstruktur wurde (dem European Hydrogen Backbone folgend) davon ausgegangen, dass 75 % der zukünftigen Wasserstoffleitungen in Europa aufbereitete ehemalige Gasnetze darstellen und 25 % Neubauprojekte sein werden. Ziel dieses Szenarios ist es, eine Alternative zum Stromtransport zu bieten. Der Wasserstoff kann durch seine Speicherfähigkeit in Kombination mit einer möglichen Rückverstromung einen Beitrag für die Systemflexibilität leisten, besonders im Hinblick auf fluktuierende Stromerzeugung. Die restlichen Annahmen (besonders hinsichtlich Verbrauchs- und Emissionsgrenzen für Deutschland) unterscheiden sich nicht von denen des Basisszenarios.

Für die Sensitivität 1,5 Grad wird das Emissionsbudget so berechnet, dass die mittlere globale Oberflächentemperatur mit einer Wahrscheinlichkeit von über 66 % nicht über 1,5 °C gegenüber dem Wert vor der Industrialisierung ansteigt. Hierfür wird ein durchschnittlicher Emissionspfad aller Kyoto-Gase aus den IPCC-Szenariodaten [37] gebildet und der emittierte THG-Ausstoß bis 2050 berechnet. Das sich

ergebende THG-Budget wird mit dem Prinzip der Chancengleichheit und ohne Berücksichtigung der historischen Emissionen auf ein Pro-Kopf-Budget umgerechnet und für Deutschland zu 10 Gt CO₂-Äq. ab 2017 bzw. 7,5 Gt CO₂-Äq. ab 2020 bestimmt. Ähnliche Werte werden auch in anderen Studien angegeben, die neben den reinen CO₂-Emissionen auch Nicht-CO₂-Emissionen wie Methan oder Lachgas betrachten [38], [39]. Ansonsten ergeben sich keine Unterschiede zum Basisszenario.

Im Szenario Verkehrswende erfolgen grundsätzlich dieselben Annahmen wie im Basisszenario. Diese Sensitivität variiert allerdings die Höhe der Nachfrage, welche aufgrund der Energiebilanz der Haupttreiber der Ergebnisse ist. Daher wird in diesem Szenario als Beispiel einer Suffizienzmaßnahme eine Verkehrsverlagerung und -vermeidung nach [40] bis zum Jahr 2050 angenommen. Zudem wird ein vollständiger Verzicht von innerdeutschen privaten und geschäftlichen Flugreisen bis 2050 sowie eine Reduktion von Auslandsflügen um 25 % aus [39] unterstellt. Aus diesen Annahmen resultiert ein geringerer Personenverkehrsaufwand bis zum Jahr 2050. Zudem erfolgt eine Veränderung des Modal Splits im Personen- und Güterverkehr hin zum Schienen- und Schiffsverkehr und weg von straßengebundenen Verkehrsträgern wie Pkw oder Lkw (s. Technischer Anhang, Kapitel 4.1).

Abbildung 4.1 fasst die Randbedingungen bezüglich der Emissionen zusammen und zeigt die Entwicklung der Treibhausgase

in den verschiedenen Szenarien als Ergebnis der Energiesystemmodellierung in SPIKE (s. auch Technischer Anhang, Kapitel 4.1). Weiterhin sind die historischen Emissionen seit 1990 aus [1] dargestellt. Die deutschen Klimaschutzziele hinsichtlich der gesamten Emissionen können in allen Szenarien eingehalten werden. Das maximal vorgegebene Budget von 7,5 Gt CO₂-Äq. wird nur im Szenario 1,5 Grad vollständig ausgeschöpft. Im Szenario Basis (intertemporal und Einzeljahresbetrachtung) bzw. Verkehrswende werden nur 13 Gt CO₂-Äq., bzw. 12 Gt CO₂-Äq. der erlaubten 14 Gt CO₂-Äq. emittiert. Weiterhin ist zu erkennen, dass das Szenario 1,5 Grad eine sehr schnelle Defossilisierung des Energiesystems erfordert. Dies ist neben einer verstärkten Effizienzsteigerung, bzw. dem Umstieg auf effizientere Technologiepfade sowie dem Einsatz von biogenen Brennstoffen nur mithilfe von Power-to-X-Verfahren möglich. Allerdings werden auch in allen anderen Szenarien signifikante Mengen an Wasserstoff, synthetischem Methan und E-Fuels benötigt.

Für das europäische Budget zur Stromerzeugung bzw. für das gesamte EU-ETS im Betrachtungszeitraum 2020–2050 wird für die Sensitivitäten Basis, Verkehrswende und Import ein Wert von 30 Gt CO₂ aus [41] angenommen. Für das Szenario 1,5 Grad hingegen konnten keine Daten in der Literatur identifiziert werden, die unter den entsprechenden Annahmen eine Aufteilung auf den Stromsektor zuließen. Aus diesem Grund wurde das verfügbare Emissionsbudget für die europäische Stromerzeugung folgendermaßen bestimmt: Zuerst erfolgte die Ermittlung des gesamten THG-Budgets für Europa anhand einer Pro-Kopf-Aufteilung des globalen THG-Budgets. Um dieses Budget anteilig für den Stromsektor auszuweisen, wurde der Anteil der Primärenergie der deutschen Stromerzeugung am gesamten Primärenergiebedarf bis zum Jahr 2050 aus dem Modell SPIKE berechnet und das europäische THG-Budget entsprechend skaliert. Daraus resultieren 19 Gt CO₂ für den europäischen Stromsektor im Zeitraum 2020 bis 2050. Ähnliche Vorgehensweisen zur sektoralen Aufteilung von THG-Budgets werden häufig in der Literatur genutzt [42].

4.1.2 Annahmen und Randbedingungen

Neben den bereits aufgeführten Annahmen hinsichtlich der THG-Emissionen werden für alle Szenarien die Ausstiegspläne auf europäischer Ebene für Kernkraftwerke berücksichtigt. Zudem wird unterstellt, dass die energetische Nutzung von Anbaubiomasse aus Nachhaltigkeitsgründen nicht weiter forciert wird. Damit beschränkt sich das Biomassepotenzial auf die bisherigen Anlagen sowie Abfall- und Reststoffe.

Auch der Einsatz von Geo-Engineering und CCS-Technologien wird nicht betrachtet. Im Sinne der Energieeffizienz- und Konsistenzstrategie wird außerdem eine technisch maximal mögliche Effizienzsteigerung in allen Sektoren sowie der Einsatz von konsistenten Technologien bis zum Jahr 2050 unterstellt. Dazu zählen erneuerbare Energien aber auch die Nutzung von natürlichen und regenerativen Rohstoffen für chemische Produkte, der Ersatz von fossilen Brenn- und Kraftstoffen durch synthetische Energieträger, die Nutzung von Abfallprodukten oder die Einführung von Oberleitungs-Lkw, für die eine neue Infrastruktur nötig ist. Aus diesem Grund wird angenommen, dass neue Technologien grundsätzlich eingesetzt werden und das Potenzial zur Erfassung von Abfällen (Stahlschrott, Altpapier, Altglas, usw.) durch ein funktionierendes Recyclingsystem vollständig ausgeschöpft werden kann. Die hierfür hinterlegten Randbedingungen für die energieintensive Industrie sind dem Technischen Anhang (Kapitel 3.1.3) zu entnehmen.

Weiterhin wird in allen Szenarien ein Wirtschaftswachstum von 0,7 % pro Jahr angenommen [39] und ein dazu proportionales Verhalten der Produktionszahlen der Industrie sowie der Verkehrsleistung des Gütertransports unterstellt. Für einige energieintensive Produkte erfolgt eine Abweichung von diesem Wachstum. Dies ist beispielsweise bei Zement (weniger Neubauten) oder Stahl (höherwertige Stahlsorten) der Fall. Zuletzt werden die Stromkennzahlen von KWK-Anlagen als konstant vorausgesetzt und die zur Verfügung stehende Menge von CO₂ aus Biomasse und Industrieprozessen für Power-to-X-Anwendungen durch das Biomassepotenzial bzw. die prozessbedingten THG-Emissionen aus Industrieprozessen beschränkt.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung ist durch eine Potenzialobergrenze beschränkt, die das technisch mögliche Maximum der jeweiligen Erzeugungstechnologien in Deutschland und Europa angeben. Zur Bestimmung dieser Potenziale wird das am TUM-ENS entwickelte Tool „pyGRETA“ [43] verwendet. Dabei werden auf Basis von MERRA-Wetterdaten [44], wie solare Einstrahlung, Lufttemperatur und Windgeschwindigkeiten, die Energiepotenziale für Photovoltaik und Windenergie bestimmt. Ebenso werden für die Bestimmung der nutzbaren Fläche geographische Daten, wie Landschaftsschutzgebiete, Wälder und bebaute Flächen, in die Berechnung miteinbezogen. Dies liefert neben den Potenzialen auch Zeitreihen des fluktuierenden erneuerbaren Angebots in stündlicher Auflösung. Obwohl die Optimierung auf Landesebene erfolgt, wird hier dennoch die unterschiedliche Qualität von Standorten berücksichtigt. Für jedes Land wird analysiert, wie sich die Verteilung der Volllaststunden über die Fläche gestaltet. Darauf

— Interkonnektoren im urbs Modell in 2020

PV Volllaststunden in kWh/kWpeak

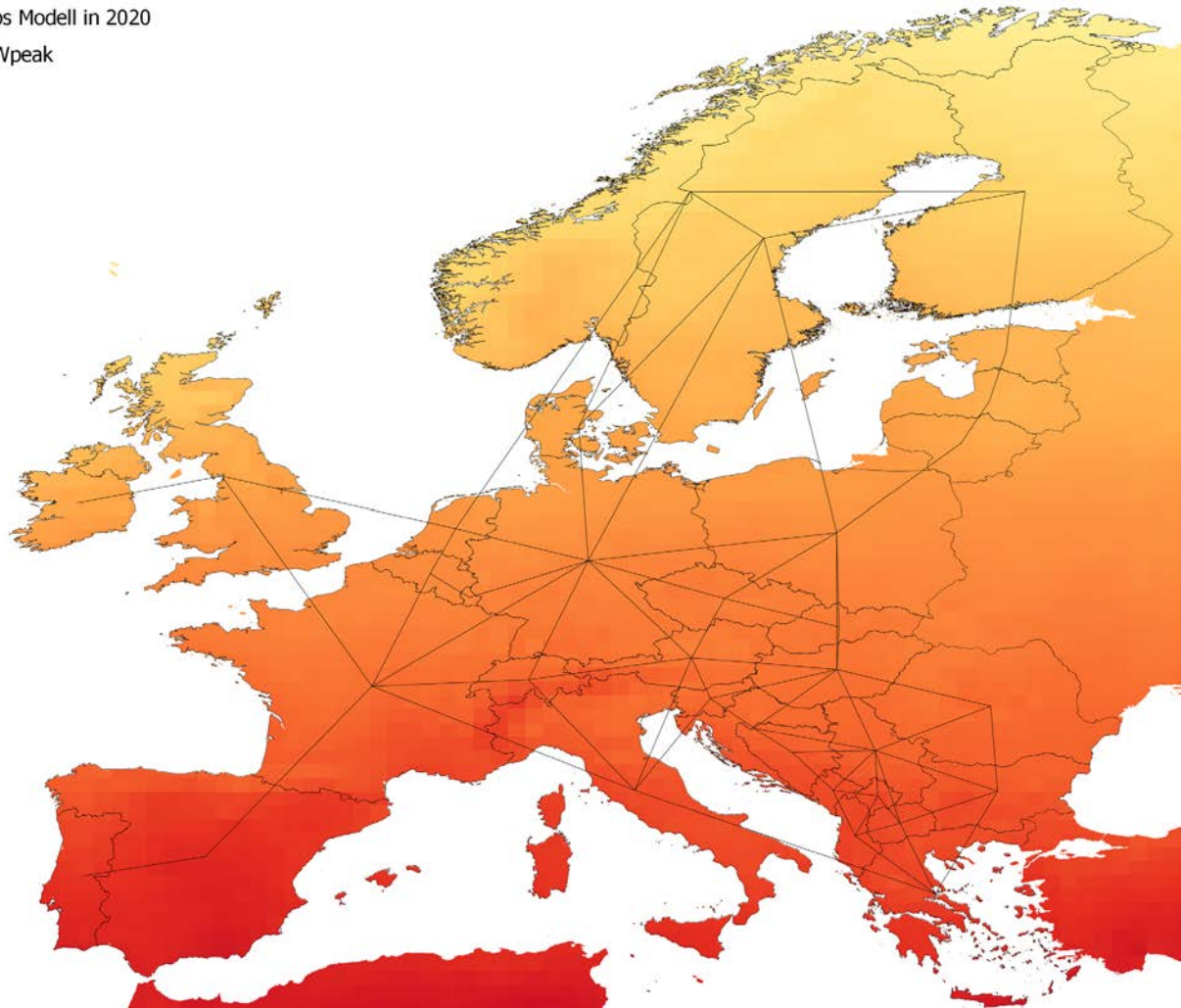
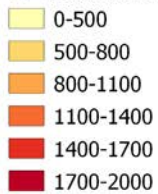


Abbildung 4.2:
Verteilung der
PV Volllaststunden
in Europa.

basierend wird entschieden, wie viele Qualitätsstufen bezüglich der Standorte pro Land zu unterscheiden sind und deren spezifische Volllaststunden und Potenzialgrenzen übernommen. **Abbildung 4.2** zeigt am Beispiel der Volllaststunden für die Photovoltaikanlagen die Verteilung innerhalb Europas. Die konkreten Potenziale der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung sind dem Technischen Anhang (Kapitel 3.1.1) zu entnehmen.

Die Modellierung der zukünftigen Energieversorgung bzw. der Energienachfrage erfolgt nach minimalen volkswirtschaftlichen Gesamtkosten. Hierfür werden Kostendaten (CAPEX, OPEX, Brennstoffkosten, CO₂-Kosten) sowie Wirkungsgrade und Lebensdauern für die einzelnen Technologien und Stützjahre hinterlegt (s. Technischer Anhang, Kapitel 3.1.2). Der Zinssatz wird außerdem einheitlich zu 5 % angenommen. Weiterhin wird eine CO₂-Bepreisung für alle Emittenten der Erzeugungs- und Verbrauchssektoren von 5,80 €/tCO₂ im Jahr 2017 aus dem EU-Emissionshandel [45] und für das Jahr 2050 350 €/tCO₂ [46] unterstellt sowie eine lineare Steigerung des Preises angenommen. Im Jahr 2020 ergeben sich demnach 37,10 €/tCO₂.

Für die demografische Entwicklung wird die Variante 1 der vierzehnten koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes übernommen [47]. Demzufolge leben im Jahr 2050 in Deutschland 77,6 Mio. Menschen.

Für das Jahr 2020 werden Erzeugungsdaten und Kraftwerkskapazitäten der Bundesnetzagentur sowie des Statistischen Bundesamtes genutzt. Im Falle der vorgeschalteten Einzeljahresbetrachtung wurde noch auf Daten für 2019 zurückgegriffen, da zu dem Zeitpunkt der Durchführung noch keine Zahlen für 2020 vorhanden waren. Es ergeben sich leichte Abweichungen bezüglich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, da hier Verfügbarkeitszeitreihen (basierend auf Wetterdaten und dem oben beschriebenen pyGRETA Modell) hinterlegt sind. Um für Europa eine konsistente Quelle zu erhalten, wurde für die Abbildung des Ist-Zustandes und die Entwicklung der konventionellen Kraftwerke sowie Wasserkraft- und geothermische Kraftwerke im Ausland auf das EU-Referenzszenario [48] zurückgegriffen. Das Ausbaupotenzial der erneuerbaren Kraftwerke (PV und Wind) wird nach oben genannter Methode mit pyGRETA bestimmt.

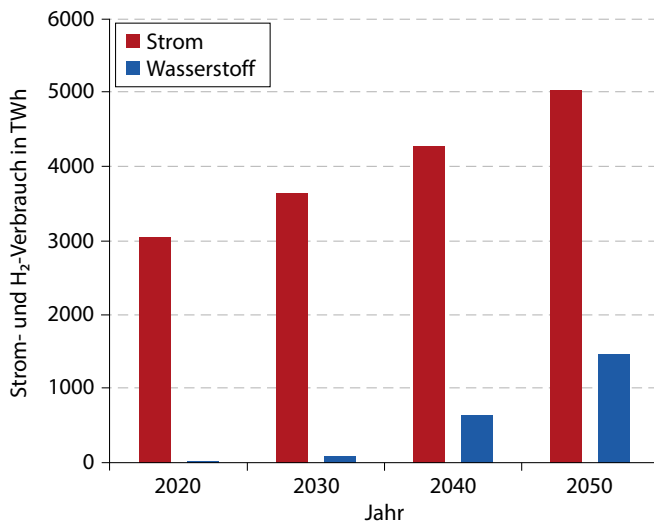


Abbildung 4.3: Strom- und Wasserstoffverbrauch in Europa im Basisszenario.

Zuletzt wird die Nachfrage in Deutschland für Strom und Wasserstoff als Ergebnis des Modells SPIKE auf Europa erweitert. Hierfür wird der prozentuale Anstieg der Strom- bzw. Wasserstoffnachfrage als auf alle Länder übertragbar angenommen, wodurch die Nachfrage der restlichen europäischen Länder mit dem Zuwachs des deutschen Verbrauchs skaliert wird. Ebenso wird angenommen, dass sich der Wasserstoffverbrauch genauso auf die einzelnen europäischen Länder aufteilt wie der Gasverbrauch. Das erlaubt eine Skalierung der Nachfrage in allen europäischen Ländern, welche kumuliert in nachfolgender Abbildung dargestellt ist. Der Stromverbrauch in **Abbildung 4.3** entspricht dem Verbrauch abzüglich des Stroms für die Erzeugung des Wasserstoffs.

Der starke Anstieg der Nachfrage in allen europäischen Ländern in Verbindung mit den strikten Klimazielen und dem daraus resultierenden Ausbau an erneuerbaren Energien erfordert den Einbezug von Transportleitungen und Speichern. Laut Beschluss der Europäischen Kommission soll mit dem Stromverbindungsziel jeder Mitgliedstaat bis 2020 über eine Stromverbindungs-kapazität von mindestens 10 % seiner vorhandenen Stromerzeugungskapazitäten verfügen [49]. In Kombination mit dem Anstieg der Nachfrage wird angenommen, dass ab 2040 ein Anstieg der Transportkapazitäten über die bestehenden Pläne der Länder hinaus erfolgen kann. Dabei wird eine schrittweise Erhöhung von in etwa einer Verdopplung (2040) bzw. Verdreifachung (2050) der einzelnen Transportkapazitäten gegenüber den Kapazitäten im Jahr 2030 in ganz Europa ausgegangen. Für Deutschland bedeutet das einen möglichen Anstieg der Interkonnektorleistung auf knapp 100 GW im Jahr 2050. Dies ist konsistent mit dem Stromverbindungsziel von 10 % der Erzeugungskapazität in diesem Jahr im Basisszenario (s. Abschnitt 4.1.1). Ebenso stehen dem Modell Pump-, Batterie- und Wasserstoffspeicher zur Verfügung. Die Kapazität der Pumpspeicherkraftwerke wird aufgrund von geografischen

und ökologischen Einschränkungen als erschöpft angenommen und kein weiterer Ausbau erlaubt. Aus mangelnder Datenlage für den Ausbau bzw. die maximale Kapazität an Batterie- und Wasserstoffspeicherung wird der Ausbau im Modell zunächst nicht begrenzt. Dem Modell stehen somit Flexibilitätsoptionen zur Verfügung, deren Zusammensetzung zur kostenoptimalen Lösung optimiert werden.

4.1.3 Ergebnisse der Energiesystemmodellierung

Die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung werden unterteilt in nachgefragte Endenergie (Abschnitt 4.1.3.1) und erzeugte Strommenge (Abschnitt 4.1.3.2). Die Ergebnisse zur Nachfrage werden stark kumuliert dargestellt und erst in den entsprechenden Abschnitten zu den Nachfragesektoren detaillierter aufgeführt. Wie bereits in Kapitel 3.1 erwähnt, erfolgte für die Stromerzeugung vorerst eine Einzeljahresmodellierung, die im späteren Projektverlauf durch eine intertemporale Ausbauplanung ersetzt wurde. Da die Ergebnisse der Einzeljahresbetrachtung (Zusammensetzung des Strommix und Stromgestehungskosten) in die LCA und TÖA eingehen, werden diese zunächst in Abschnitt 4.1.3.2 aufgeführt und dem intertemporalen Basisszenario gegenübergestellt. Die darauffolgenden Ergebnisse und Sensitivitätsanalysen beziehen sich stets auf die intertemporale Modellierung.

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

Für die Modellierung des Energie- und Rohstoffbedarfs werden verschiedene Aktivitätsgrößen für die Nachfrage exogen vorgegeben. Dies sind beispielsweise Produktionsmengen, Verkehrsleistungen oder Nutzenergiemengen. Da wie schon erwähnt zum Zeitpunkt der Energiesystemmodellierung nicht für alle Subsektoren entsprechend aktuelle Daten vorlagen, wurden diese teilweise aus den Werten des Jahres 2017 abgeschätzt und sind daher nicht immer deckungsgleich mit den offiziellen Statistiken. Auch erfolgt teilweise eine von anderen Studien und Statistiken abweichende Bilanzierung der Energie beispielsweise hinsichtlich der stofflichen Nutzung in der chemischen Industrie oder die Herstellung von Koks für die Stahlindustrie. Dies ermöglicht nicht immer einen direkten Vergleich zu anderen Arbeiten. Der Endenergiebedarf inkl. des nichtenergetischen Verbrauchs fossiler Rohstoffe und der Kokereien im Jahr 2020 wird damit zu 2.850 TWh berechnet (s. **Abbildung 4.4** u. Technischer Anhang, Kapitel 4.1.1). Unabhängig von den

betrachteten Sensitivitäten sinkt der Endenergiebedarf kontinuierlich bis zum Jahr 2050. Dies ist vorwiegend auf zwei Faktoren zurückzuführen: Erstens sinkt der spezifische Energiebedarf in allen Sektoren durch die unterstellten Effizienzverbesserungen. Zweitens erfolgt in vielen Bereichen eine Umstellung auf strombasierte oder andere alternative Technologien wie der Elektromobilität, die teilweise nur einen Bruchteil der Energie der konventionellen Verbraucher benötigen. Ein Beispiel im industriellen Bereich hierfür ist die Substitution der konventionellen Zementherstellung durch alternative Bindemittel. In der Stahlherstellung wird der Anteil an Sekundärstahl über die Elektrostahlroute ansteigen und der verbleibende Bedarf an Primärstahl statt über die Hochofenroute zukünftig durch die Direktreduktion bereitgestellt. Ein weiteres Beispiel ist die Nutzung von Wärmepumpen anstelle von konventionellen Heizanlagen zur Bereitstellung von Raumwärme. Der Einsatz von PtX-Verfahren führt in der in **Abbildung 4.4** gewählten Darstellung der Endenergie nicht zu einer Steigerung. Dies liegt daran, dass der Strom zur Herstellung der PtX-Produkte nach der Wirkungsgradmethode eins zu eins als Primärenergie gewertet wird. Würden diese Strommengen angegeben werden, ergäbe sich ein höherer Endenergiebedarf als dargestellt. Die dargestellten Energiemengen für die PtX-Technologien beziehen sich stets auf den Heizwert.

Die Szenarien Basis und Import unterscheiden sich lediglich in der Herkunft des Wasserstoffs jedoch nicht in der nachgefragten Endenergiemenge. Daher sind sie in **Abbildung 4.4** zusammengefasst. Bis zum Jahr 2030 erfolgt in diesen beiden Sensitivitäten die Defossilisierung des Energiesystems hauptsächlich durch Effizienzverbesserungen und Elektrifizierungsmaßnahmen sowie eine leicht steigende Nutzung von Biomasse und Solarthermie. Vor allem die Nutzung von fossilen Mineralölprodukten im Verkehrssektor ist hier bereits um etwa 23 % im Vergleich zum Jahr 2020 reduziert und wird durch elektrische Antriebe im Personen- und Güterverkehr substituiert. Dies erhöht zwar die Stromnachfrage in diesem Sektor, allerdings führen steigende Wirkungsgrade in allen Verbrauchssektoren dazu, dass der Stromverbrauch etwa auf gleichem Niveau bleibt. Power-to-X-Produkte werden in diesen Szenarien im Jahr 2030 nur geringfügig in Form von Wasserstoff im Industrie- und Verkehrssektor eingesetzt, was v.a. an der starken Elektrifizierung

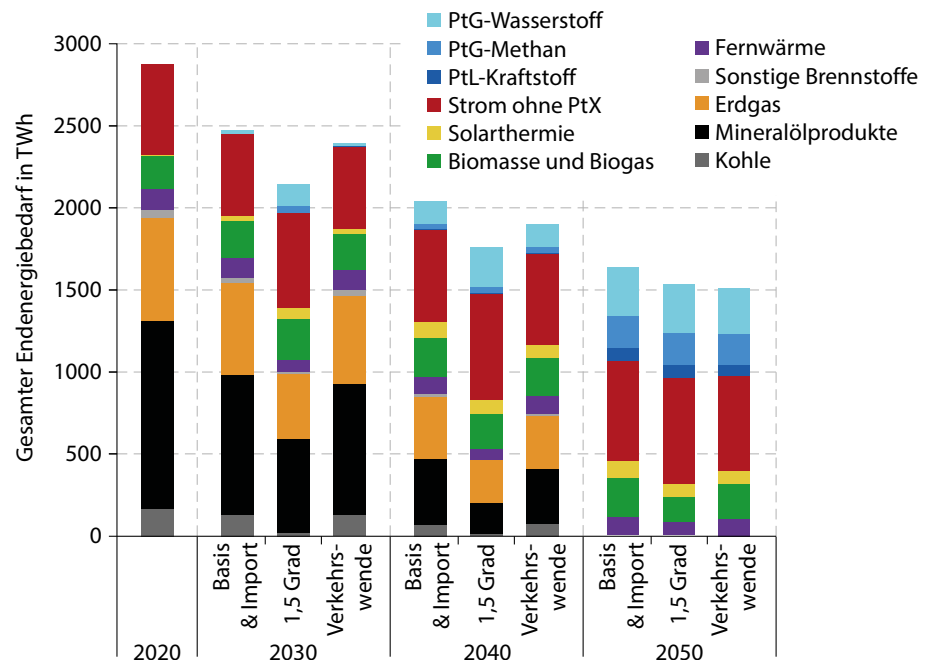


Abbildung 4.4: Kumulierter Endenergiebedarf in den verschiedenen Szenarien.

des Verkehrs durch z. B. Oberleitungs-Lkw liegt. Insgesamt beläuft sich die Menge auf 19 TWh H₂ und liegt damit etwas unter der Menge von 35–55 TWh zusätzlichem Wasserstoffbedarf, wie er in der Nationalen Wasserstoffstrategie ausgewiesen wurde [50]. Im Jahr 2040 entstammen noch 42 % der Endenergie im Basis- und Importszenario aus fossilen Brenn- und Rohstoffen. Im industriellen Bereich werden in diesem Stützjahr noch Kohle, Mineralöle, Erdgas und sonstige fossile Energieträger eingesetzt, im Verkehrssektor noch Kraftstoffe auf Mineralölbasis und in den Sektoren Haushalte und GHD lediglich Erdgas als fossiler Brennstoff. Im Zieljahr der Modellierung ist die gesamte Endenergiebereitstellung klimaneutral. Das Szenario Verkehrswende unterscheidet sich im Wesentlichen in der Höhe des Endenergiebedarfs. Die Zusammensetzung der Energieträger entspricht in etwa dem des Basisszenarios.

Im Szenario 1,5 Grad hingegen erfolgt die Defossilisierung bereits wesentlich früher. Im Jahr 2030 ist hier beispielsweise kaum noch Kohle im System vorhanden. Durch eine stärkere Elektrifizierung und alternative Verfahren mit geringerem Energiebedarf liegt der gesamte Endenergiebedarf in den Stützjahren 2030 und 2040 deutlich unter dem der anderen Szenarien. PtX-Brenn- und Rohstoffe werden in dieser Sensitivität bereits früher in sehr hohen Mengen benötigt. Im Jahr 2030 sind das 169 TWh, was dem 3–5-fachen Wert der nationalen Wasserstoffstrategie entspricht und im Jahr 2040 280 TWh.

Dies ist auch in **Abbildung 4.5** ersichtlich, in dem das Szenario 1,5 Grad die obere Schranke der eingezeichneten Bandbreite darstellt. Zudem ist im Mittel mit einem kontinuierlichen An-

stieg der PtX-Nachfrage bis auf 560 TWh im Jahr 2050 zu rechnen. Zur Einordnung der Ergebnisse sind in der Abbildung die modellierten PtX-Mengen im Jahr 2050 einiger aktueller Arbeiten [39], [51], [52] eingetragen. Hierbei wurden diejenigen Szenarien gewählt, die vergleichbar mit denen der eigenen Modellierung sind. Es wird deutlich, dass die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit gut mit denen aus der Literatur übereinstimmen, wobei hier in einigen Szenarien deutlich höhere PtX-Mengen angegeben werden (bis zu 926 TWh), die allerdings auf der Annahme beruhen, dass weniger Prozesse elektrifiziert werden.

Die gesamte Stromnachfrage steigt in allen Szenarien trotz Effizienzsteigerungen aufgrund des verstärkten Einsatzes der PtX-Technologien kontinuierlich an. Im Szenario 1,5 Grad ist der Anstieg am dominantesten und liegt im Jahr 2030 bei etwa 800 TWh. Im Jahr 2040 beträgt der Strombedarf hier rund 1.000 TWh und im Jahr 2050 1.300 TWh. Dies ist eine Konsequenz des geringen THG-Budgets und damit verbunden einer schnellen Defossilisierung aller Sektoren durch eine direkte oder indirekte Elektrifizierung. Im Szenario Basis wächst die Stromnachfrage hingegen langsamer an, erreicht allerdings im Zieljahr ebenfalls einen hohen Wert von etwa 1.260 TWh. Dies liegt an der geforderten 95% Reduktion der Treibhausgase gegenüber 1990. Dadurch müssen in allen Szenarien die fossilen durch biogene oder PtX-Energieträger substituiert werden, aber auch Alternativverfahren eingeführt werden, die hauptsächlich strombetrieben sind. Somit wird über die Hälfte des Stroms für die Sektorenkopplung durch Power-to-X benötigt. Durch verkehrsvermeidende und -verlagernde Maßnahmen werden im Szenario Verkehrswende im Transportsektor weniger E-Fuels eingesetzt. Damit reduziert sich auch die Menge des benötigten Stroms in dieser Sensitivität und liegt im Jahr 2050 bei rund 1.075 TWh (s. **Abbildung 4.6**).

Im Szenario Import ergeben sich im Vergleich zum Basis-szenario geringere Strommengen, da hier ein Teil des nachgefragten Wasserstoffs aus dem europäischen Ausland stammt und damit nicht mit Strom aus Deutschland zu produzieren ist.

Der Einsatz von Power-to-X ist für ein klimaneutrales Energiesystem im Jahr 2050 unabdingbar (s. **Abbildung 4.6**). Für einige Anwendungen existieren keine Möglichkeiten der direkten Elektrifizierung oder es werden weiterhin Kohlenstoffträger für die stoffliche Nutzung benötigt, die in einem defossilisierten Gesamtsystem nur mittels PtX hergestellt werden können. Unabhängig

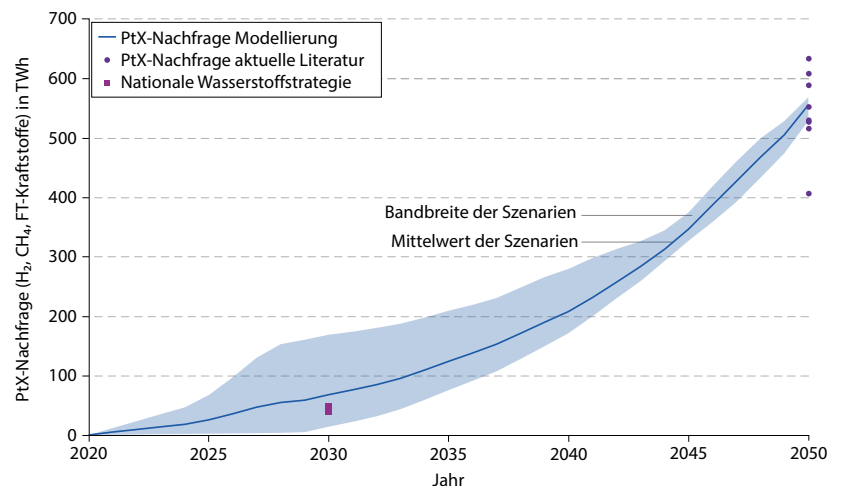


Abbildung 4.5: Nachfrage nach synthetischen Gasen und Kraftstoffen aus dem Energiemodell und aus aktueller Literatur für das Jahr 2050 sowie aus der nationalen Wasserstoffstrategie für das Jahr 2030.

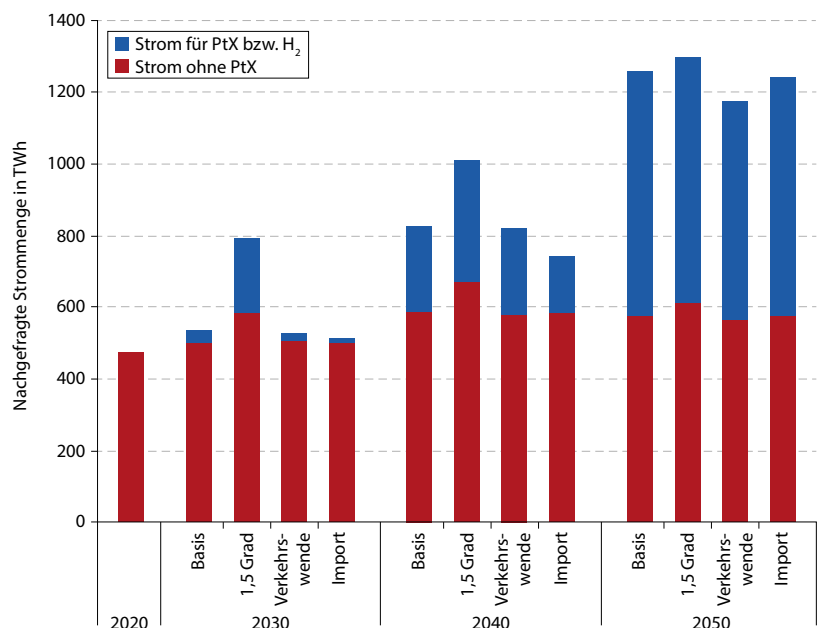


Abbildung 4.6: Benötigte Strommengen in den verschiedenen Szenarien.

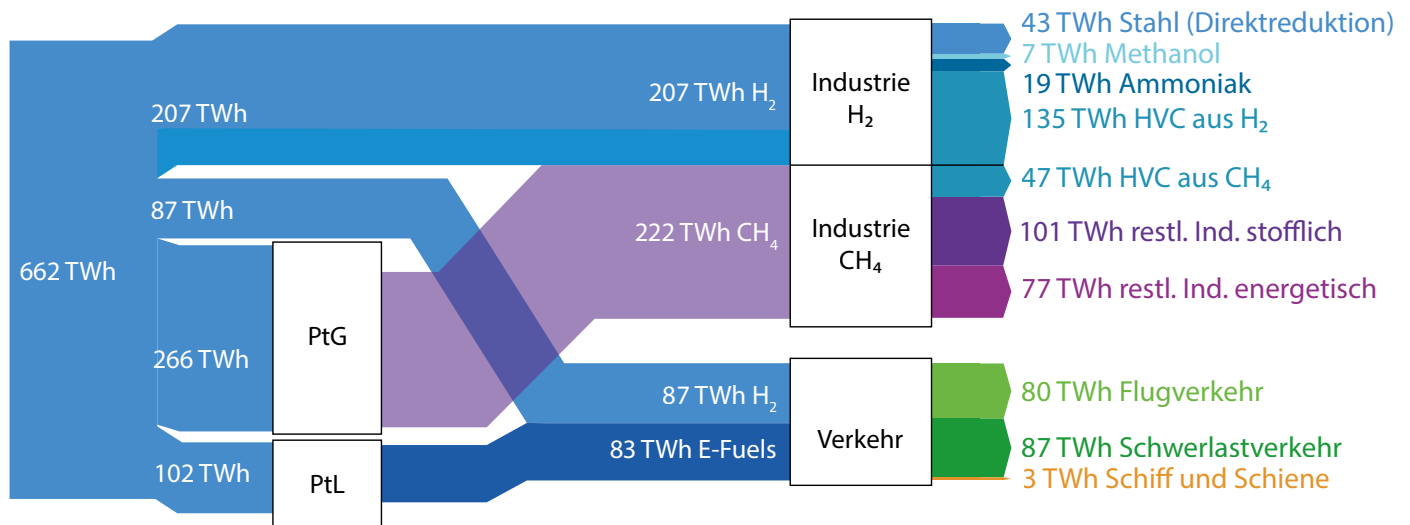


Abbildung 4.7: Nutzungspfade von Wasserstoff im Jahr 2050 des Basisszenario.

von den betrachteten Sensitivitäten zeichnet sich darüber hinaus eine deutliche Korrelation zwischen den Emissionen der Stromerzeugung und dem Einsatz von PtX ab. Da die PtX-Anlagen im Energiemodell SPIKE so abgebildet sind, dass sie mit dem allgemeinen Strommix betrieben werden, erfolgt ein Hochlauf von PtX erst dann, wenn der Strom annähernd klimaneutral ist. Unter diesen Gesichtspunkten erübrigt sich die Diskussion über die Herkunft des Stroms für PtX, da dieser zur Erfüllung der Klimaziele systemimmanent sehr geringe bis keine CO₂-Emissionen aufweist.

Die zukünftigen Nutzungspfade von Wasserstoff, synthetischem Methan sowie der E-Fuels aus PtX sind in **Abbildung 4.7** dargestellt. Hier handelt es sich um das Jahr 2050 des Basisszenarios. In den anderen Szenarien ergeben sich ähnliche Verteilungen und Mengen. Von den insgesamt 662 TWh Wasserstoff (19,9 Mio. t) fließen 31 % in industrielle Prozesse, hauptsächlich zur Produktion chemischer Grundstoffe und der Stahldirektreduktion. Weitere 13 % des Wasserstoffs werden direkt im Verkehrssektor für Brennstoffzellenfahrzeuge benötigt (Lkw und Bahn). Der größte Teil des Wasserstoffs von 40 % wird in Power-to-Gas-Anlagen zu Methan umgewandelt, woraus 222 TWh CH₄ entstehen, die komplett im Industriesektor für Hochtemperaturprozesswärme und nichtenergetische Zwecke genutzt werden. Der Rest des Wasserstoffs wird mittels Power-to-Liquid-Anlagen zu 83 TWh Fischer-Tropsch-Kraftstoffen umgewandelt, welche aufgrund der hohen Energiedichte und Alternativlosigkeit fast ausschließlich in Flugzeugen und Schiffen eingesetzt werden. Für Wärmeanwendungen im Niedertemperaturbereich (Heizung und Warmwasser sowie Prozesswärme unter 500 °C) wird hingegen kein Wasserstoff bzw. synthetisches Methan verbrannt. Aufgrund des besseren Wirkungsgrades und der niedrigeren Kosten der hier verfügbaren Alternativen wie Wärmepumpen, Power-to-Heat, Fern-

wärme oder Biomasse, werden diese bevorzugt behandelt. Bezüglich der eingesetzten Endenergie in der Industrie dominiert die stoffliche Nutzung im Chemiesektor. Allein für die Herstellung von High Value Chemicals (HVC) wie Ethylen, Propylen oder Butadien werden 182 TWh Energie aus synthetischen Gasen verwendet. Weitere industrielle Anwendungen sind die stoffliche Nutzung von PtX für Ammoniak, Methanol und andere chemische Produkte (s. Kapitel 6.1) sowie zur Stahlherstellung und zur Bereitstellung von Hochtemperaturwärme (s. Kapitel 7.1).

4.1.3.2 Stromerzeugung und Speicherbedarf in Europa

Die Ergebnisse der Stromerzeugung werden für die Einzeljahresbetrachtung und für die intertemporale Ausbauplanung des Basisszenarios dargestellt. Die Ergebnisse der Einzeljahresbetrachtung stellen einen Teil der Inputdaten für die LCA dar, welche den Anteil der Energieträger an der Stromerzeugung benötigt. Die Importe wurden hierbei mit dem Erzeugungsmix der Exportländer gewichtet (s. Abschnitt 4.2.1). Außerdem wurden die Grenzkosten des Szenarios in der TÖA genutzt. Die Grenzkosten im Ausbaumodell beinhalten neben den variablen Kosten auch die Investitions- und Fixkosten der Ausbauentscheidungen. Sie sind im Mittel höher als resultierende (reine) Großhandelsstrompreise. Für die Roadmap 4.0 soll diese Preisbestimmung modelltechnisch angepasst werden, um einen detaillierten Ausblick auf die Strom- und Wasserstoffpreise in den jeweiligen Szenarien geben zu können.

Aufgrund der Vorteile der intertemporalen Planung wird diese Modellierungsvariante in den folgenden Analysen und Sensitivitäten genutzt. Somit beziehen sich alle nachfolgenden Ergebnisse inklusive der Sensitivitätsanalysen

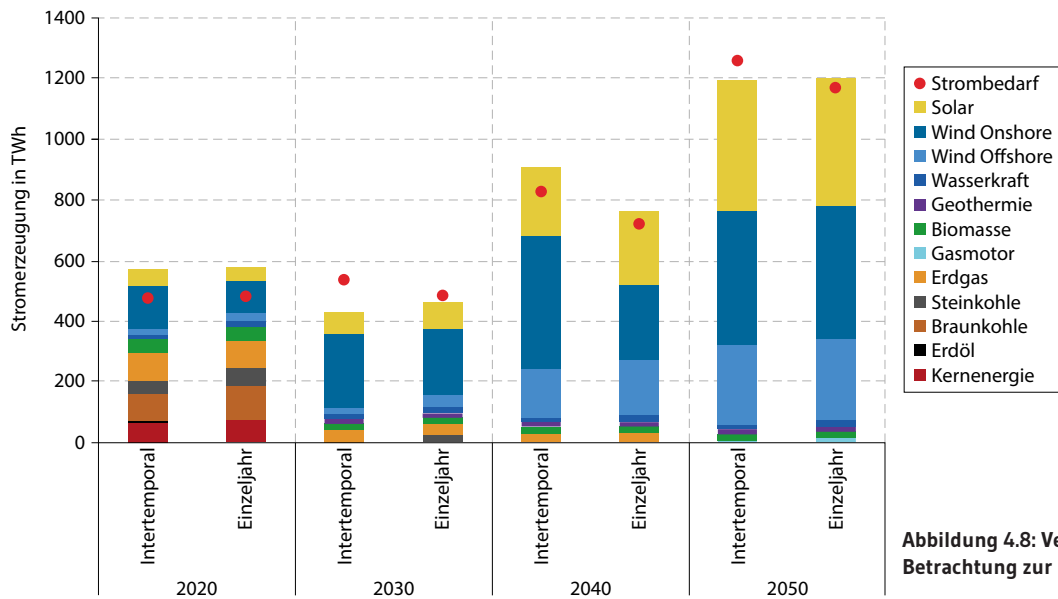


Abbildung 4.8: Vergleich der intertemporalen Betrachtung zur Einzelbetrachtung.

auf die intertemporale Modellierung. Die Unterschiede der Einzeljahresbetrachtung und der intertemporalen Ausbauplanung sind in **Abbildung 4.8** gegenübergestellt.

Die Unterschiede im Startjahr ergeben sich durch die Diskrepanz der Ist-Werte der Jahre 2019/2020. Laut statistischem Bundesamt und der AG Energiebilanzen wurden im Jahr 2020 91,7 TWh aus Braunkohle und 42,5 TWh aus Steinkohle erzeugt, im Jahr 2019 waren es noch 114,0 TWh aus Braunkohle und 57,5 TWh aus Steinkohle. Weitere 64,3 TWh stammten aus Kernenergie (2019: 75,1 TWh). Nur geringe Unterschiede gibt es in der Stromerzeugung aus Erdgas mit 91,6 TWh 2020 und 90,5 TWh 2019. Die erneuerbaren Energieträger machten im Jahr 2020 44,9 % der Bruttostromerzeugung aus, wovon 52,8 % aus Windkraft erzeugt wurden [53]. Die Werte der konventionellen Erzeugung werden dem Modell als Startwerte vorgegeben. Die erneuerbare Erzeugung wird im Modell mittels einer Zeitreihe von auf Wetterdaten basierenden Kapazitätsfaktoren bestimmt. Daher gibt es leichte Abweichungen der Ist-Werte mit den Modellergebnissen. Die Folgejahre sind Modellergebnisse.

Im Jahr 2030 geht die Erzeugung aus konventionellen Energieträgern in beiden Varianten stark zurück, was an den strikten Emissionszielen Deutschlands und dem hohen CO₂-Preis in diesem Jahr liegt. Das erzwingt einen früheren Kohleausstieg. In der intertemporalen Betrachtung werden im Jahr 2030 nur noch 0,4 TWh aus Steinkohle und 0,3 TWh aus Braunkohle erzeugt. Gleichzeitig ergibt sich dadurch eine Deckungslücke der Nachfrage, welche nur zum Teil durch einen Anstieg der Winderzeugung an Land kompensiert wird. Im Jahr 2030 wird kaum mehr Strom exportiert und die frühe Reduktion der heimischen konventionellen Erzeugung durch Importe ersetzt (s. **Abbildung 4.9**).

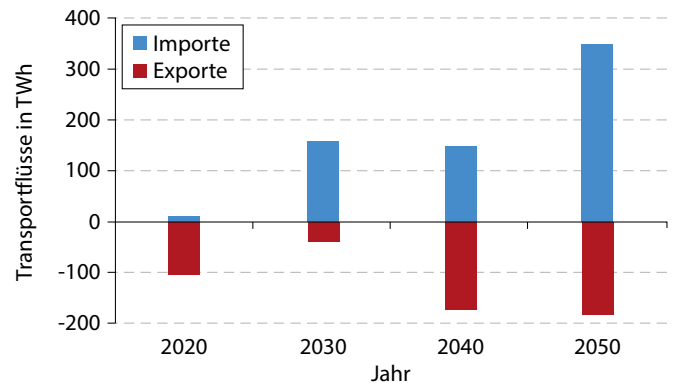


Abbildung 4.9: Entwicklung der Stromtransportflüsse in Deutschland im Basisszenario.

Im Jahr 2040 steigt sowohl die Nachfrage als auch die Stromerzeugung an, was in verstärkten Investitionen für erneuerbare Energien resultiert und zu einer leichten Netto-Überdeckung der Nachfrage führt.

Der europaweite Anstieg der Stromnachfrage erfordert in Verbindung mit den Emissionszielen und einem hohen CO₂-Preis zusätzliche erneuerbare Kapazitäten in allen Staaten. Gleichzeitig besteht im Basisszenario ab 2040 die Option das Übertragungsnetz europaweit weiter auszubauen. Diese Option wird aus deutscher Sicht vollständig genutzt, sodass fast 70 GW an Interkonnektorleistung zwischen Deutschland und den Nachbarstaaten besteht. Diese Transportleistung führt zu einem gleichmäßigeren Austausch des Stroms zwischen Deutschland und den Nachbarstaaten. Im Jahr 2040 wird nahezu genauso viel nach Deutschland importiert, wie zu einem anderen Zeitpunkt exportiert wird (s. **Abbildung 4.9**). Die zeitliche und örtliche Verfügbarkeit von erneuerbaren Energieträgern

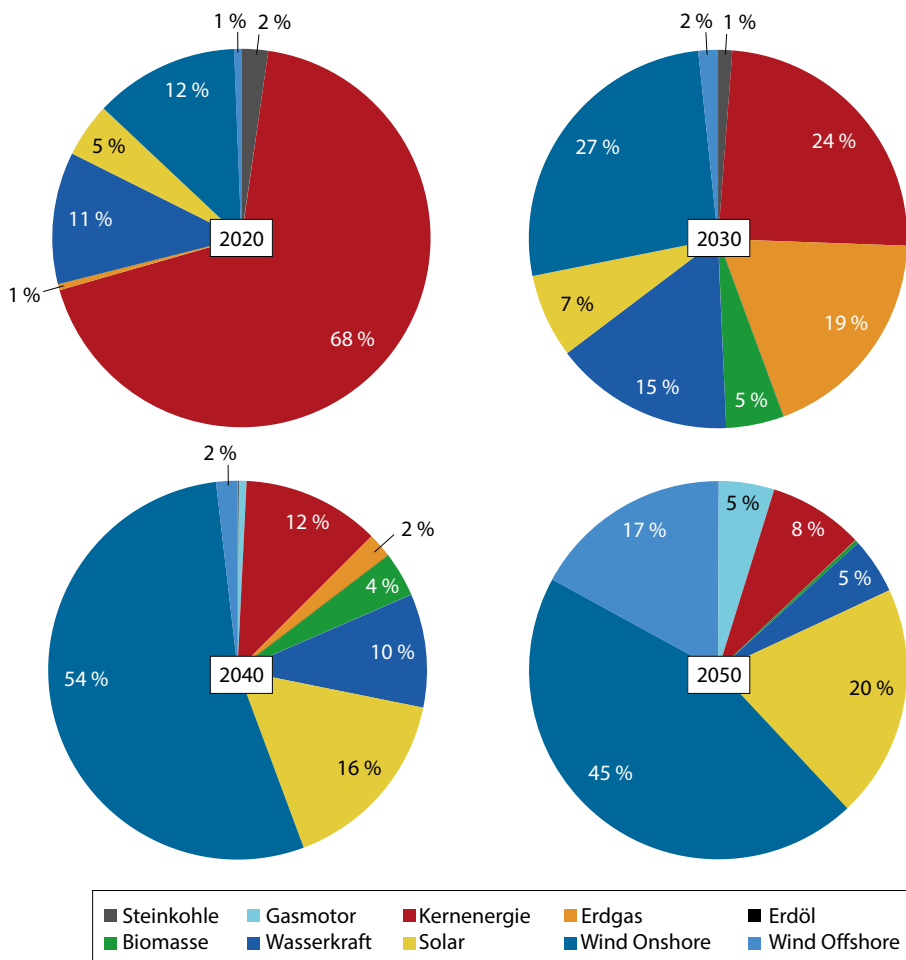


Abbildung 4.10: Entwicklung des importierten Erzeugungsmix für Strom. Basisszenario, intertemporale Betrachtung.

benötigt zum einen sowohl Transportleitungen als auch eine zeitliche Verschiebung (in Form von Speichern). Unterschiede zur Einzeljahresbetrachtung sind unter anderem auf einen Anstieg der Stromnachfrage zurückzuführen, da sich die Datenlage bis zum Zeitpunkt der Übergabe an die LCA und TÖA geändert hat und auch im Nachfragemodell aktuellere Werte integriert wurden.

Im Jahr 2050 wird das erneuerbare Potenzial an PV- und Windenergie in Deutschland nahezu vollständig ausgenutzt. Durch die Änderungen im Nachfragemodell übersteigt diese im intertemporalen Fall jedoch das Erzeugungspotenzial in Deutschland, weshalb Importe notwendig werden und bis auf 350 TWh im Jahr 2050 ansteigen. Dies entspricht fast 26% des Stromverbrauchs in diesem Jahr bei Exporten von 180 TWh. Eine hohe Stromnachfrage bedingt einen massiven Ausbau erneuerbarer Energien und den Aufbau von Transport- und Speicherlösungen. Im Jahr 2050 ist die Zusammen-

setzung des Strommix in den beiden Varianten der Modellierung annähernd gleich, sodass sich die in der LCA und TÖA genutzten Daten (Einzeljahresbetrachtung) kaum von der intertemporalen Modellierung unterscheiden. Im folgendem werden daher lediglich die Ergebnisse der verbesserten, intertemporalen Betrachtung dargestellt.

Der nach Deutschland importierte Strom verändert sich stark mit den Jahren, wie **Abbildung 4.10** zeigt.

Während im Jahr 2020 noch die meisten Importe aus französischer Kernkraft erfolgen, teilen sich 2030 der Ausbau der Windenergie an Land und die Kernenergie die Hälfte der Importe, gefolgt von Gas und Wasserkraft. Der Anteil der Gaskraft steigt im Vergleich zu 2020 stark an, was auf eine Emissionsverlagerung aus deutscher Sicht zurückzuführen ist. Im Jahr 2040 übernehmen die erneuerbaren Energien bereits 86% des Imports, was sich bis 2050 auf 91% erhöht.

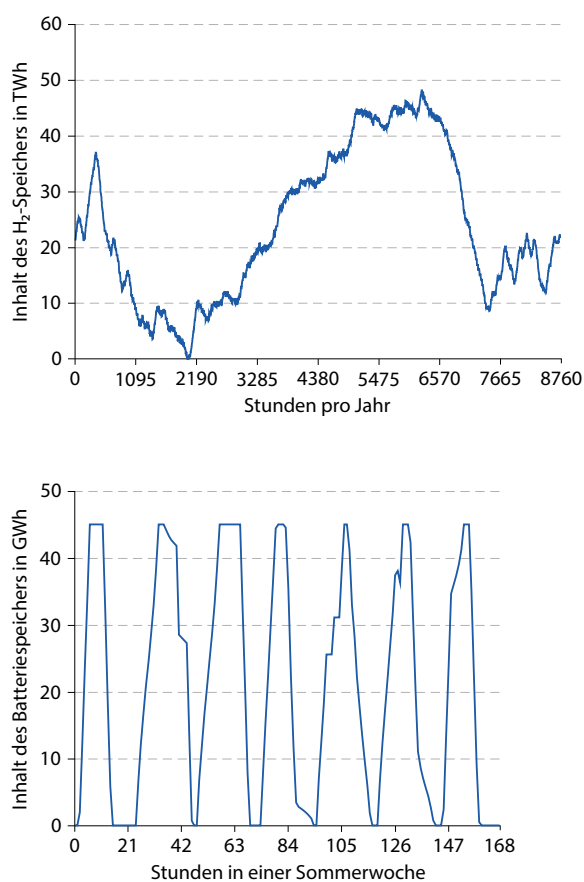


Abbildung 4.11: Betriebsweise der Salzkavernen- und Batteriespeicher in Deutschland im Jahr 2050.

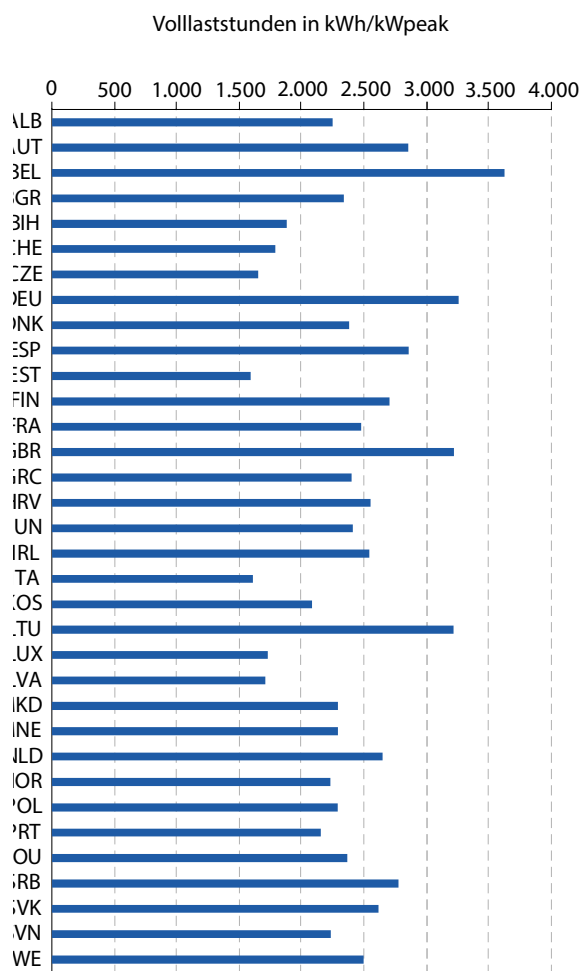


Abbildung 4.12: Volllaststunden der Niedertemperatur-Elektrolyseure (PEM) im Jahr 2050 im Basisszenario.

Tabelle 4.1: Speicherkapazitäten in Deutschland im Basisszenario.

	2030	2040	2050
Stromspeicher in GWh	41,1	45,1	45,1
Wasserstoffspeicher in TWh	2,4	20,5	48,2

Dem Modell stehen drei Arten von Speichern zur Verfügung: Pumpspeicherwerke, Batteriespeicher und Wasserstoffspeicher in Form von Salzkavernen. Aufgrund der getroffenen Annahmen und der günstigen verfügbaren Wasserstoffspeicher, die sehr flexibel Stromüberschüsse aufnehmen können, werden bereits im Jahr 2030 Wasserstoffspeicher eingesetzt, während Batterien selbst bis 2050 nur in geringem Maße zugebaut werden (s. **Tabelle 4.1**).

Beim Wasserstoff-Kavernenspeicher wird der saisonale Charakter sichtbar, während die Batteriespeicher vorwiegend als Tagesspeicher zum Einsatz kommen, v. a. für Solarstrom (s. **Abbildung 4.11**).

Die Deckung der Wasserstoffnachfrage erfolgt ausschließlich mittels Wasserelektrolyse, welche in Europa im Mittel bei ca. 2.400 h/a ausgelastet wird (je nach angewandter Elektrolysetechnologie und entsprechender elektrischer Effizienz kann die optimale Volllaststundenzahl allerdings variieren). Deutschland liegt hier mit 3.200 h/a im oberen Bereich (s. **Abbildung 4.12**). Im Basisszenario ist kein EU-Transport von Wasserstoff vorgesehen, es gibt jedoch die Möglichkeit der Rückverstromung, die allerdings selbst im Jahr 2050 mit 6,4 TWh nur geringfügig genutzt wird.

Die intertemporale Betrachtung des Basisszenarios wird zur Sensitivitätsbetrachtung um drei Szenarien erweitert

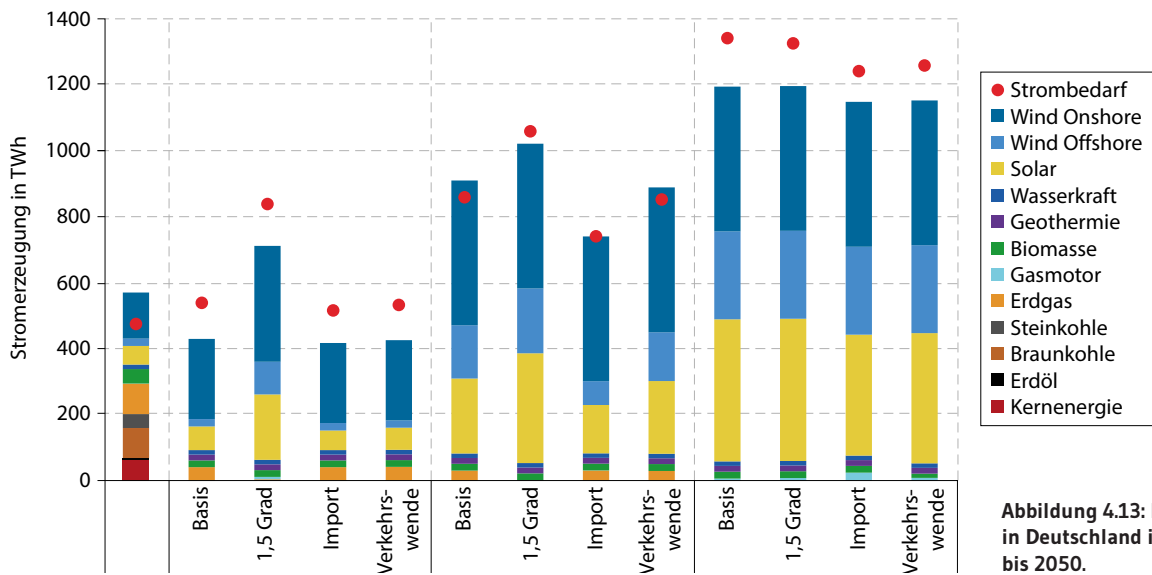


Abbildung 4.13: Erzeugungsstruktur in Deutschland in allen Szenarien bis 2050.

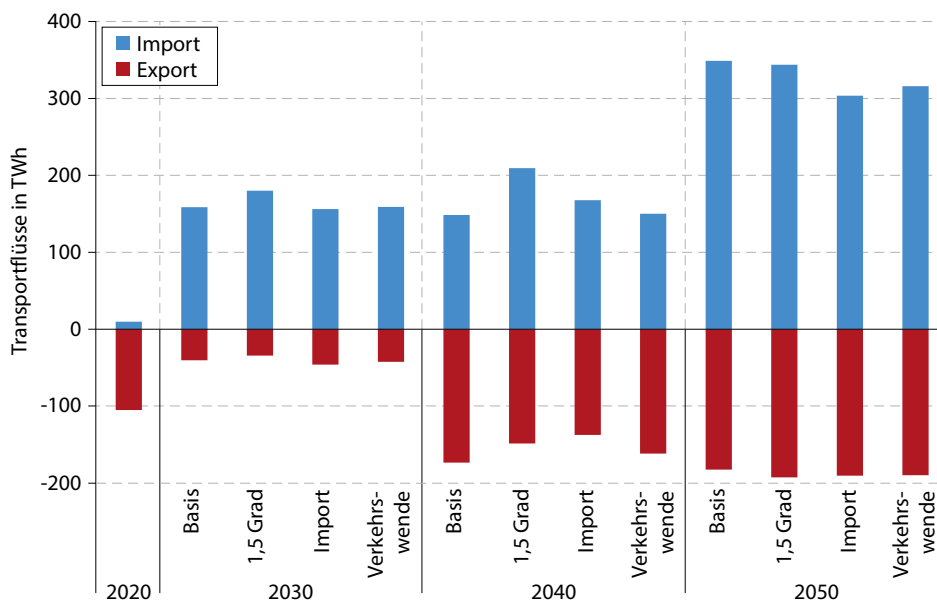


Abbildung 4.14: Stromtransportflüsse in Deutschland in allen Szenarien bis 2050.

(s. Abschnitt 4.1), welche die Sensitivitäten der Modell-ergebnisse aufzeigen sollen. **Abbildung 4.13** zeigt die Stromerzeugung und -nachfrage in Deutschland für die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 in allen Szenarien (intertemporale Betrachtung).

Deutlich zu erkennen ist der Anstieg an erneuerbarer Erzeugung in allen Szenarien. Zunächst wird die Windkraft an Land ausgebaut, gefolgt von PV und der Windkraft auf See. Die konventionelle Erzeugung wird in allen Szenarien schon 2030 stark verdrängt. So werden durch die strengen Emissionsbeschränkungen bereits in diesem Jahr die Kohlekraftwerke nahezu nicht mehr genutzt. Die Gaskraft geht ebenso zurück, im Basisszenario auf ca. die Hälfte der Erzeugung des Jahres 2020. Ebenso deutlich zeigt sich der Einfluss der strikteren Emissionsziele des Szenarios 1,5 Grad. Durch

die schnellere Elektrifizierung aller Sektoren und die damit höhere Stromnachfrage, steigt auch die erneuerbare Erzeugung, sodass PV und die offshore-Windkraft schneller in den Markt kommen und bereits 2030 hohe Anteile aufweisen. Das Import- und das Verkehrsszenario zeigen erst ab 2040 Unterschiede im Vergleich zum Basisszenario. Im Jahr 2040 führt die Möglichkeit des H₂-Imports zu weniger erneuerbarer Erzeugung in Deutschland. Auch das Szenario Verkehrswende führt zu einer Verminderung, wenngleich sie geringer ausfällt.

Grundsätzlich ist Deutschland 2020 noch Nettoexporteur, wird jedoch ab 2030 zum Nettoimporteuer. Die strikten Emissionsziele in Deutschland führen zu einer starken Verminderung an konventioneller Erzeugung. Dabei stehen noch Transportkapazitäten zur Verfügung, welche es Deutschland erlauben

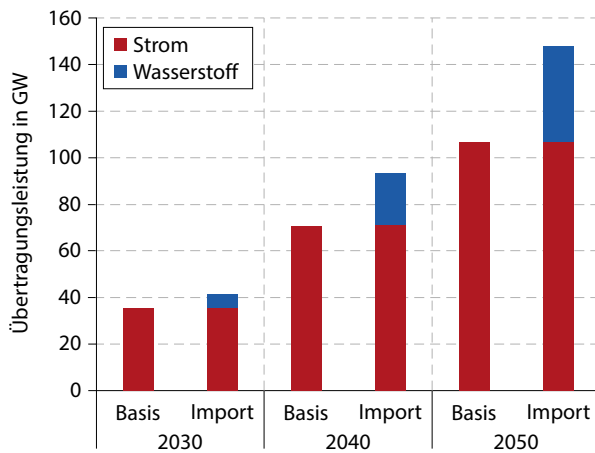


Abbildung 4.15: Entwicklung der Interkonnektorleistung in Deutschland.

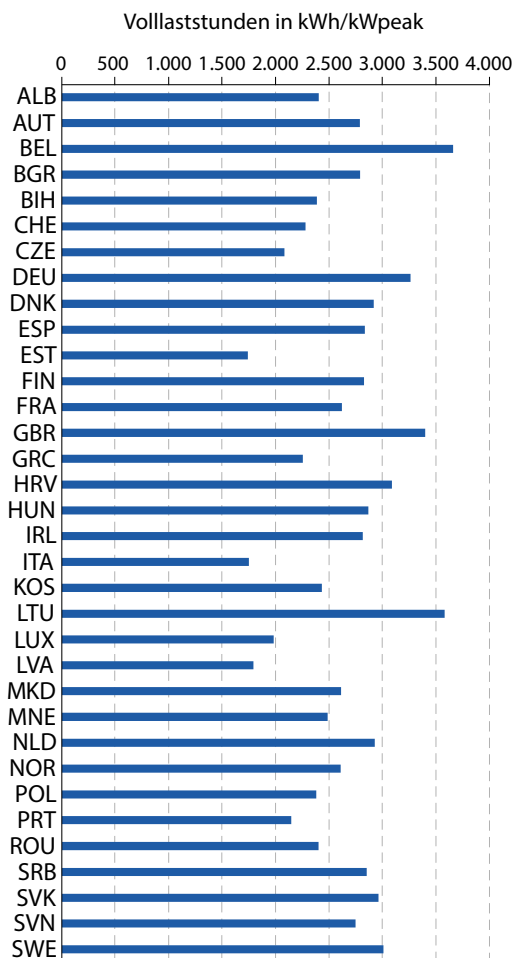


Abbildung 4.16: Volllaststunden der Niedertemperatur-Elektrolyseure (PEM) im Szenario Import im Jahr 2050.

seine mangelnde Erzeugung durch Importe zu ersetzen. Durch das Szenario 1,5 Grad verschärft sich diese Situation. Das lässt die EE-Erzeugung ansteigen ebenso wie die Importströme (s. **Abbildung 4.14**). Im Jahr 2040 wächst der Transportbedarf in allen Ländern weiter an. Es zeigt sich, dass in allen Szenarien die Transportkapazitäten nach Deutschland bis an die Kapazitätsgrenze ausgebaut werden. Das Szenario 1,5 Grad erfordert einen höheren Import durch die angestiegene Nachfrage. Das Importszenario zeigt, dass 2050 weniger Strom nach Deutschland zu importieren ist, da dies durch den flexibleren Wasserstoffimport abgelöst werden kann. Die leicht sinkenden Importe im Szenario Verkehrswende resultieren aus weniger strikten Emissionszielen und die damit verbundene Erhöhung der Gaskraft innerhalb Deutschlands, was Importe ersetzt.

Im Szenario Import ersetzt die Möglichkeit der Wasserstoffübertragung die benötigte installierte Kapazität an Strominterkonnektoren nicht (vgl. **Abbildung 4.15**). Sie dienen vielmehr als Zusatz zur bestehenden Versorgung.

Im Jahr 2030 werden 5 GW an Wasserstoffnetzen gebaut, vornehmlich nach Norwegen. Im Jahr 2040 kommen weitere 15 GW hinzu, wobei der Großteil in Frankreich installiert wird. 2050 steigt die Kapazität nochmals stark an, wobei der Zuwachs von 20 GW hauptsächlich nach Dänemark verlegt wird. Dabei ist dieser Transport dem hohen Verbrauch im Jahr 2050 zuzuschreiben. Nachdem diese neue räumliche Flexibilität innerhalb Europas gegeben ist, werden nur noch 80 % der nationalen Salzkavernenkapazität als Saisonspeicher benötigt. Die Möglichkeit der Übertragung von Wasserstoff führt zu einer höheren Auslastung der Elektrolyseure, was in **Abbildung 4.16** in fast allen europäischen Ländern zu sehen ist.

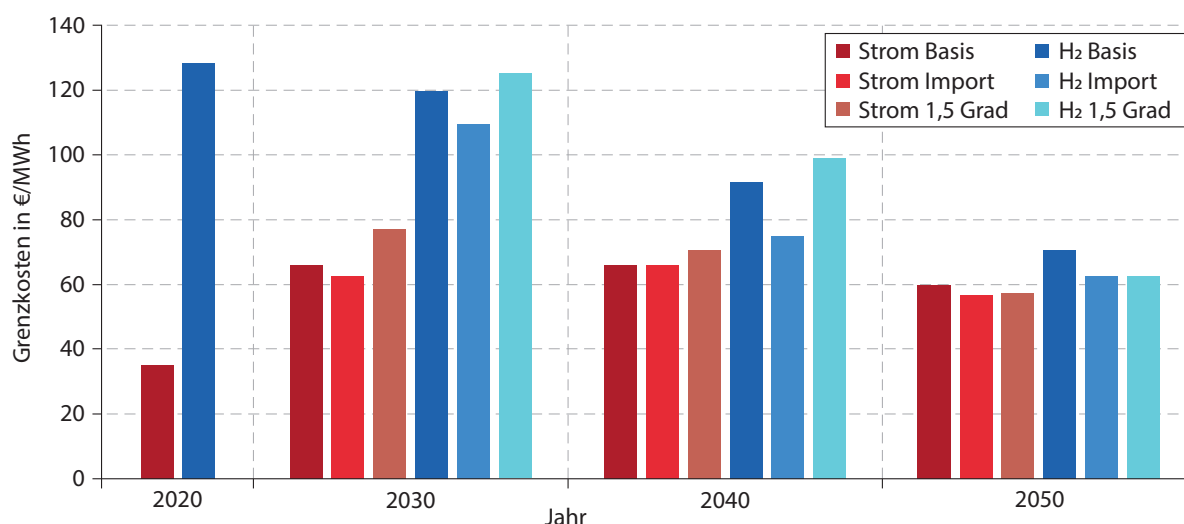


Abbildung 4.17: Entwicklung der Grenzkosten in den Szenarien Basis, Import und 1,5 Grad.

Ebenso wirkt sich dieser Effekt auf die Wasserstoffpreise sowie in geringerem Maße auch auf die Strompreise aus. In allen Stützjahren können die Grenzkosten im Szenario Import um 10–20 % im Vergleich zum Basisszenario reduziert werden. Im Szenario 1,5 Grad führt die früher einsetzende Elektrifizierung der Nachfrage zu einem früheren Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland sowie zu einem Anstieg der Importe. Die daraus abgeleiteten Grenzkosten für Strom und Wasserstoff steigen um 5–16 % von 2030–2040, fallen jedoch im Jahr 2050 um 5 bzw. 11 % (s. **Abbildung 4.17**).

Die strikteren Emissionsziele für Deutschland und die damit verbundenen steigenden Importe und der Rückgang der Gaskraft innerhalb Deutschlands führen zu einer Verlagerung der Gaskraft in die Nachbarstaaten (s. **Abbildung 4.18**). Die schärferen Klimaziele in Deutschland führen also

zu einer Verlagerung der Emissionen ins europäische Ausland und zeigen die Begrenztheit von Stromimporten, da alle EU-Nachbarländer über kurz oder lang im Zuge der Klimaneutralität auch vor diesem Problem stehen und den Zubau erneuerbarer Energien forcieren werden.

Die Emissionsziele und die veränderte Nachfrage haben zudem einen Einfluss auf den Speicherausbau. Der Speicherbedarf an Batterie- und Wasserstoffspeichern nimmt im Vergleich zum Basisszenario deutlich zu (vgl. **Tabelle 4.2**). Der frühe Ausbau der erneuerbaren Energien in Kombination mit einem limitierten Ausbau der Transportkapazitäten machen hohe Investitionen in Speicher notwendig. Die parallele Investition in Strom- und Wasserstoff-Speicher stellt sich als günstiger heraus als die Möglichkeit der Rückverstromung von Wasserstoff, die dennoch im Umfang von 25 GW und 7 TWh im Jahr 2050 benötigt wird.

Tabelle 4.2: Speicherkapazität und -leistung im Szenario 1,5 Grad.

	2030		2040		2050	
	GWh	GW	GWh	GW	GWh	GW
Stromspeicher	59,9	14,8	63,8	17,2	67,9	18,3
Wasserstoffspeicher	13.880,2	66,9	26.531,7	245,9	50.049,1	179,0

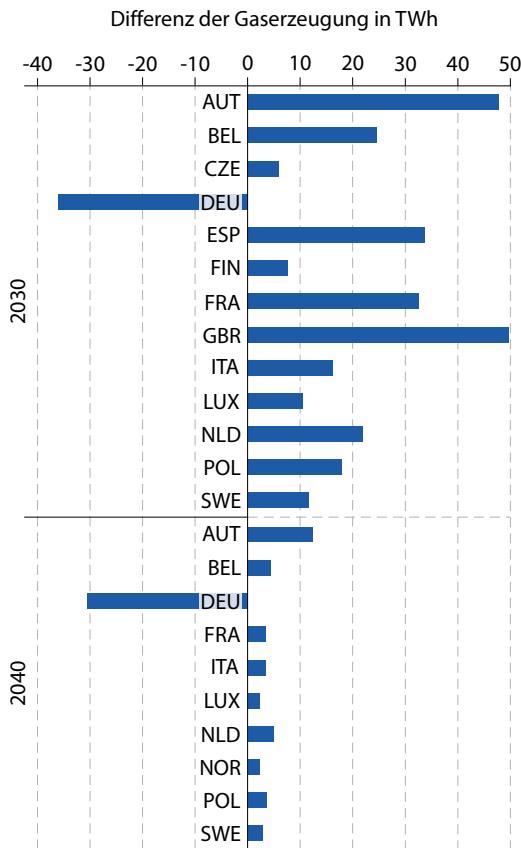


Abbildung 4.18: Einfluss der strikteren Emissionsziele in Deutschland auf die Gaserzeugung in Europa.

Im Szenario Verkehrswende zeigen sich Unterschiede zum Basisszenario vor allem im Jahr 2050, da sich die Änderungen im Modal Split besonders in diesem Jahr bei der Strom- bzw. Wasserstoffnachfrage bemerkbar machen. Durch die Verringerung in der Nachfrage reicht das erneuerbare Potenzial in Deutschland aus, um den Bedarf zu decken. Dies zeigt sich auch in den verminderten Importflüssen. Die Exporte bleiben dadurch unverändert, da die erneuerbaren Energien immer noch bis an die Potenzial-

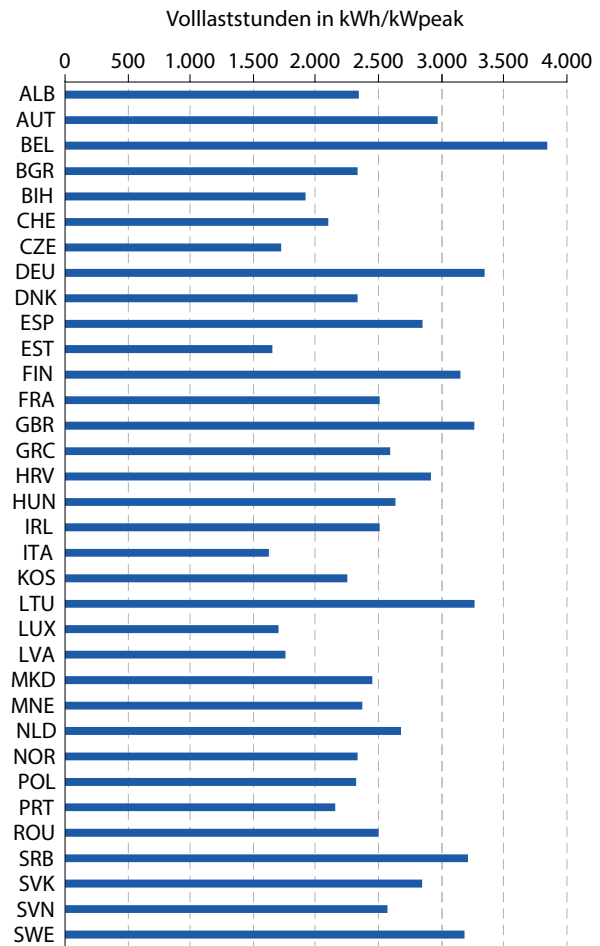


Abbildung 4.19: Volllaststunden der Niedertemperatur-Elektrolyseure (PEM) im Szenario Verkehrswende im Jahr 2050.

grenze ausgebaut werden. Auch hat das Szenario positive Auswirkungen auf die Grenzkosten in diesem Jahr, die Unterschiede liegen jedoch im einstelligen Prozentbereich. Außerdem lassen sich positive Effekte auf die Volllaststunden der Elektrolyseure in ganz Europa beobachten (s. **Abbildung 4.19**). Die Reduktion der Nachfrage wird für alle europäischen Länder angenommen, womit weniger Elektrolyseurleistung benötigt wird. Dies wirkt sich positiv auf die Auslastung der Anlagen aus.

INFOBOX 4.1

RÜCKKOPPLUNGSEFFEKTE DURCH EIN ERNEUERBARES ENERGIE- UND HINTERGRUNDSYSTEM AUF DIE LCA-ERGEBNISSE*Autoren: Marian Rosental, Thomas Fröhlich*

Die Modellierung zukünftiger Systeme stellt Ökobilanzierer*innen immer wieder vor das Problem, Technologieentwicklungen abschätzen zu müssen und vor die Entscheidung, ob diese Entwicklungen in ihre Modelle integriert werden sollen (oder nicht). In der aktuellen Roadmap-P2X wurden beispielsweise Entwicklungen des Energiesystems betrachtet, welche einen Ausbau erneuerbarer Energien und eine Abkehr von fossilen Brennstoffen vorsehen und damit zur Senkung des CO₂-Fußabdrucks des elektrischen Stroms führen.

Diese Entwicklung hat jedoch auch Einfluss auf viele andere Sektoren und Produkte, deren Verfeinerung und Anpassung jedoch meist einen enormen Arbeitsaufwand mit sich bringen würde. Daher werden systemübergreifende Rückkopplungseffekte, z.B. der Einfluss eines erneuerbaren Energiesystems auf die Umweltwirkungen der Siliziumproduktion, oft nicht betrachtet. Für die entsprechenden Modelle wird dann auf bereits existierende Ökobilanzdatensätze zurückgegriffen, beispielsweise Winderzeugungs- und Photovoltaikanlagen aus Datenbanken wie ecoinvent und GaBi.

Während jedoch in einem überwiegend fossilen Energiesystem Emissionen aus der Bereitstellung von Infrastruktur oft zu vernachlässigen sind (oder nicht berücksichtigt werden), steigt der Anteil von Emissionen, die auf dem Bau von Anlagen und Infrastruktur beruhen im Vergleich zu den gleichzeitig sinkenden energiebedingten Emissionen in einem überwiegend erneuerbaren Energiesystem. Die Emissionen des fossilen Hintergrundsystems rücken somit in den Vordergrund.

In der Folge bedeutet das für die LCA eines Produktsystems, welches den erneuerbaren Strom eines zukünftigen Systems nutzt, dass die im Model verwendeten Windenergie- und PV-Anlagen trotzdem mit Strom und Materialien ausgehend von einem System mit fossilen Energieträgern und den entsprechenden Emissionen erzeugt werden. Diese Betrachtung überschätzt somit die THG-Emissionen zukünftiger Systeme und führt zu einem systematischen Fehler in LCAs, die auf erneuerbaren Energien basieren.

Auf Basis der Studien „Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität (RESCUE)“ [39] und „Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien (SYSEET)“ [54] hat das ifeu in Kooperation mit ecoinvent Ökobilanzdatensätze erstellt, welche auf diese Problematik eingehen. Ausgehend von der RESCUE-Studie wurden Veränderungen auf dem Transformationspfad zu einem treibhausgasneutralen Deutschland in das Hintergrundsystem integriert und die folgenden Prozesse angepasst:

- Stromerzeugung (mit Anteil erneuerbarer Energien [inkl. PtG mit Rückverstromung]: 2030: 75 %; 2050: 100 %),
- Stahlherstellung (steigende Recyclingquoten, Umstellung auf Wasserstoff als Reduktionsmittel im DRI-Verfahren [direct reduced iron]),
- Zementherstellung (Befeuerung mit Methan aus PtG-Herstellung, Reduktion des Klinkerfaktors, neuartige Bindemittel),
- Aluminium- und Kupferherstellung (steigende Recyclingquoten, Umstellung auf inerte Anoden),
- Herstellung von Kunststoffen (Deckung des Rohstoff- und Prozesswärmebedarfs durch regenerativ erzeugtes Methan).

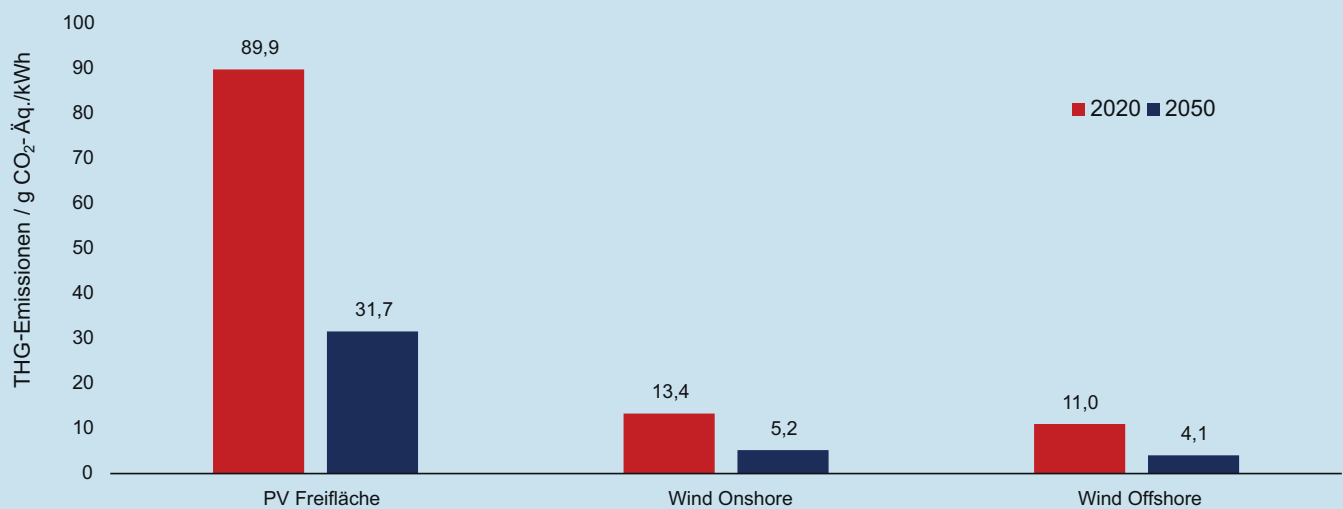


Abbildung 4.20: THG-Emissionen erneuerbarer Energieanlagen für die Produktion von 1 kWh Strom im Jahr 2020 und 2050 in Deutschland mit einem erneuerbaren Hintergrundsystem nach RESCUE / SYSEET.

Das in diesem Model genutzte System bezieht daher nicht nur erneuerbaren Strom, sondern auch die Infrastrukturmaterialien ein, die mit erneuerbaren Energien und erhöhten Recyclingquoten hergestellt werden. Neben Windenergie- und Photovoltaikanlagen, die auf diesen Materialien basieren, können auch Synthesanlagen für PtX-Anlagen etc. mit erneuerbarem Stahl, Zement, Kupfer und Aluminium gebaut werden. Das so erzeugte erneuerbare Hintergrundsystem kann damit effektiv Rückkopplungseffekte aus dem Energiesystem integrieren.

Unter den gewählten Rahmenbedingungen sinken die THG-Emissionen der Freiflächen-Photovoltaikanlagen von 90 auf 32 g CO₂-Äq. / kWh erzeugten Strom, der Onshore Windenergieanlagen von 13 auf 5 g CO₂-Äq. / kWh und der offshore-Windenergieanlagen von 11 auf 4 g CO₂-Äq. / kWh (**Abbildung 4.20**). Die Reduktion von THG-Emissionen liegt somit im Bereich zwischen 62% und 65% gegenüber dem heutigen Stand. Nicht betrachtet sind hierbei Steigerungen der Lebensdauer, Leistung und Wirkungsgrade, die sich aufgrund der Technologieentwicklungen ebenfalls auf die Intensität der THG-Emissionen auswirken werden (**Tabelle 4.3**).

Tabelle 4.3: Parameter der erneuerbaren Energieanlagen in Deutschland.

Parameter	PV-Freifläche	Wind Onshore	Wind Offshore	Einheit
Volllaststunden	958	2.963	4.234	h
Lebensdauer	20	20	20	a
Wirkungsgrad	16	–	–	%
Leistung	–	3,6	8	MW

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, werden im Folgenden die Umweltauswirkungen der Stromerzeugung (Kapitel 4.2.1) und die Kosten der Stromerzeugung (Kapitel 4.2.2) vorgestellt.

4.2.1 Umweltauswirkungen der Stromerzeugung

Autor: Jan Wyndorps

Im Stromsektor haben Technologien zur Nutzung von erneuerbaren Energien vor ein bis zwei Jahrzehnten die technologische Reife erreicht und steigen zunehmend in ihrem Anteil an der Stromerzeugung. In anderen Sektoren wie der Chemieindustrie und dem Kraftstoffsektor ist die Substitution von konventionellen Technologien schwieriger. In diesen Sektoren bieten Power-to-X-Technologien Reduktionspotentiale durch die Kopplung an einen CO₂-armen Stromsektor. Dadurch weisen die Bewertungen von Power-to-X

Technologien stets eine hohe Abhängigkeit vom zugrundeliegenden Strommix auf, weshalb die damit verbundenen Auswirkungen im Folgenden detailliert betrachtet werden. Um die fortschreitende Dekarbonisierung des Stromsektors zu berücksichtigen, werden die P2X-Wertschöpfungsketten jeweils für die Szenarien „heute“, „2030“ und „2050“ ausgewertet. Die technologische Zusammensetzung des Stromsektors basiert jeweils auf den Ergebnissen der übergreifenden Energiesystemmodellierung (siehe Technischer Anhang Kapitel 4.2).

Abbildung 4.21 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung von 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. CO₂-Emissionen aus dem Schornstein eines Kohlekraftwerkes) als auch die indirekten Emissionen für Bau und End-of-Life (z. B. Herstellung/Entsorgung einer PV-Zelle) berücksichtigt. Die Aufwendungen für Infrastruktur werden als konstant angenommen. Die Stromimporte werden anhand der Technologieverteilung der Nachbarnationen berücksichtigt, aus denen der Strom importiert wird (siehe Kapitel 4.1).

Die Treibhausgasemissionen bei heutiger Technologiezusammensetzung von 485 g CO₂-Äq./kWh werden durch die Braun- und Steinkohleverstromung sowie Gaskraftwerke

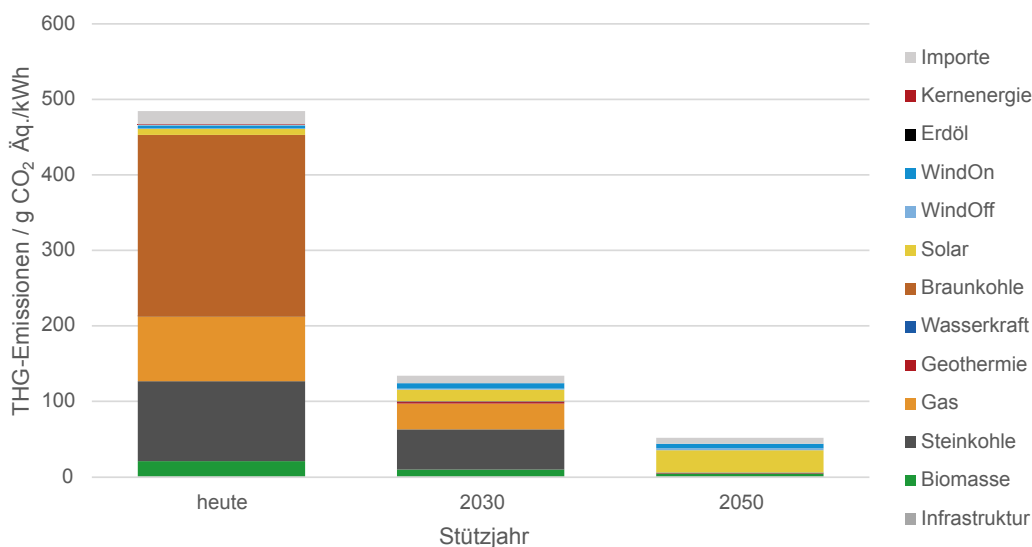


Abbildung 4.21: Entwicklung der lebenszyklusbezogenen Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung bezogen auf 1 kWh elektrisch inklusive Umwandlungs- und Transmissionsverluste.

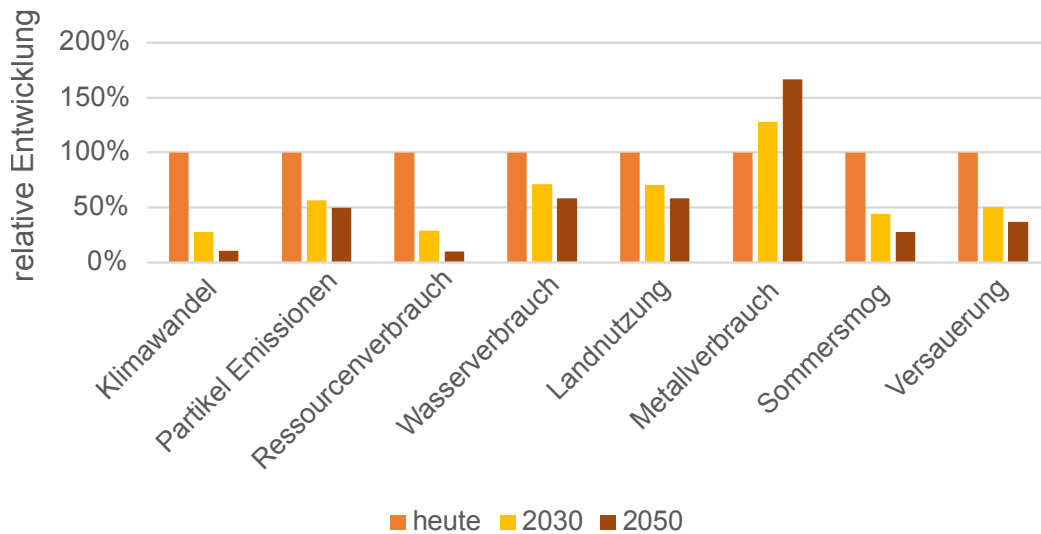


Abbildung 4.22: Relative Entwicklung der Umweltauswirkungen der Stromerzeugung bezogen auf 1 kWh elektrisch inklusive Umwandlungs- und Transmissionsverluste.

dominiert (siehe **Abbildung 4.21**). Bei angenommenem Technologieumschwung reduzieren sich die Treibhausgasemissionen im Stützjahr 2030 auf 134 g CO₂-Äq./kWh und im Zieljahr 2050 auf 52 g CO₂-Äq./kWh. In letzterem werden die Treibhausgasemissionen 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 ist hierbei über die Jahre als konstant angenommen. Ein möglicher Rückkopplungseffekt durch das zugrundeliegende Energiesystem wird in Infobox 4.1 diskutiert.

Abbildung 4.22 zeigt die relative Entwicklung der Auswirkungen pro kWh Strom in allen Umweltkategorien. Der Umschwung auf erneuerbare Energien erzielt in fast allen Kategorien geringe Umweltauswirkungen mit Ausnahme des Metallverbrauchs. Während sich die Treibhausgasemissionen für 2050 auf 11 % ihres heutigen Ausstoßes reduzieren, so reduzieren sich die anderen Umweltkategorien auf 10 % bis 58 % ihrer heutigen Auswirkung. Dahingegen steigt der Metallverbrauch pro kWh Strom auf 167 % des heutigen Verbrauchs. Dies ist auf den massiven Ausbau von Windrädern und Photovoltaik-Anlagen zurückzuführen. Zusammen verursachen Windkraft und Photovoltaik 80 % des Metallverbrauchs während sie zu 78 % der Stromerzeugung beitragen. Der restliche Metallverbrauch ist auf die Infrastruktur zur Netzübertragung zurückzuführen.

4.2.2 Kosten der Stromerzeugung

Autorin: Kerstin Wiesner-Fleischer

Bei der techno-ökonomischen Analyse von Power-to-X-Technologien zeigt sich stets eine hohe Abhängigkeit vom zugrundeliegenden Strommix, respektive Stromkosten. Für die Berechnungen werden die Stromkosten aus den Simulationen des Energieszenarios (siehe 4.1.3.2) abgeleitet. Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse zeigen die Auswirkungen sich ändernder Stromkosten auf die Gestehungskosten der PtX-Produkte. Die Energiepreisentwicklung über den Zeitraum bis 2050 beeinflusst erheblich die Gestehungskosten der PtX-Produkte. Grundsätzlich sind die Gestehungskosten der chemischen PtX-Produkte und der PtX-Kraftstoffe gegenüber den Preisen ihrer jeweiligen fossilen Referenzen erhöht. Aufgrund des niedrigen Technology Readiness Level (TRL) vieler PtX-Prozessketten sind jedoch durch weitere Technologieentwicklung und Optimierung Kostenreduktionen möglich. Dies spiegelt sich dann in den Szenarien für die Jahre 2030 und 2050 wider.

Aus einer betriebswirtschaftlichen Perspektive begrenzen insbesondere hohe Stromgestehungskosten sowie -transportkosten und eventuelle außerbörsliche Strompreisbestandteile den Einsatz von neuen PtX-Technologien, auch wenn sich dies bei einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise anders darstellt. Regulatorische Eingriffe zur Technologieförderung sind daher weiterhin erforderlich, um Innovationen und Kostensenkungen in den kommenden Jahren zu realisieren.

INFOBOX 4.2

LESEHILFE ZU DEN LCA-GRAFIKEN

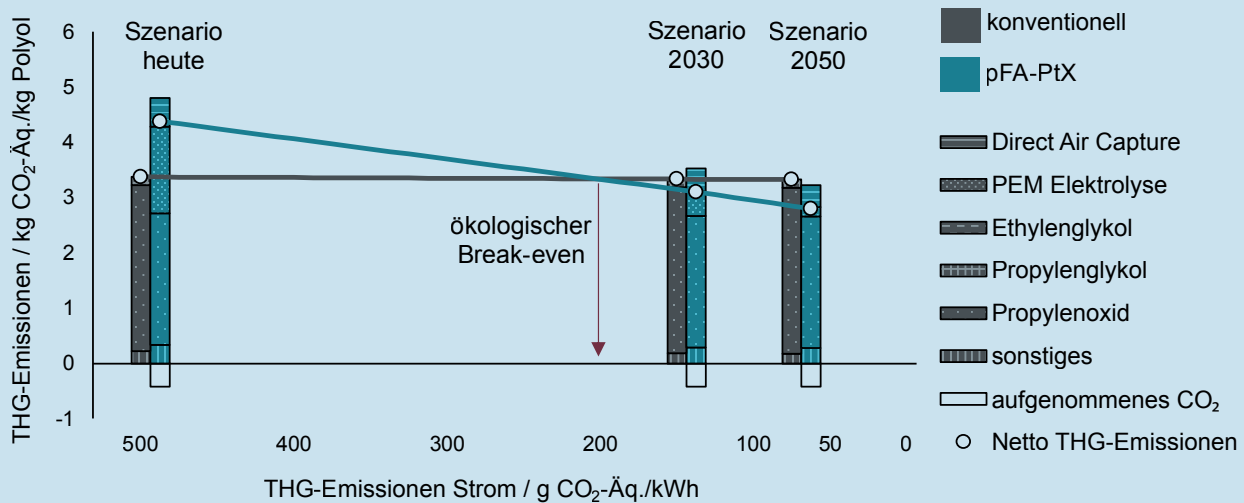


Abbildung 4.23: Entwicklung der Treibhausgasemissionen einer beispielhaften Wertschöpfungskette in Abhängigkeit der Treibhausgasintensität der Stromerzeugung. pFA-PtX: Power-to-X Polyol-Herstellung über Paraformaldehyd.

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

Die **Abbildung 4.23** zeigt die THG-Emissionen der Wertschöpfungskette auf der y-Achse in Abhängigkeit der Treibhausgasintensität des Stroms auf der x-Achse. Die Ergebnisse sind anhand ihres Szenarios gruppiert und entsprechend des zugrundeliegenden Strommixes zwischen 485 g CO₂-Äq./kWh für das Szenario „heute“ und 52 g CO₂-Äq./kWh für das Szenario „2050“ aufgetragen.

Die Grundfarbe der Säule repräsentiert die Wertschöpfungskette. Die Schraffur gibt an, welcher Prozessschritt bzw. welches Edukt die Emissionen verursacht.

Aus der Umwelt aufgenommenes CO₂ wird durch einen farblosen negativen Balken ausgewiesen. Die resultierenden Netto THG-Emissionen aus allen positiven und negativen Beiträgen werden durch den weißen Punkt wiedergegeben.

Die Verbindung der Netto Punkte zu einer Linie zeigt die Entwicklung in Abhängigkeit der THG-Intensität des Stromes. Dies ermöglicht die Beurteilung der THG-Emissionen der Wertschöpfungskette für ein beliebiges Szenario. Es ist zu erkennen, dass ab einer THG-Intensität des Stromes von unter ca. 200 g CO₂-Äq./kWh die Power-to-X-Technologie gegenüber der Referenztechnologie vorteilhaft ist. Dieser Punkt wird als ökologischer Break-even Punkt bezeichnet. Er ist ein Maß dafür, wie weit der Stromsektor dekarbonisiert werden muss, damit die untersuchte Power-to-X-Technologie in Bezug auf ihre THG-Emissionen vorteilhaft ist.

4.3 Übergreifende Ergebnisse der Akzeptanzanalyse

Autor*innen: Jan Hildebrand, Irina Rau, Timo Kortsch

Bei der Betrachtung der gesellschaftlichen Akzeptanz von PtX-Technologien sind wie im Methodenteil dargestellt verschiedene mögliche Akzeptanzobjekte zu unterscheiden, beispielsweise PtX-Technologien als grundsätzlicher Ansatz oder in einem spezifischen Anwendungsbereich. Im Folgenden werden ausgewählte Ergebnisse für die übergeordnete Einschätzung von PtX-Technologien dargestellt. Als ein Baustein innerhalb der Energiewende ist es relevant für die Akzeptanz von PtX-Technologien, ob ihnen in der gesellschaftlichen

Wahrnehmung diese Funktion auch so zugeschrieben wird. Bei der Frage nach dem Beitrag im Kampf gegen den Klimawandel zeigt sich in diesem Zusammenhang ein deutlich positives Ergebnis, bzgl. dieser Kernaufgabe erhalten die PtX-Technologien von einem Großteil der befragten Personen eine große Zustimmung (vgl. **Abbildung 4.24**).

Bei der Frage nach der allgemeinen Akzeptanz ist in **Abbildung 4.25** zu sehen, dass die Zustimmungswerte zu PtX-Technologien sowohl in der jüngeren Teilstichprobe (16–25 Jahre) als auch in der Gruppe der über 25-Jährigen bei knapp 2/3 der Befragten liegen, etwa ein Drittel der Befragten ist unentschieden. Die Ablehnung der PtX-Technologien liegt entsprechend im einstelligen Prozentbereich.

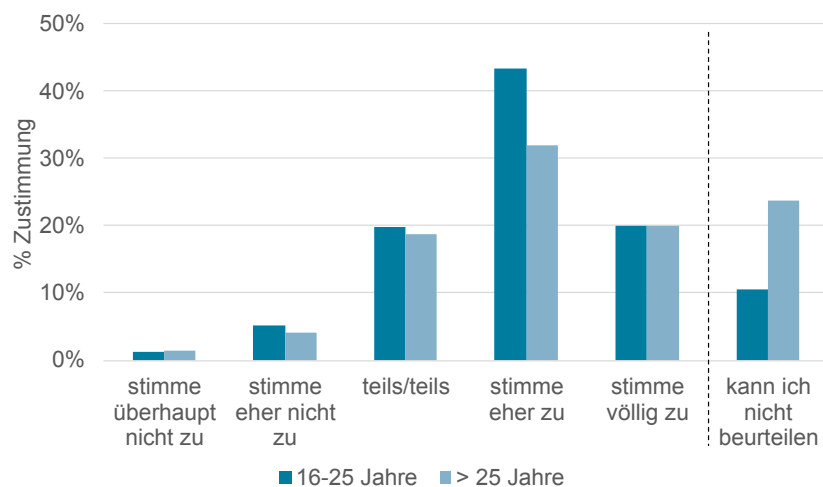


Abbildung 4.24: Beitrag von PtX-Technologien zum Kampf gegen den Klimawandel.

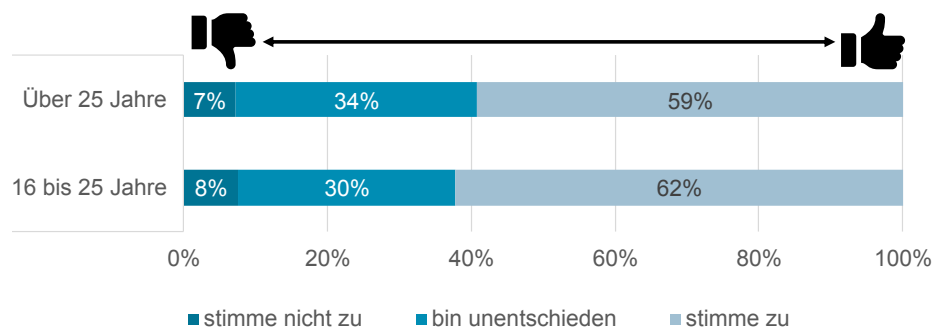


Abbildung 4.25: Allgemeine Akzeptanz von PtX-Technologien getrennt nach Gruppen (16-15 Jahre vs. über 25 Jahre).

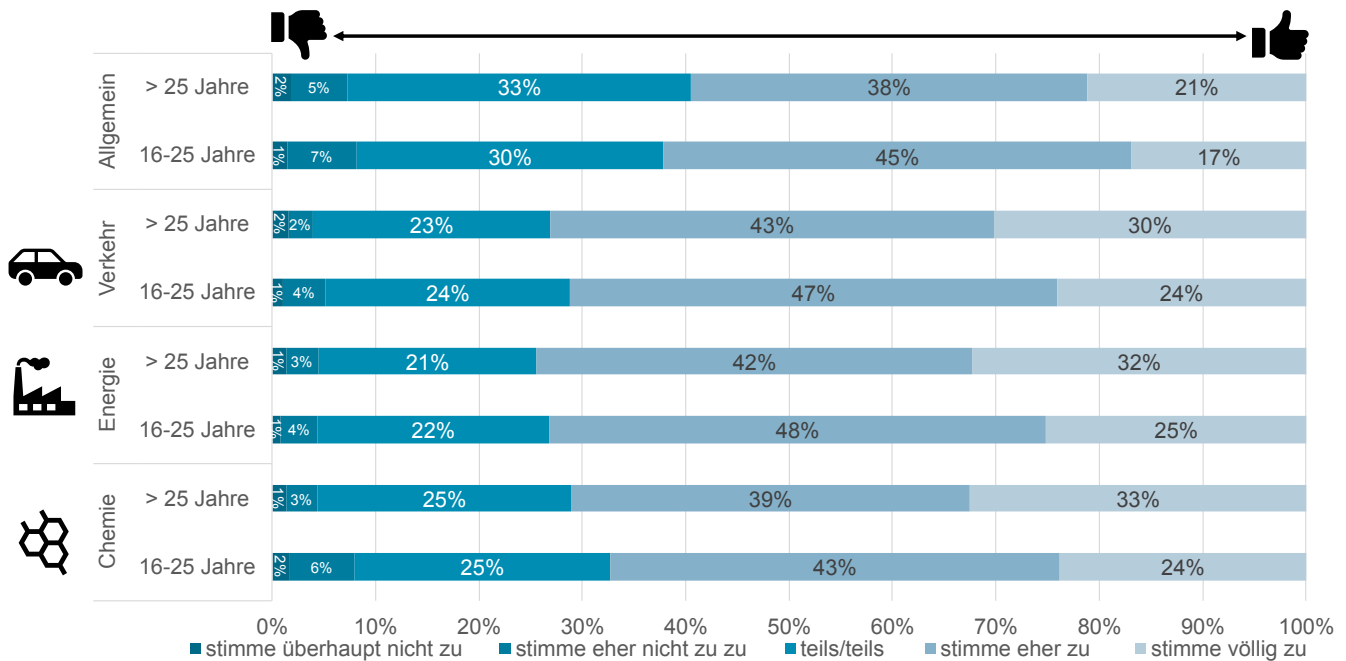


Abbildung 4.26: Allgemeine Akzeptanz von PtX-Technologien getrennt nach Altersgruppen und Anwendungsbereichen.

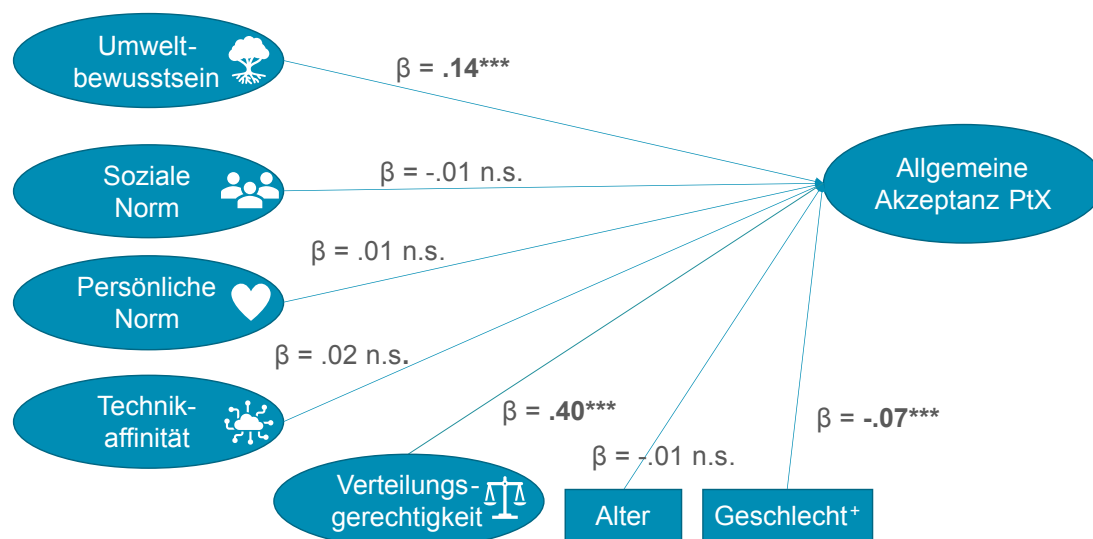


Abbildung 4.27: Vorhersagemodell zur Vorhersage der allgemeinen Akzeptanz von PtX-Technologien. Fett gedruckte Effekte (β) sind statistisch bedeutsam. Multiple lineare Regression, Datenbasis: N=1.754, Signifikanzniveaus: * $p < .05$, ** $p < .01$, *** $p < .001$, n.s. nicht signifikant, + ein positives Beta Gewicht weist darauf hin, dass Männer eine höhere Allgemeine Akzeptanz aufweisen.

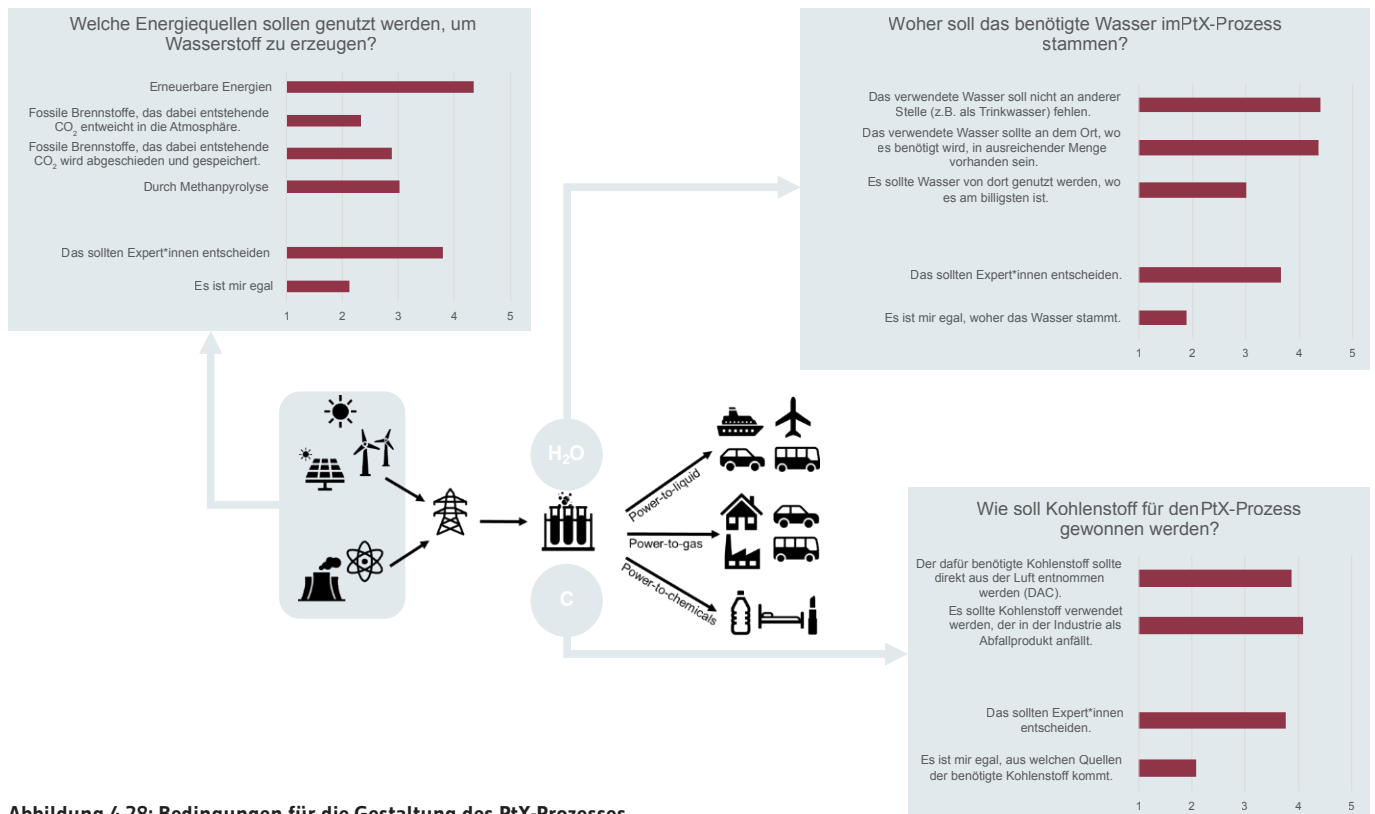


Abbildung 4.28: Bedingungen für die Gestaltung des PtX-Prozesses.

Bei der Betrachtung der allgemeinen Akzeptanz von PtX-Technologien verglichen mit den sektorspezifischen Akzeptanzen (Akzeptanz im Verkehrs-, Energie- und Chemiesektor), zeigen sich höhere Zustimmungsniveaus und weniger Ablehnung in den spezifischen Anwendungsbereichen, was sich u.a. durch den Konkretisierungsgrad und damit auch spezifischen Nutzen erklären lässt, vgl. **Abbildung 4.26**.

Außerdem zeigen die Ergebnisse, welche Faktoren die allgemeine Akzeptanz für PtX-Technologien begünstigen.

Abbildung 4.27 zeigt, welche Faktoren sich als statistisch bedeutsam erwiesen:

- **Umweltbewusstsein:** Die Überzeugung der Befragten ist relevant, ob genug getan wird, um die knappen natürlichen Ressourcen zu schützen und inwieweit jede*r Einzelne Verantwortung für den Umweltschutz trägt.
- **Verteilungsgerechtigkeit:** Es spielt für die Befragten eine sehr große Rolle, wie die Kosten (z.B. für den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien, zunehmende Importabhängigkeit und Ressourcenkonkurrenz) und Nutzen (z.B. Reduzierung von CO₂, Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern wie Kohle und Erdöl und

neue Arbeitsplätze vor Ort) verteilt sind. Ein ausgeglichenes oder positives Kosten-Nutzen-Verhältnis ist förderlich für die Akzeptanz.

- **Geschlecht:** Frauen weisen tendenziell eine leicht höhere Akzeptanz von PtX-Technologien im Energiesektor auf.

Neben der allgemeinen Akzeptanz wurde zudem die konditionale Akzeptanz untersucht, d.h. unter welchen Bedingungen PtX-Technologien akzeptiert werden; hieraus lassen sich die wesentlichen Akzeptabilitätskriterien ableiten. In **Abbildung 4.28** ist dargestellt, welche Energiequellen zur Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden sollten; „grüner“ Wasserstoff erfährt hier deutlich die größte Zustimmung (Mittelwert 4,3 auf einer Skala von 1 = „stimme überhaupt nicht zu“ bis 5 = „stimme völlig zu“). Außerdem soll Wasser genutzt werden, das nicht an anderer Stelle fehlt (Mittelwert 4,4) und vor Ort ausreichend vorhanden ist (Mittelwert 4,3). Bezüglich der Kohlenstoffquellen erfuhr Direct Air Capture (Mittelwert 3,9) eine ähnlich hohe Zustimmung wie die Abscheidung in industriellen Prozessen (Mittelwert 4,1). Für alle Konditionen zeigte sich, dass es den Befragten eher nicht egal ist (Mittelwerte um 2 = „stimme eher nicht zu“), sie sich hier aber vor allem Entscheidungen von Expert*innen wünschten.

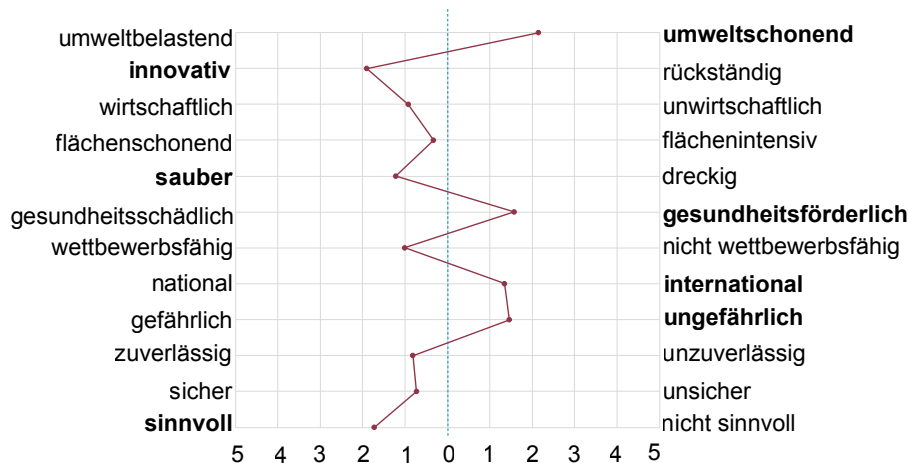


Abbildung 4.29: Attribute von PtX als semantische Differentiale (Gegensatzpaare).

Insbesondere hinsichtlich der Einschätzungen bzgl. der Kohlenstoffquellen ist einschränkend zu sagen, dass im Rahmen der Umfrage keine Aufklärung über die unterschiedlichen Klimawirkungen oder weiteren Details der verschiedenen Kohlenstoff-, Energie- und Wasserquellen erfolgte. Die Ergebnisse sind dementsprechend als erste Hinweise und Ansatzpunkte für eine vertiefte Informationsarbeit und Kommunikation zu diesen verschiedenen Alternativen als Basis für eine gesellschaftliche Diskussion zu verstehen.

Um das Image der PtX-Technologien und inhaltliche Zuschreibungen genauer zu erfassen, wurde in der Panelbefragung auch ein semantisches Differential genutzt: Die Befragten bewerten PtX-Technologien tendenziell als umweltschonend, innovativ, sauber, gesundheitsförderlich, international, ungefährlich und sinnvoll (siehe **Abbildung 4.29**). Dabei muss man allerdings auch festhalten, dass das Profil von PtX-Technologien (noch) nicht besonders ausgeprägt war, der höchste Mittelwert lag bei 2,1 (umweltschonend) bei einer Skala bis maximal 5, was für eine noch nicht durchgängig fundierte Einschätzung auf Seiten der Befragten spricht.

Eine weitere relevante Frage für die Akzeptanz von neuen Technologien ist, ob Ihnen ein positiver Effekt für die Wirtschaft sowohl auf nationaler Ebene als auch auf regionaler Ebene über die jeweiligen Standorte zugeschrieben wird (vgl. **Abbildung 4.30**). Innerhalb des Panels zeigt sich hier eine klare Tendenz für beide Ebenen, wobei es insbesondere in der älteren Kohorte einen substantiellen Anteil gibt, der hierzu keine Einschätzung gibt („Kann ich nicht beurteilen“).

Auch das Potenzial für fördernde Impulse auf die regionale Wirtschaftsentwicklung wird insgesamt positiv eingeschätzt (vgl. **Abbildung 4.31**).

Die Ergebnisse verdeutlichen insgesamt, dass auf der soziopolitischen Akzeptanzebene im Sinne eines gesellschaftlichen Images PtX-Technologien prinzipiell befürwortet und ihnen positive Eigenschaften zugeschrieben werden, was eine gute Ausgangssituation für die Diffusion der neuen Technologien ist. Gleichwohl wird auch deutlich, dass es zum einen noch einen sehr heterogenen Wissensstand zwischen den verschiedenen Akteursgruppen gibt und noch großer Informations- und Kommunikationsbedarf besteht, z.B. zu Fragen der Energieeffizienz, der Kosten, möglichen Umweltfolgen, Importmöglichkeiten, politischen Rahmenbedingungen etc. Zum anderen stellen sich die Akzeptanzlagen im Detail sehr anwendungsspezifisch innerhalb der Sektoren Mobilität, Chemie und Industrie dar. Zudem stehen in vielen Bereichen konkrete Erfahrbarkeit, Betroffenheiten und daraus resultierende erfahrungsbasierte Bewertung noch aus. Insofern ist die gesellschaftliche Akzeptanz von PtX-Technologien kein Automatismus, gerade auch vor dem Hintergrund, dass die Basis für die starke Befürwortung der ökologische Mehrwert durch den erneuerbaren Strom bzw. grünen Wasserstoff ist, dessen Erzeugungsausbau wiederum zumindest auf lokaler Ebene von teilweise starken Protesten begleitet wird. Hier können Erfahrungen aus dem EE-Bereich bzgl. der Beteiligung von Bürger*innen im Rahmen von Bürgerenergieprojekten als ein akzeptanzrelevanter Ansatz genutzt werden.

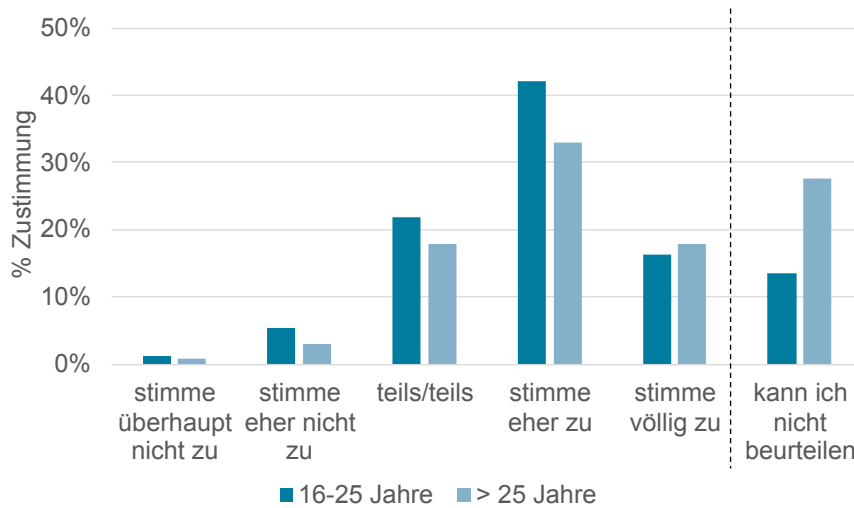


Abbildung 4.30: Einschätzung von PtX-Nutzung auf den Wirtschaftsstandort Deutschland.

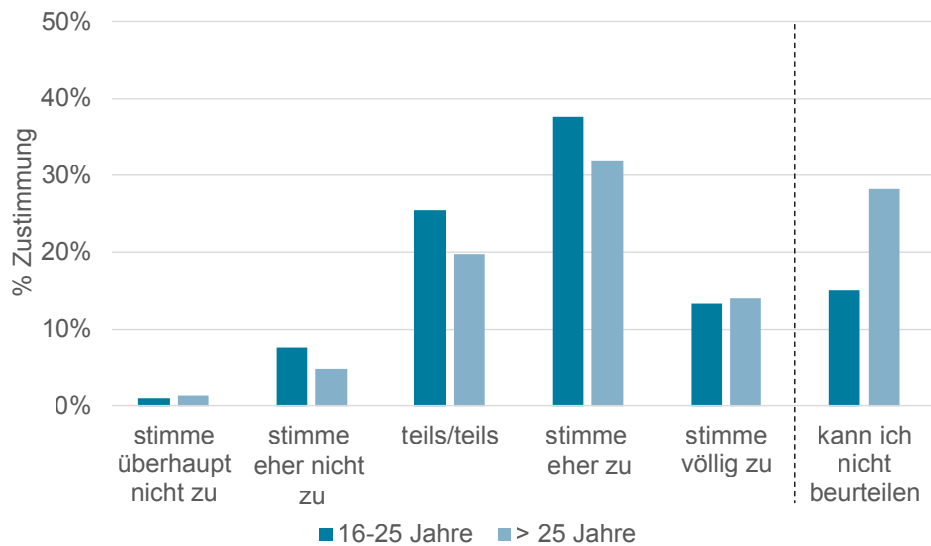


Abbildung 4.31: Einschätzung der Effekte einer PtX-Nutzung auf die regionale Wirtschaft.

5. Verkehr

Der Verkehrssektor verursacht mit 163 Mt CO₂ gegenwärtig rund 25 % aller energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland. Seit 1990 sind diese Emissionen etwa auf einem konstanten Niveau [1]. Zwar haben effizienzsteigernde Maßnahmen auf Fahrzeugebene zu sparsameren Motoren geführt, die gleichzeitige Steigerung der Motorleistung sowie immer schwerer und größer werdende Fahrzeuge haben diese Effizienzgewinne jedoch weitestgehend kompensiert [55]–[57]. Ein weiterer maßgeblicher Faktor, welcher dazu führt, dass der Verkehrssektor bislang keine Reduktion der THG-Emissionen realisiert hat, ist die stetig steigende Fahrleistung [58]. Dies gilt gleichermaßen für den straßengebundenen Individualverkehr wie für den Güterverkehr. Besonders hohe Zuwachsraten der Verkehrsleistung sind zudem im Flugverkehr zu verzeichnen [58].

Um die gesteckten Ziele im Verkehrssektor bis 2030 (Reduktion um 40 % bzw. gemäß der aktualisierten Ziele auf Basis [59] um 48 % gegenüber 1990) und 2050 bzw. gemäß der aktuellen Ziele auf Basis [59] bereits 2045 (weitgehende THG-Neutralität) noch zu erreichen sind enorme Anstrengungen notwendig. Aus systemischer Sicht werden verkehrsverlagernde und -vermeidende Maßnahmen notwendig sein, um einen Teil der Emissionen zu reduzieren [2]. Die dritte notwendige Maßnahme liegt auf der technischen Ebene und beinhaltet Effizienzsteigerungen und Elektrifizierungsmaßnahmen sowie den Einsatz von alternativen Kraftstoffen aus PtX in einigen Bereichen wie dem Flug- und Schiffsverkehr, die sich nicht ohne weiteres elektrifizieren lassen [60].

In den folgenden Unterkapiteln wird die Entwicklung des Verkehrssektors basierend auf dem in Kapitel 4.1 vorgestellten Energiemodell dargelegt. Diese Einordnung spannt den Rahmen für detailliertere Analysen hinsichtlich ökologischer und ökonomischer Aspekte der im Kopernikus-Projekt P2X II erforschten Technologien zur Bereitstellung von PtX-Kraftstoffen für den Verkehrssektor. Dabei liegt der Fokus hier auf der Herstellung von FT-Kerosin exemplarisch für den Flugfrachtverkehr.

Ergänzend werden die Ergebnisse der Analyse zur sozialen Akzeptanz sowie des Angebots- und nachfrage-seitigen Potenzials (in Deutschland) für PtX-Kraftstoffe dargelegt.

5.1 Entwicklung und Einordnung des Verkehrssektors

Autoren: Franz Bauer, Michael Sterner

Im Verkehrssektor wird innerhalb des Energiemodells zwischen den Verkehrsträgern Straße, Schiene, Binnenschifffahrt und innerdeutsche Luftfahrt unterschieden, welche nochmals in Personen- und Güterverkehr unterteilt werden. Die Modellierung der Verkehrsnachfrage erfolgt anhand der Verkehrsleistung in Personenkilometern (Pkm) bzw. Tonnenkilometern (tkm). Diese wird dem Modell exogen vorgegeben und mittels spezifischer Verbräuche der jeweiligen Transportmittel der Energiebedarf und die THG-Emissionen bestimmt. Für alle Szenarien außer dem Szenario Verkehrswende wird angenommen, dass kein Modal Shift stattfindet und sich der Verkehrsaufwand proportional zum Bevölkerungswachstum (Personenverkehr) bzw. zum Wirtschaftswachstum (Güterverkehr) verhält. Damit ergeben sich im Jahr 2050 Transportleistungen von 1.095 Mrd. Pkm und 854 Mrd. tkm. Im Vergleich zum Jahr 2020 entspricht dies einer Reduktion von 82 Mrd. Pkm bzw. einer Steigerung um 161 Mrd. tkm. Für das Szenario Verkehrswende reduziert sich der Verkehrsaufwand auf 834 Mrd. Pkm und 845 Mrd. tkm und es findet eine Änderung des Modal-Splits statt (s. Technischer Anhang, Kapitel 4.1). Als H₂/PtX-Kraftstoffe im Transportsektor sind im Energiemodell einerseits Wasserstoff aus der PEM-Elektrolyse zur Nutzung in Brennstoffzellen, Methan aus der katalytischen Methanisierung für Gasantriebe und andererseits flüssige synthetische Kraftstoffe integriert. Für die flüssigen Kraftstoffe ist stellvertretend die Produktion von Wasserstoff via Hochtemperatur-Co-Elektrolyse und nachfolgende Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese) mit CO₂ aus der Luft im Energiemodell hinterlegt. Die PtX-Kraftstoffe sind potenziell in allen Verkehrsträgern innerhalb der Modellierung zugelassen. Eine Ausnahme bilden der Flug- und Schiffsverkehr, in welchem lediglich flüssige Energieträger abgebildet werden. Rein elektrische Antriebe finden sich im motorisierten Individualverkehr (E-Pkw), dem Schienenverkehr (Oberleitung), dem Busverkehr (E-Busse) und im Schwerlastgüterverkehr (Oberleitungs-Lkw) wieder. Der Elektrifizierungsgrad der Bahn wird auf 92 % der Personenverkehrsleistung, bzw. 93 % der Güterverkehrsleistung [52] und der Anteil von Oberleitungs-Lkw auf 42 % der Verkehrsnachfrage von Lkw [61] begrenzt, da die Entwicklung dieser Option stark von den Rahmenbedingungen abhängen und laut Gesprächen mit den größten Lkw-Herstellern in Deutschland solche nur entwickeln werden, wenn der Staat den Aufbau der Ober-

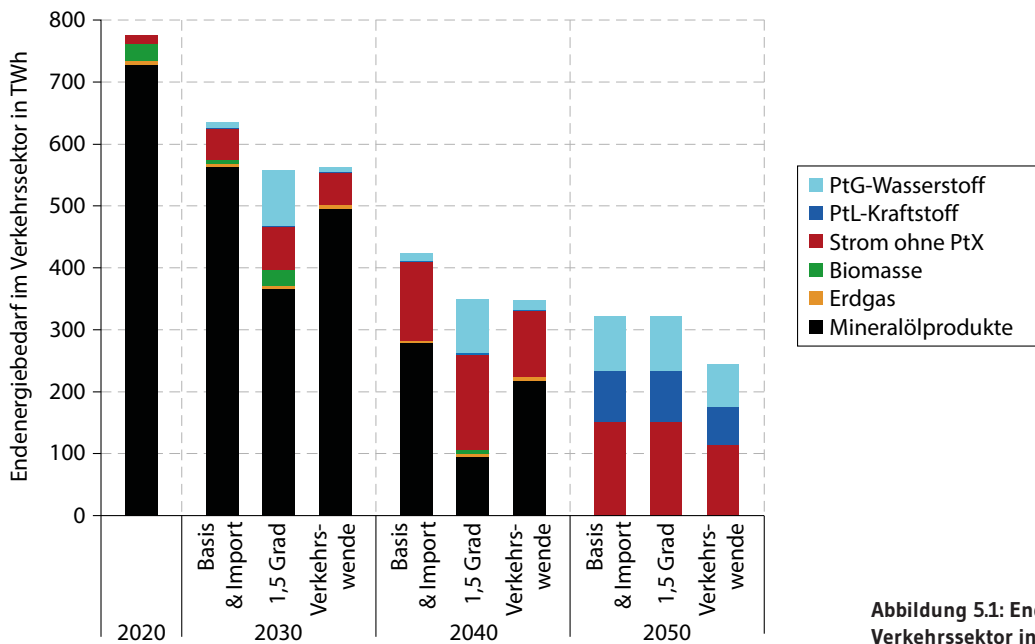


Abbildung 5.1: Endenergiebedarf im Verkehrssektor in den verschiedenen Szenarien.

leitungsinfrastruktur übernimmt und neben der Entwicklung von H₂-Lkw entsprechende Ressourcen dafür eingesetzt werden.

Die Entwicklung der kumulierten Endenergienachfrage im Verkehr in den einzelnen Szenarien ist in **Abbildung 5.1** dargestellt (s. auch Technischer Anhang, Kapitel 5.1). Die beiden Sensitivitäten Basis und Import sind zusammengefasst aufgetragen, da sich diese nicht in der Nachfrage, sondern lediglich in der Herkunft der H₂/PtX-Kraftstoffe unterscheiden: entweder national produziert oder aus dem europäischen Ausland importiert. Die PtX-Mengen sind in Form von Wasserstoff und FT-Kraftstoffen abgebildet. Der dafür notwendige Strom ist daher nicht in der Abbildung enthalten.

Wie zu erkennen ist, dominieren aktuell Mineralölprodukte wie Diesel, Benzin und Kerosin den Sektor. Ein geringer Teil der nachgefragten Energie stammt aus Biomasse, die den konventionellen Kraftstoffen in Form von Biodiesel und Bioethanol beigemischt wird. Zudem findet im Schienen- und dem motorisierten Individualverkehr eine direkte Nutzung von Strom über Bahnoberleitungen und elektrisch betriebenen Pkw statt. Auch Fahrzeuge mit Erdgasantrieb sind im kleinen Maß im System enthalten.

Durch eine zunehmende Elektrifizierung von Bahn, Bussen und Pkw sowie die langsame Einführung von Oberleitungs-Lkw und daraus resultierend eine Steigerung der Fahrzeugeffizienz nimmt der Endenergiebedarf in allen Sensitivitäten kontinuierlich ab. Die Mineralölprodukte werden sukzessive durch diese Elektrifizierung aber auch durch H₂/PtX-Kraftstoffe aus dem Verkehrssektor verdrängt, sodass im Jahr 2050

lediglich Wasserstoff, synthetisches Kerosin und Diesel sowie Strom zur Bereitstellung der Bewegungsenergie der Verkehrsträger genutzt werden. Tendenziell wird zur Defossilisierung zuerst auf direktelektrische und wasserstoffbetriebene Verkehrsträger zurückgegriffen. Erst ab 2040 setzen sich flüssige synthetische Energieträger aufgrund sinkender Kosten und steigender Effizienz der FT-Synthese durch.

Je nach Szenario ergeben sich sowohl verschiedene Hochläufe als auch unterschiedliche Mengen der H₂/PtX-Kraftstoffe. Im Szenario 1,5 Grad beginnt der Einsatz von Wasserstoff bereits früh und beträgt im Jahr 2030 etwa 90 TWh bzw. 16% des gesamten Energieeinsatzes. Davon werden 87 TWh für Brennstoffzellen-Lkw eingesetzt, der Rest für den Schienenverkehr und ein geringer Anteil für Pkw. In den anderen Szenarien wird PtX bis zum Jahr 2040 vorrangig in kleinen Mengen im Schwerlasttransport auf der Straße genutzt. Danach erfolgt eine vollständige Defossilisierung aller Verkehrsträger mit Wasserstoff (Lkw und Bahn), Fischer-Tropsch-Produkten (Flugzeuge und Schiffe) und Strom (Pkw, Oberleitungs-Lkw, Bus und Bahn). Im Jahr 2050 wird eine Energiemenge zwischen 130 und 170 TWh an PtX benötigt. Im Szenario Verkehrswende ergibt sich im Jahr 2050 eine insgesamt niedrigere Energienachfrage aufgrund des Wechsels zu effizienteren Verkehrsträgern und die Minderung des Verkehrsaufwandes. Die Reduktion des Flugverkehrs wirkt sich hierbei direkt auf die Nachfrage nach E-Fuels aus, der Wechsel von Lkw auf die Schiene und Schiffe auf die notwendige Wasserstoffmenge im Güterverkehr. Der Strombedarf sinkt hauptsächlich wegen der Verhaltensänderung im Bereich des Personenverkehrs, wo weniger Pkw benötigt werden.

Allgemein ist festzuhalten, dass im Verkehrssektor der Beginn des Einsatzes von H_2 /PtX-Kraftstoffen stark von den gesetzten Klimazielen abhängt. Je ambitionierter diese sind, desto früher werden die synthetischen Kraftstoffe benötigt. Ebenso verhält es sich bei einem gebremsten Ausbau erneuerbarer Stromanlagen in Deutschland, die zu einem zunehmenden Importbedarf an Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen führen. Weiterhin sinkt die PtX-Menge durch Verlagerungs- und Vermeidungsmaßnahmen im Transportsektor.

Im Personenverkehr finden H_2 /PtX-Kraftstoffe anfangs nur im geringen Maß Anwendung. Hier erfolgt die Defossilisierung hauptsächlich durch elektrisch betriebene Pkw und Busse sowie die Elektrifizierung der Schiene bis an das vorgegebene Maximum. Der Teil des Schienenverkehrs, welcher nicht elektrifiziert werden kann, wird in allen Szenarien zukünftig

mit Wasserstoff angetrieben. Fischer-Tropsch-Kraftstoffe werden lediglich für den Personenflugverkehr benötigt oder dienen als Brückentechnologie im motorisierten Individualverkehr, wenn ausreichend erneuerbare Energien in Deutschland zugebaut werden (s. **Abbildung 5.2**).

Die Transformation des Güterverkehrs beginnt etwa im Jahr 2025. Wo es möglich ist, werden auch in diesem Subsektor direktelektrische Fahrzeuge bevorzugt eingesetzt. Daher erfolgt ein Ausbau der Oberleitungs-Lkw bis an die vorgegebene Potenzialgrenze und eine Umstellung der bisher mit Diesel betriebenen Schienenfahrzeuge auf Strom. Die restlichen Lkw und Züge werden nach und nach durch wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-Fahrzeuge substituiert. Damit wirkt sich die Einführung von Oberleitungs-Lkw und die Annahme zur Elektrifizierung der Bahnstrecken hochsensitiv auf den Bedarf von PtX in diesem Segment aus, da ein Fehlen

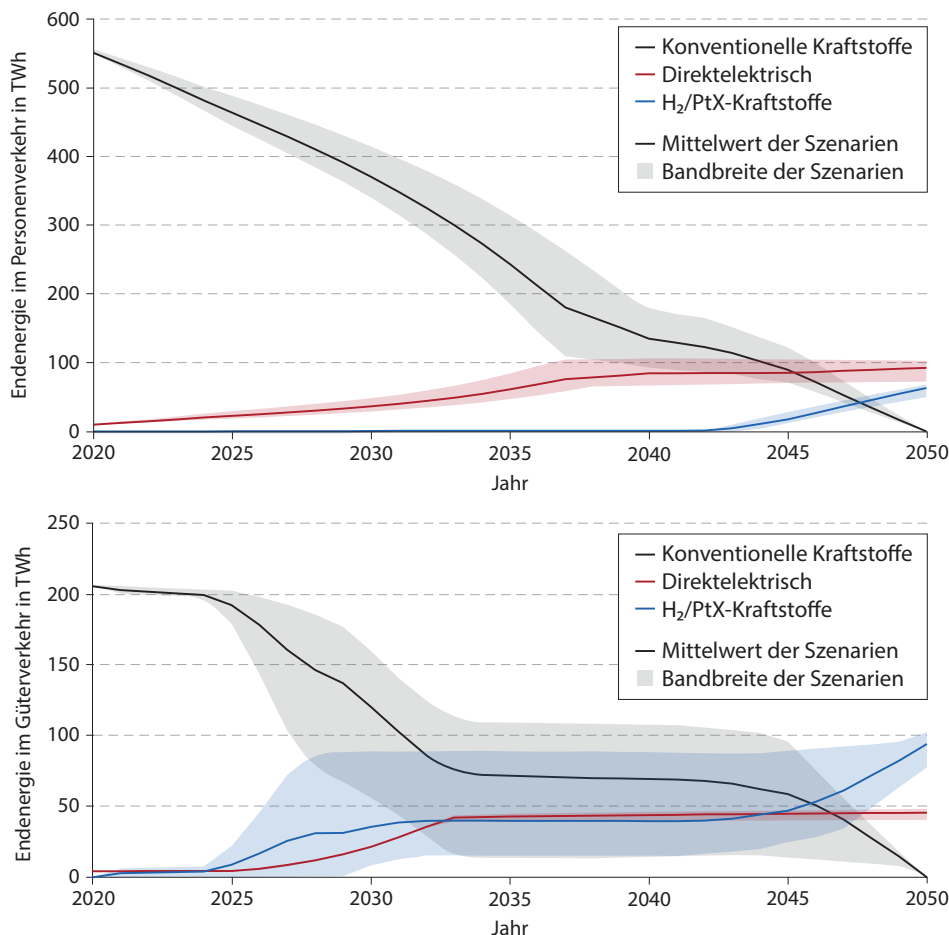


Abbildung 5.2: Entwicklung der Endenergie im Personen- und Güterverkehr nach Kraftstoffart.

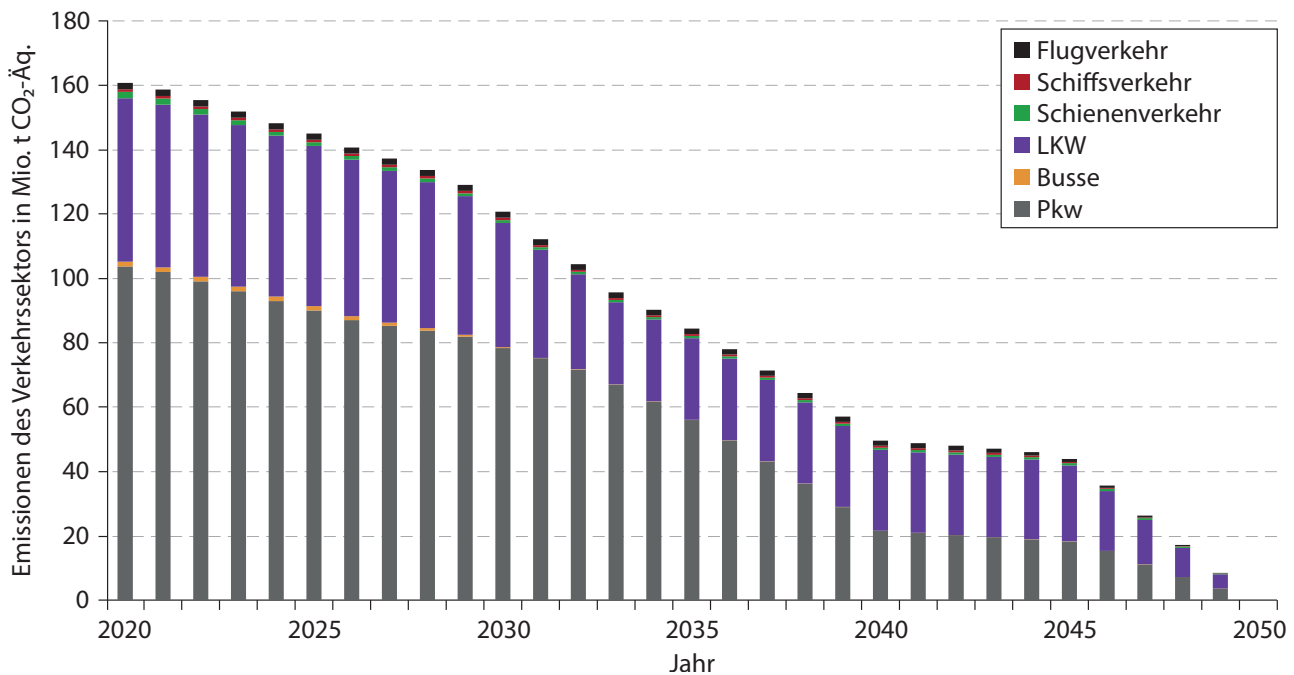


Abbildung 5.3: THG-Emissionen des Verkehrssektors im Basisszenario.

dieser Option bzw. dessen Begrenzung unmittelbar den Bedarf für H₂-Fahrzeuge steigert. Die Umwandlung von Strom zu flüssigen Kraftstoffen findet lediglich für die Transportmittel Flugzeuge und Schiffe statt. Der Einsatzbeginn der PtX-Kraftstoffe ist im Güterverkehr stark von den Klimazielen abhängig, da in diesem Bereich im Gegensatz zum Personenverkehr weniger Alternativen existieren, die direkt elektrifiziert werden. Ein geringeres THG-Budget wie im Szenario 1,5 Grad erfordert somit einen schnellen Hochlauf von H₂/PtX-Antrieben, welche anfangs vorwiegend auf H₂ basieren. Flüssige synthetische Kraftstoffe durchdringen den Markt erst später.

Die Defossilisierung der einzelnen Subsektoren im Verkehr ist in **Abbildung 5.3** beispielhaft für das Szenario Basis, welches für die weiteren Betrachtungen in der LCA und TÖA genutzt wurde, dargestellt. Es wird ersichtlich, dass der Großteil der Treibhausgase über den gesamten Modellierungszeitraum durch den straßengebundenen Verkehr (Pkw und Lkw) verursacht wird. Durch die zunehmende Effizienz der Transportmittel und den Umstieg auf Elektromobilität sowie H₂/PtX-Kraftstoffe erfolgt eine kontinuierliche Abnahme der Emissionen und eine vollständige Treibhausgasneutralität im Jahr 2050. Das Zwischenziel des Klimaschutzplans im Jahr 2030 (Minderung der THG um mindestens 40% gegenüber 1990) wird in diesem Szenario erst im Jahr 2033 erreicht. Dies liegt daran, dass im Energiemodell keine sektorspezifischen Ziele hinterlegt sind, sondern lediglich Minderungsziele bezogen auf die gesamten Treibhausgase. In den Szenarien 1,5 Grad und Verkehrswende wird das Zwischenziel im Jahr 2030 erreicht. Die Transformation des Verkehrssektors sollte demnach etwas

zügiger stattfinden als im Basisszenario, um die gesetzten Klimaziele erfolgreich umzusetzen. Dies erfordert entweder eine schnellere Steigerung der Elektromobilität im Personenverkehr, einen früheren Einsatz von Brennstoffzellen-Lkw oder verkehrsvermeidende bzw. verkehrsverlagernde Maßnahmen.

Die modellierten H₂/PtX-Mengen für den Verkehrssektor in den Szenarien im Jahr 2050 liegen im Bereich zwischen 130 und 170 TWh. Im Jahr 2030 betragen sie 9 bis 90 TWh. Die Bandbreite von relevanten Szenarien aus forschungsnahen Arbeiten liegt bei etwa 5 bis 70 TWh im Jahr 2030 und 60 bis 320 TWh im Jahr 2050 [51], [60], [62]–[64]. Bis auf die hohe PtX-Menge von 90 TWh im Szenario 1,5 Grad sind die Ergebnisse also gut mit denen in der Literatur vergleichbar. Diese Abweichung resultiert aus der hohen Wassermenge für Lkw, die in diesem Szenario bereits sehr früh zur schnellen Defossilisierung des Sektors genutzt werden. Eine weitere Möglichkeit hierfür ist der Einsatz von Oberleitungs-Lkw. Dieser wird im Energiemodell allerdings erst nach 2025 mit einer langsamen Hochlaufgeschwindigkeit zugelassen, sodass im Jahr 2030 lediglich eine geringe Anzahl Oberleitungs-Lkw im Verkehrssystem enthalten sind und dementsprechend die H₂-Nachfrage ansteigt.

Wie bereits erwähnt, werden Fischer-Tropsch-Kraftstoffe vor allem in Verkehrsträgern genutzt, in denen effizientere Alternativen fehlen. Sie nehmen unter anderem eine Schlüsselrolle zur Defossilisierung des Flugverkehrs ein. Aus diesem Grund wird in den folgenden Abschnitten die synthetische FT-Wertschöpfungskette mit Fokus auf Fischer-Tropsch-Kerosin analysiert.

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

5.2.1 Prozessbeschreibung

Autor*innen: Jana Späthe, Andreas Patyk

Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, ist FT-Kerosin eine vielversprechende Option für die Defossilisierung des Flugverkehrs. In den folgenden Analysen wird eine integrierte Anlage zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen betrachtet, in der alle benötigten Prozessschritte von der Gewinnung des CO₂ aus der Luft über die HT-Co-Elektrolyse, die FT-Synthese und die finale Aufbereitung an einem Standort miteinander gekoppelt sind. Verschiedene Größenordnungen können umgesetzt werden, von Containeranlagen, in denen alle Apparate in einem oder mehreren Containern verbaut sind, bis hin zu Großanlagen. Letztere werden im Folgenden anhand einer Anlage mit einer Elektrolyseleistung von 100 MW_{el} und einem resultierenden Kraftstoffoutput von etwa 57 Millionen Liter pro Jahr betrachtet.

Das CO₂ wird von einer DAC-Anlage mit Hilfe eines Adsorptionsmittels im sogenannten Kollektor direkt aus der Luft abgeschieden. Nach Sättigung des Adsorptionsmittels mit CO₂ wird der Kollektor geschlossen und die

Temperatur auf 80–100 °C erhöht, wodurch das CO₂ wieder freigesetzt wird. In der Hochtemperatur-Co-Elektrolyse (HT-Co-Elektrolyse) wird es anschließend zusammen mit Wasserdampf in Synthesegas bestehend aus H₂ und CO im Verhältnis 2:1 umgewandelt. Dieses Synthesegas ist der Eingangsstoff für die Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese), bei der Gemische langkettiger Kohlenwasserstoffe entstehen. Im Rahmen des Projekts P2X erfolgt die Synthese in mikrostrukturierten Reaktoren. Die Rohprodukte werden auf Kraftstoffqualität aufgearbeitet (hydrierende Spaltung und Isomerisierung). Für die Aufarbeitung ist zusätzlicher Wasserstoff nötig, für den aktuell die Erzeugung durch einen separaten Elektrolyseur angenommen wird. Es entsteht ein Produktspektrum aus den Zielfractionen Kerosin, Diesel und Benzin, wobei die Anteile der Zielfractionen bis zu einem gewissen Grad steuerbar sind. Für die folgenden Analysen wurde die vereinfachende Annahme getroffen, dass es sich ausschließlich um Kerosin handelt. Diese Annahme ist zulässig, da die Aufbereitungsaufwendungen für alle Zielfractionen relativ ähnlich sind.

Die Prozesskette hat verschiedene Optimierungsoptionen, die im Fließbild (Abbildung 5.4) dargestellt sind. Eine wichtige Optimierung ist die Wärmeintegration, also die Nutzung der in einem Prozessschritt anfallenden Wärme in den weiteren Schritten. In diesem Fall ist es vor allem die Nutzung der

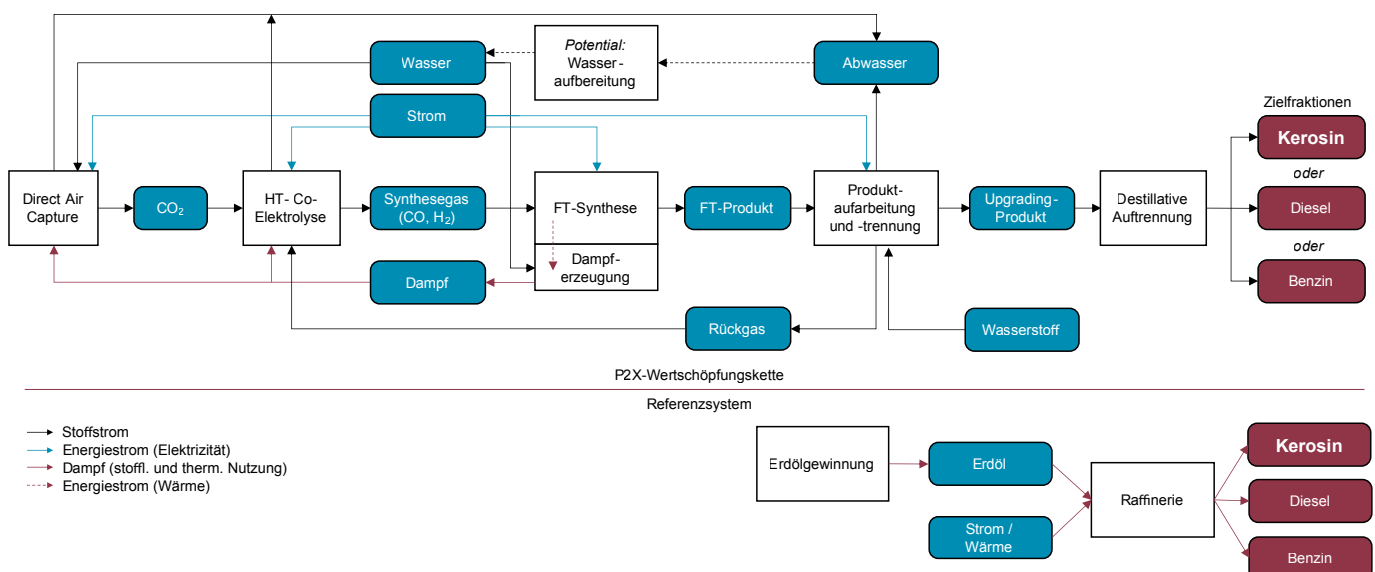


Abbildung 5.4: Prozesskette der Bereitstellung von FT-Kraftstoffen und vereinfachte Prozesskette von fossilen Kraftstoffen.

bei der exothermen FT-Synthese anfallenden Wärme in Form von Dampf durch die HT-Co-Elektrolyse und die DAC. Es fällt Wärme auf zwei Temperaturniveaus an: Hochtemperaturwärme $\geq 120^\circ\text{C}$ und Niedertemperaturwärme $< 120^\circ\text{C}$. Erstere kann ohne weiteres genutzt werden, für die Nutzung der Niedertemperaturwärme sind Wärmepumpen nötig. Auch das abgetrennte Abwasser kann in Zukunft nach einer Wasseraufbereitung wieder genutzt werden. Das Potenzial dieses zweiten Optimierungsansatzes ist in den folgenden Bewertungen noch nicht betrachtet. Neben Wasser werden bei der FT-Synthese anschließenden Produktauftrennung auch Restgase, eine Mischung aus nicht umgesetztem Synthesegas und nicht kondensierten Kohlenwasserstoffen, abgeschieden und in die HT-Co-Elektrolyse zurückgeführt, was zu einem hohem C-Ausnutzungsgrad der Prozesskette führt.

Aufgrund der Integration der verschiedenen Prozessschritte in einer Anlage kann unter Berücksichtigung der CO_2 -Bereitstellung aus der Umgebungsluft ein hoher Wirkungsgrad von knapp 50 % LHV (lower heating value, deutsch: unterer Heizwert) bzw. gut 55 % HHV (higher heating value, deutsch: oberer Heizwert) erreicht werden, da Abwärme und die kohlenstoffhaltigen Restgase effizient im Prozess wiederverwendet werden können. Simulationen zeigen, dass wenn neben der HT-Wärme auch die NT-Wärme nutzbar gemacht wird, jeweils weitere 4–5 % hinzugewonnen werden können.

5.2.2 Life Cycle Assessment

Autor*innen: Jana Späthe, Andreas Patyk

ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN

Die Analyse der Umweltwirkungen der synthetischen Kraftstoffe im Vergleich zum fossilen Äquivalent erfolgt am Beispiel der Kerosinnutzung im Frachtflugzeug. Die funktionelle Einheit ist 1 Tonnenkilometer. Betrachtet wird der vollständige Lebenszyklus der Kraftstoffe von der Herstellung bis zur Verbrennung in Flugzeugturbinen und der damit verbundenen Freisetzung des aufgenommenen CO_2 . Das Treibhausgas wird demnach nur eine kurze Zeit im Kraftstoff gebunden und der Atmosphäre nicht dauerhaft entzogen. Der Bau und die Wartung des Flugzeugs sowie die nötige Infrastruktur wurden bei der Analyse nicht betrachtet, da sie für beide Kraftstoffe identisch sind. Zunächst werden die Entwicklungen der Treibhausgasemissionen in Abhängigkeit von den Treibhausgasemissionen des Stroms dargestellt. In **Abbildung 5.5** stellen die ausgefüllten Balken die Emissionen der Kerosinherstellung und der Verbrennung im Flugzeug dar. Die farblosen Balken zeigen die Menge des in der DAC aufgenommenen CO_2 . Die weißen Punkte zeigen die Netto-Treibhausgasemissionen nach Verrechnung der Emissionen durch Herstellung und Verbrennung mit der

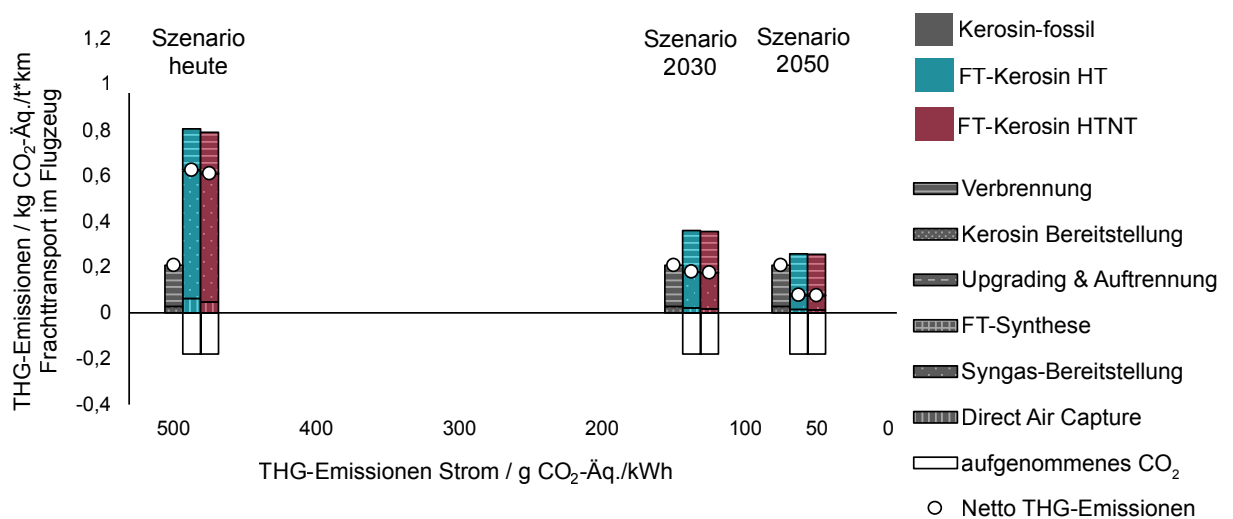


Abbildung 5.5: Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Herstellung und Verbrennung von FT-Kerosin im Vergleich zu fossilem Kerosin. FT-Kerosin HT: Fischer-Tropsch-Kerosin mit ausschließlicher Integration der Hochtemperaturwärme in der Herstellung, FT-Kerosin HTNT: Fischer-Tropsch-Kerosin mit zusätzlicher Integration von Niedertemperaturwärme.

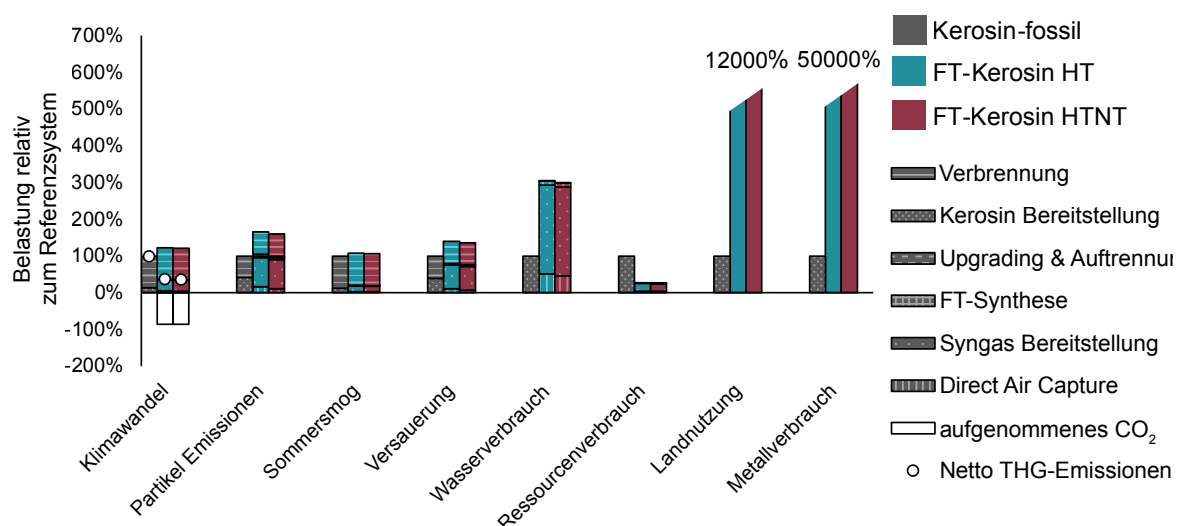


Abbildung 5.6: Darstellung der Belastungen durch Herstellung und Verbrennung des FT-Kerosin relativ zu fossilem Kerosin in Prozent. FT-Kerosin HT: Fischer-Tropsch-Kerosin mit ausschließlicher Integration der Hochtemperaturwärme in der Herstellung, FT-Kerosin HTNT: Fischer-Tropsch-Kerosin mit zusätzlicher Integration von Niedertemperaturwärme.

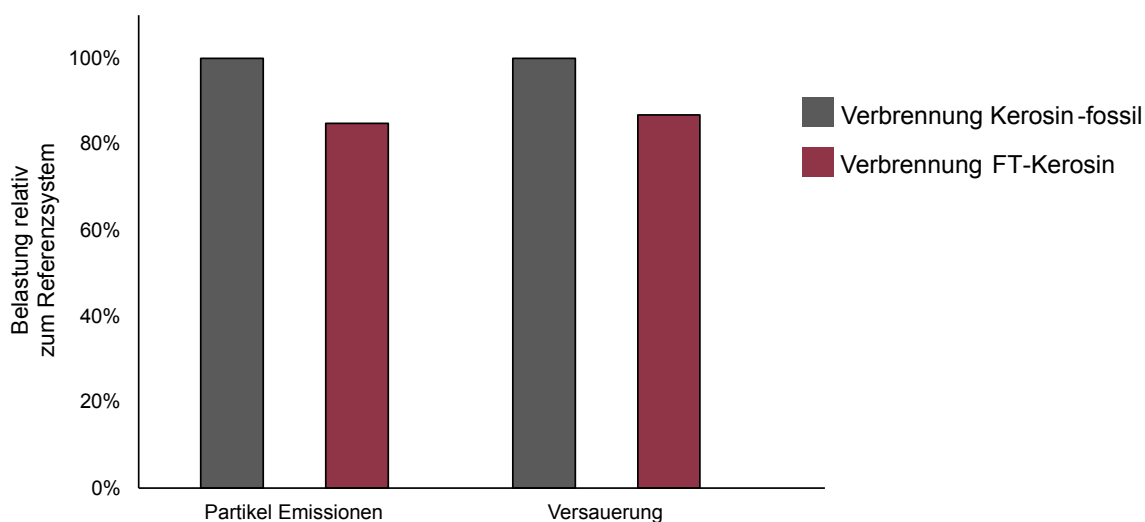


Abbildung 5.7: Darstellung der Belastung durch Verbrennung des FT-Kerosin relativ zu fossilem Kerosin in Prozent. In Grau sind die Ergebnisse ohne Einbezug der Emissionsunterschiede dargestellt, in Rot die Ergebnisse unter Einbezug der beschriebenen Erkenntnisse. FT-Kerosin: Fischer-Tropsch-Kerosin.

CO₂-Aufnahme. So ist ein Vergleich zwischen dem synthetischen Kraftstoff und dem fossilen Äquivalent möglich. Deutlich sichtbar ist, dass die synthetischen Kraftstoffe mit dem heutigen Strommix, der noch zu einem großen Teil auf fossiler Stromerzeugung beruht, keinen ökologischen Vorteil haben. Mit einem rein erneuerbaren Strommix, der im Szenario 2050 abgebildet wird, zeigt sich ein gegenteiliges Bild. Die Nettotreibhausgasemissionen betragen in diesem Szenario rund ein Drittel der Emissionen bei Nutzung des fossilen Äquivalents. Die Restemissionen stammen vor allem aus dem Strom- und Wärmeinput. Der Bau der Anlagen ist nur für etwa ein Zehntel der Emissionen verantwortlich. Den größten Einfluss beim Bau der Anlagen hat der Einsatz von Edelstahl. Der ökologische Break-Even-Point liegt in dieser Wertschöpfungskette bei rund 150 g CO₂-Äq. / kWh Strom.

In **Abbildung 5.5** sind die beiden in Kapitel 5.2.1 beschriebenen Wärmenutzungsszenarien als HT (reine Hochtemperaturwärme) und HTNT (vollständige Wärmenutzung) gekennzeichnet. Durch die zusätzliche Nutzung der Niedertemperaturwärme ließen sich die Treibhausgasemissionen der DAC um etwa ein Fünftel verringern.

ALLE UMWELTKATEGORIEN

Neben der Betrachtung der Treibhausgasemissionen ist die Analyse weiterer Umweltwirkungen für eine umfassende Bewertung und insbesondere zur Identifikation möglicher Trade-offs notwendig. Im Vergleich aller betrachteten Umweltkategorien für das Szenario 2050, dargestellt in **Abbildung 5.6**, zeigen sich bei der Herstellung des FT-Kerosins vor allem in den Kategorien Landnutzung und Metallverbrauch erhebliche Zunahmen der Umweltwirkungen im Vergleich zum fossilen Kerosin. Diese Ausschläge sind auf den Strominput zurückzuführen, der in Kapitel 4.2.1 näher beschrieben wird. Zu beachten ist hier, dass der relative Einfluss in diesen Kategorien besonders hoch ist, weil der Einfluss des Referenzprodukts niedrig ist. Insbesondere der Metallverbrauch kann durch höhere Recyclingquoten gesenkt werden, was in zukünftigen Analysen genauer untersucht werden soll. Auch der Wasserverbrauch ist im Vergleich zur fossilen Referenz erhöht, was zum größten Teil ebenfalls auf den Strominput zurückzuführen ist. Etwa ein Zehntel des Wasserverbrauchs macht die Wassernutzung in der HT-Co-Elektrolyse aus. Für die Partikelemissionen ist der Strominput ebenso der ausschlaggebende Faktor. Jeweils 2–3 % werden durch die Nutzung von Edelstahl und den Platinkatalysator der Produktaufarbeitung

erzeugt. Neben dem im vorherigen Kapitel beschriebenen deutlichen Vorteil in Bezug auf die Treibhausgasemissionen, ist auch der Verbrauch fossiler Ressourcen bei der Produktion des synthetischen Kraftstoffs auf Basis erneuerbarer Energien – wie erwartet – deutlich geringer. In den übrigen Kategorien Sommersmog und Versauerung zeigen sich keine größeren Unterschiede zwischen den Kraftstoffen.

Wie sich in der Analyse zeigte, wird der größte Teil der Belastungen durch den Stromeinsatz verursacht, während die Auswirkungen durch den Anlagenbau bei kontinuierlicher Betriebsweise vergleichsweise gering sind.

In ersten Untersuchungen zu den Verbrennungseigenschaften von FT-Kerosin konnte gezeigt werden, dass diese sich von denen des fossilen Äquivalents unterscheiden [65]–[67]. Diese ersten Erkenntnisse werden im folgenden Kapitel in die Ergebnisse miteinbezogen.

FOKUSUNTERSUCHUNG VERBRENNUNG DER FT-KRAFTSTOFFE

Die synthetische Herstellung der FT-Kraftstoffe hat den Vorteil, dass die Zusammensetzung leichter zu beeinflussen ist als bei Kraftstoffen aus Erdöl. Erste Studien haben gezeigt, dass dadurch sauberer verbrennende Kraftstoffe erzeugt werden können. Die Auswirkungen auf die betroffenen zwei Wirkungskategorien Partikelemissionen und Versauerung sind in **Abbildung 5.7** gezeigt. In vorangegangenen Untersuchungen ist beschrieben, dass unter den betrachteten Bedingungen die Bildung von den Rußvorläufern Benzen und Naphtalen bei Verbrennung von FT-Kerosin um den Faktor 10 geringer ist als bei fossilem Kerosin [67]. Ein weiterer Vorteil der synthetischen Kraftstoffe ist, dass sie keinen Schwefel enthalten [65]. Des Weiteren wurden Änderungen bei den CO und NO_x Emissionen untersucht. Hier konnten jedoch keine oder nur geringfügige Unterschiede festgestellt werden [65], [66], sodass diese hier nicht miteinbezogen wurden.

Unter diesen Annahmen sinken die Partikelemissionen um knapp ein Fünftel und die Versauerung um etwas mehr als ein Zehntel. Auf alle anderen im vorherigen Kapitel betrachteten Wirkungskategorien hatten die Emissionsänderungen keine Auswirkung. Hier ist zu beachten, dass es sich nur um erste Abschätzungen handelt, die mit großen Unsicherheiten behaftet sind und in Zukunft verifiziert und weiter untersucht werden müssen.

5.2.3 Techno-ökonomische Analyse

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

Der Fokus dieser Untersuchung liegt auf der Kostenzusammensetzung des FT-Kerosins. Für die Berechnung der Gesteungskosten des FT-Kraftstoffs wurden Kapitalkosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) aller Prozesse der Wertschöpfungskette für die drei Bezugsjahre ermittelt. Für fossiles Kerosin wird ein Referenzpreis, orientiert am aktuellen Kerosinpreis, angesetzt. In Kapitel 5.1 und 5.3 des Technischen Anhangs sind die Eingangsparameter zu finden.

Analog zur LCA wurden auch für die Berechnung der Gesteungskosten zwei verschiedene Wärmenutzungsszenarien, die in Kapitel 5.2.1 beschrieben sind, betrachtet. Die Ergebnisse sind in **Abbildung 5.8** und **Abbildung 5.9** dargestellt. Der Unterschied zwischen den beiden Wärmenutzungsszenarien fällt hier nicht ins Gewicht. Die Wärmekosten machen durch die Integration der Anlage nur einen sehr kleinen Teil der Gesamtgestehungskosten des synthetischen Kraftstoffs aus.

Während die Gewinnung des CO₂ aus DAC aktuell noch einen hohen Anteil an den Gesteungskosten hat, nehmen die Kosten und der Anteil – annahmegemäß – bis zum Jahr 2050 deutlich ab. DAC ist eine junge Technologie mit einem niedrigen technologischen Reifegrad und deutlichem Ent-

wicklungspotenzial, weshalb sowohl die Investitionsausgaben als auch die Betriebskosten durch Effizienzsteigerungen und Skaleneffekte wahrscheinlich stark sinken können. Die unter diesen Annahmen ermittelten CO₂-Kosten liegen dabei ohne Einbezug der Wärmeintegration in derselben Größenordnung wie in vorherigen Veröffentlichungen. Durch die integrierte Anlage, in der der endotherme Prozessschritt DAC Wärmeenergie in Form von Dampf von den exothermen Prozessen nutzen kann, können Kosten im Bereich von 30–40 €/t CO₂ eingespart werden. Bedingt durch Art und Umfang der Annahmen sind die Ergebnisse mit hohen Unsicherheiten verbunden.

Die HT-Co-Elektrolyse verbraucht innerhalb der Wertschöpfungskette den größten Anteil des Stroms. Durch die in den Stromszenarien angenommenen steigenden Stromkosten (siehe Technischer Anhang) sinken die Betriebskosten trotz Effizienzgewinnen kaum. Hier liegt ein großes Potenzial, durch günstigen Strom die Gesamtkosten des synthetischen Kraftstoffs zu senken. In **Abbildung 5.9** ist deutlich zu erkennen, dass die Stromkosten unter den getroffenen Annahmen auch den größten Anteil der Betriebsmittelkosten ausmachen.

Die FT-Synthese hat von allen Prozessschritten den niedrigsten Kostenanteil, da für den exothermen Prozessschritt kaum Energiekosten anfallen. Wie bei den oben diskutierten Prozessen sind auch bei dieser Technologie Kosteneinsparungen bei den Investitionsausgaben durch Skaleneffekte zu erwarten.

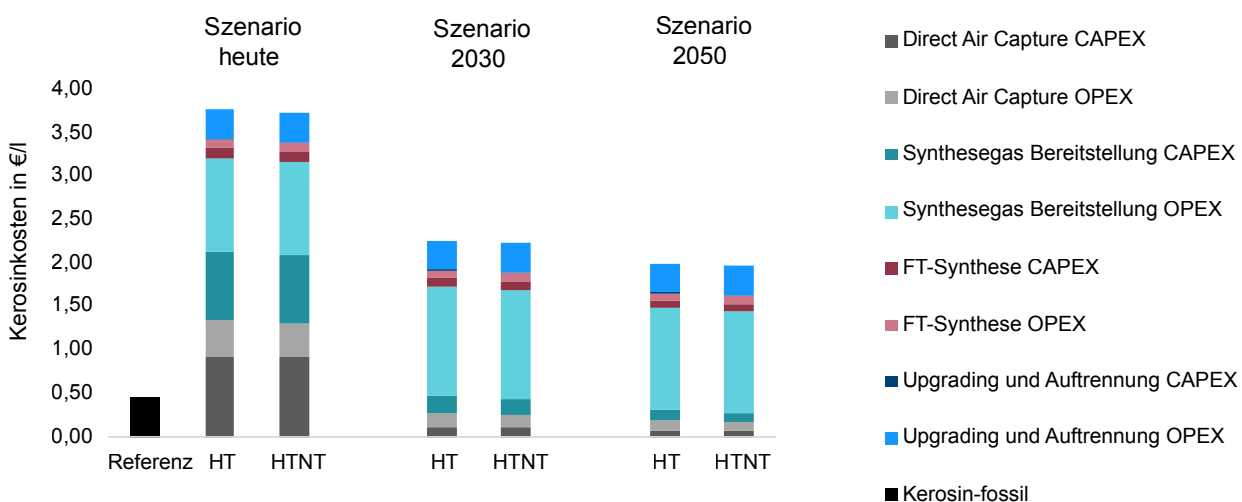


Abbildung 5.8: Kostenstruktur der Bereitstellung von einem Liter FT-Kerosin im Vergleich zur fossilen Referenz. HT: Ausschließliche Integration der Hochtemperaturwärme in der Herstellung, HTNT: Zusätzliche Integration von Niedertemperaturwärme (Strompreis: 2020: 0,04 €/kWh; 2030: 0,06 €/kWh; 2050: 0,06 €/kWh; weitere Eingangsparameter im Technischen Anhang Kapitel 5.1 und 5.3).

Für die letzten Prozessschritte der Aufbereitung und Auftrennung werden nur geringe Senkungen der Investitionsausgaben und Effizienzsteigerungen im betrachteten Zeitraum erwartet, da die Technologien bereits auf dem Markt etabliert sind. Jedoch ist eine Anpassung und Optimierung der Aufarbeitungsschritte, die bisher für Erdöldestillate genutzt wurden, an das FT-Produkt, das eine andere chemische Zusammensetzung hat, nötig. Hierdurch sind prinzipiell Effizienzsteigerungen und auch eine Kostensenkung möglich. Deren Ausmaß lässt sich derzeit aber noch nicht abschätzen. Im Vergleich zu den anderen Faktoren werden die Auswirkung auf die Kosten aber vermutlich gering sein. Den größten Anteil der Betriebskosten machen die Kosten für Wasserstoff aus, der für die hydrierende Spaltung und Isomerisierung benötigt wird. Diese Kosten machen auch einen nennenswerten Anteil der Betriebsmittelkosten aus, wie in **Abbildung 5.9** deutlich wird.

Insgesamt haben vor allem die Stromkosten einen deutlichen Einfluss, die unter Annahme der spezifischen Kosten für deutschen Netzstrom im betrachteten Stromszenario etwa die Hälfte der Gesamtkosten ausmachen. Unter den getroffenen Annahmen können die Gestehungskosten des FT-Kerosins bis 2050 auf etwa das Vierfache des fossilen Äquivalents gesenkt werden. Demnach wäre dieser Kraftstoff nicht konkurrenzfähig mit den heutigen Kosten des fossilen Äquivalents. Langfristig können sich die Kosten für fossiles Kerosin jedoch stark ändern. Eine mögliche Steigerung bei den Kosten von Rohöl sowie politische Maßnahmen wie eine CO₂-Steuer können die Kosten für fossiles Kerosin in Zukunft deutlich erhöhen und somit das synthetische Kerosin konkurrenzfähig machen. Diese Einflussfaktoren sollen in zukünftigen Analysen untersucht werden.

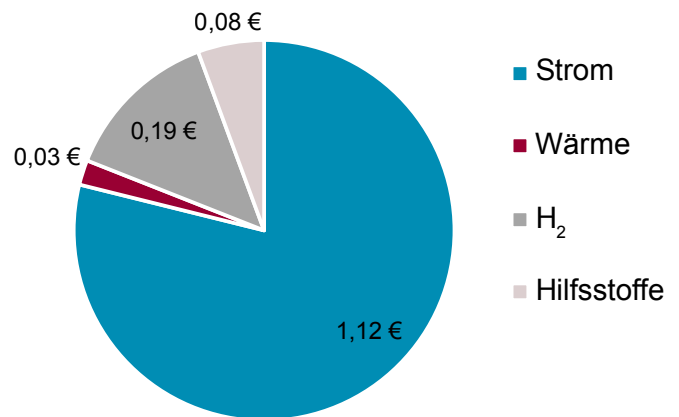


Abbildung 5.9: Kosten der Betriebsmittel für die Produktion von einem Liter FT-Kerosin in € im Szenario 2050 bei ausschließlicher Integration der Hochtemperaturwärme (Strompreis: 2020: 0,04 €/kWh; 2030: 0,06 €/kWh; 2050: 0,06 €/kWh; weitere Eingangsparameter im Technischen Anhang Kapitel 5.1 und 5.3).

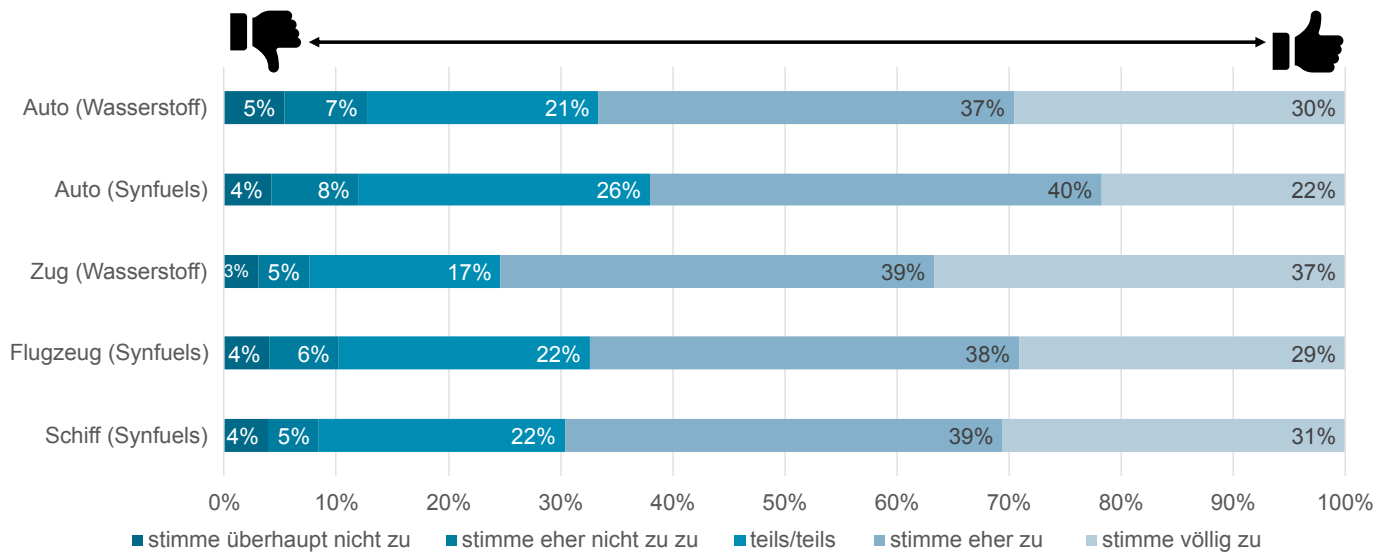


Abbildung 5.10: Bereitschaft, verschiedene Verkehrsmittel mit Wasserstoff- bzw. Synfuels-Antrieb zu nutzen.

5.3 Analyse der Akzeptanz synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor

Autor*innen: Jan Hildebrand, Timo Kortsch, Irina Rau

Die Akzeptanzanalysen im Verkehr adressieren neben der allgemeinen Öffentlichkeit in der Panel-Befragung zum einen besonders die Perspektive der Kohorte der jungen Erwachsenen. Hier wurde eine Sommerwerkstatt des Projektpartners WWF mit dem Schwerpunkt Mobilität sozialwissenschaftlich begleitet. Zum anderen wurden die Themen Luftverkehr und synthetisches Kerosin im Rahmen eines Akteursworkshops gemeinsam mit dem Projektpartner BUND intensiver beleuchtet.

Im Rahmen der Panelbefragung zeigt sich eine hohe Bereitschaft, Verkehrsmittel mit Wasserstoff- bzw. Synfuels-Antrieben zu nutzen (vgl. **Abbildung 5.10**). Die über alle Befragten gemittelten Antworten lagen für alle abgefragten Verkehrsmittel (Auto, Zug, Flugzeug, Schiff) deutlich im positiven Skalenbereich (Stufe 4 = „stimme eher zu“, auf einer fünfstufigen Skala).

Die Ergebnisse verdeutlichen die prinzipielle Befürwortung, sollten aber nicht gleichgesetzt werden mit einer konkreten Kauf- oder Nutzungsentscheidung. Zum einen bestehen generell Diskrepanzen zwischen der Verhaltensabsicht und manifestem Verhalten, zum anderen ist aufgrund des Wissensstandes anzunehmen, dass zumindest in der Breite noch keine vertieften Verständnisse über die konkreten Charakteristika des jeweiligen alternativen Antriebs bestehen. Neben dem Neigungsgrad der Kraftstoffalternativen und der noch nicht

vorhandenen Verfügbarkeit und damit Erfahrbarkeit für die breite Bevölkerung trägt auch die Kommunikation in der Medienlandschaft hierzu bei: Im Rahmen einer innerhalb des Forschungsprojektes „BEniVer – Begleitforschung Energiewende im Verkehr“² durchgeführten Medienanalyse zeigen die Ergebnisse, dass es eine Vielzahl an unterschiedlichen Begrifflichkeiten im Kontext von Synfuels gibt (vgl. **Abbildung 5.11**). Da manche Begriffe durch semantische Ähnlichkeiten Assoziationen zu fälschlicherweise als verwandt angesehenen Kraftstoffen begünstigen (E-Fuels zur E-Mobilität bis hin zu E-10), ist hier eine gewisse Konfusion nicht auszuschließen (vgl. **Abbildung 5.11**).

In der Panelbefragung wurde weiterhin untersucht, welche Faktoren die Akzeptanz für PtX-Technologien im Verkehrssektor begünstigen. **Abbildung 5.12** zeigt, welche Faktoren sich als statistisch bedeutsam erwiesen:

- **Umweltbewusstsein:** In beträchtlichem Maße ist die Überzeugung der Befragten relevant, ob genug getan wird, um die knappen natürlichen Ressourcen zu schützen und inwieweit jede*r Einzelne Verantwortung für den Umweltschutz trägt.
- **Soziale Norm:** In Nachhaltigkeitsfragen spielen für die Befragten die Meinungen und Erwartungen wichtiger anderer Menschen (z. B. Partner*in) eine Rolle. Hier gilt in der Altersgruppe über 25 Jahre, dass stärkere Nachhaltigkeitserwartungen Anderer im geringen Maße zu einer geringen Akzeptanz von PtX-Technologien im Verkehrssektor führen.

² https://www.energiesystem-forschung.de/foerdern/energiewende_im_verkehr/verkehr_begleitforschung

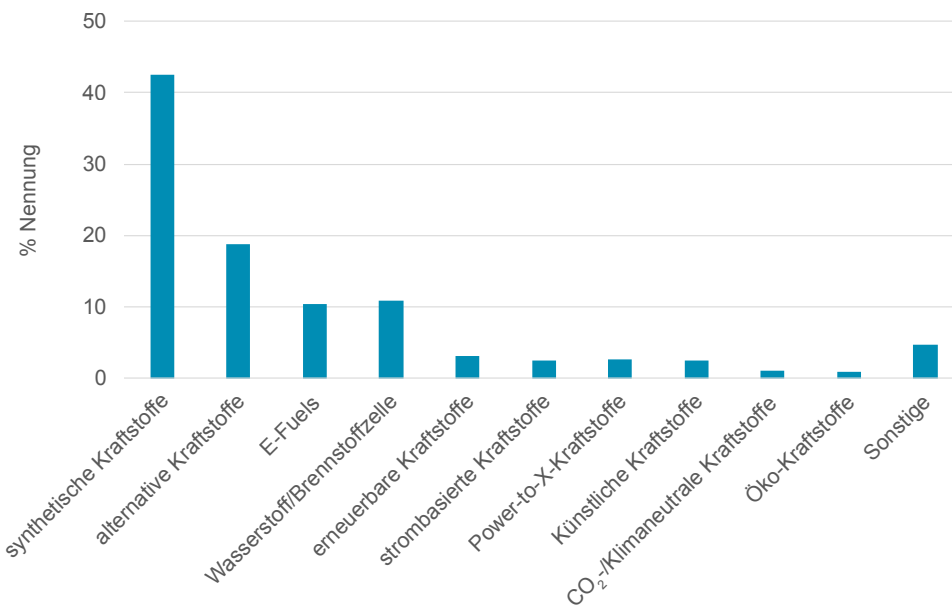


Abbildung 5.11: Ergebnisse einer Medienanalyse zu Begrifflichkeiten „synthetische Kraftstoffe“ (BEniVer, 2020).

➤ **Persönliche Norm:** In Nachhaltigkeitsfragen spielen für die Befragten die eigenen Prinzipien und moralischen Vorstellungen eine Rolle. Nur in der Altersgruppe der 16- bis 25-jährigen führt eine stärkere Ausprägung der eigenen Prinzipien und moralischen Vorstellungen in geringem Maße zu einer höheren Akzeptanz von PtX-Technologien im Verkehrssektor.

➤ **Verteilungsgerechtigkeit:** Es spielt für die Befragten eine sehr große Rolle, inwiefern die Kosten (z. B. der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien, zunehmende Importabhängigkeit und Ressourcenkonkurrenz) und Nutzen

(z. B. Reduzierung von CO₂-Emissionen, Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern wie Kohle und Erdöl und neue Arbeitsplätze vor Ort) verteilt sind. Ein ausgeglichenes oder positives Kosten-Nutzen-Verhältnis ist förderlich für die Akzeptanz im Verkehrssektor.

➤ **Alter:** Die Akzeptanz steigt mit zunehmendem Alter leicht an.

➤ **Geschlecht:** Männer weisen tendenziell eine leicht höhere Akzeptanz von PtX-Technologien im Verkehrssektor auf.

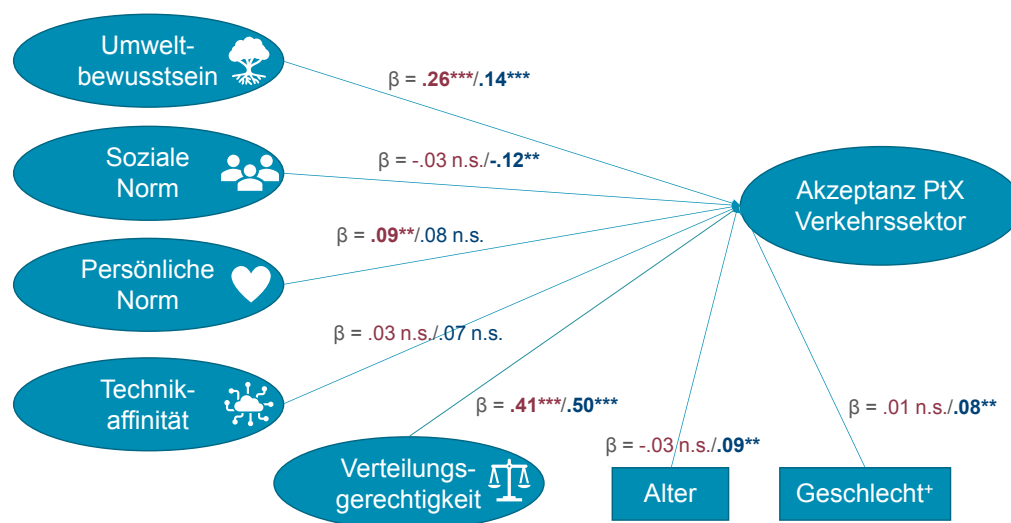


Abbildung 5.12: Modell zur Vorhersage der Akzeptanz von PtX-Technologien im Verkehrssektor getrennt für die Altersgruppen 16–25 Jahre (Werte vor dem Schrägstrich) und über 25 Jahre (Werte nach dem Schrägstrich). Fett gedruckte Effekte (β) sind statistisch bedeutsam. Multiple lineare Regression, Datenbasis: N = 1.754, Signifikanzniveaus: *p < .05, **p < .01, ***p < .001, n.s. nicht signifikant, + ein positives Beta Gewicht weist darauf hin, dass Männer eine höhere Allgemeine Akzeptanz aufweisen.

5.3.1 Wie kann eine Intervention zu PtX-Technologien im Verkehr bei Jugendlichen wirken?

Um die Frage zu untersuchen, wie sich bei der Zielgruppe der 16- bis 25-jährigen durch eine mehrtägige Sommerwerkstatt die Akzeptanz zum Thema PtX verändert, wurde eine durch den Projektpartner WWF durchgeführte viertägige Sommerwerkstatt mit dem Fokus auf den Verkehrssektor mittels einer sozialwissenschaftlichen Evaluation begleitet. Die Sommerwerkstatt bestand zum einen aus fachlichem Input von und anschließendem Austausch mit ausgewählten Expert*innen aus Wissenschaft und Politik (z.B. der DECHEMA e.V.). Daneben vermittelte eine Exkursion zum Energy Lab des Karlsruher Institut für Technologie, zu einer Luft-zu-Kraftstoffanlage vom Start-up INERATEC sowie das praktische Erproben der Elektrolyse im Labor den Teilnehmenden praktische Einblicke.

Zur Teilnahme an der Studie waren alle Teilnehmenden des Workshops eingeladen. Die Studie war längsschnittlich angelegt (siehe **Abbildung 5.13**), wobei ein Fragebogen vor (T1) und 2 Fragebögen direkt nach dem Workshop (T2) bzw. acht Wochen danach (T3) als Onlinefragebögen mit Hilfe des Befragungstools SoSciSurvey an alle Teilnehmenden verschickt wurden. Zusätzlich fanden ebenfalls ca. sechs Wochen danach vertiefende Interviews (N = 5) mit Teilnehmenden statt, die sich im ersten Fragebogen dazu bereit erklärt hatten. Die Interviews dauerten ca. 45 Minuten.

Die Teilnahme an der Befragung war freiwillig und anonym. Es nahmen N = 22 Personen zum ersten Zeitpunkt (T1) an der Studie teil, was einer Teilnahmequote von 91,7 % entspricht.

Die Teilnehmenden (T1) waren im Mittel 22,4 Jahre alt (SD = 2,6 Jahre) und 37 % der Befragten waren weiblich. Zu T2 gab es einen Dropout von 37 %, der hinsichtlich der soziodemografischen Daten zu keinen Veränderungen führte. Zum dritten Testzeitpunkt nahm noch die Hälfte der Versuchspersonen, die den ersten Fragebogen ausgefüllt hatten, teil (Dropout 50 %). Zusätzlich wurden noch N = 5 Personen interviewt, davon 40 % weiblich.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Teilnehmenden durchaus Lerneffekte durch die Sommerwerkstatt hatten und sich zum Teil Einstellungen und Einschätzungen signifikant durch die Teilnahme veränderten. Zum einen verstärkte die Sommerwerkstatt das Wissen im Sinne einer klareren Einschätzung jenseits der Mitte, wie die Analyse im semantischen Differential zeigt (siehe **Abbildung 5.14**).

Hinsichtlich der Anwendungen wurde der Effekt auf die Beurteilung insbesondere bei der Einschätzung des Nutzungspotenzials von PtX-Kraftstoffen für den privaten Mobilitätsbereich deutlich: Während vor der Sommerwerkstatt die Einschätzung mit fast 4 im deutlich positiven Bereich der fünfstufigen Skala lag, sank die Antwort nach der Teilnahme an der Sommerwerkstatt signifikant, wohin gegen die Anwendung in der Luftfahrt, wo es wenig Alternativen gibt, stärker befürwortet wurde (siehe **Abbildung 5.15**).

Ein weiteres interessantes Ergebnis ist, dass die Zahlungsbereitschaft für bestimmte Anwendungsbereiche zunahm, wobei dies weniger beim individuellen Autokauf als mehr bei der Nutzung von Transportmitteln geschieht (siehe **Abbildung 5.16**).

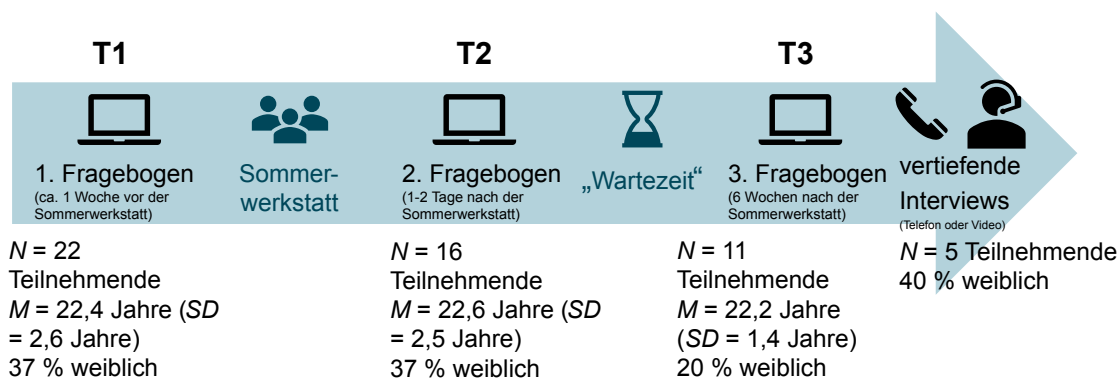


Abbildung 5.13: Studiendesign und Stichprobenmerkmale.

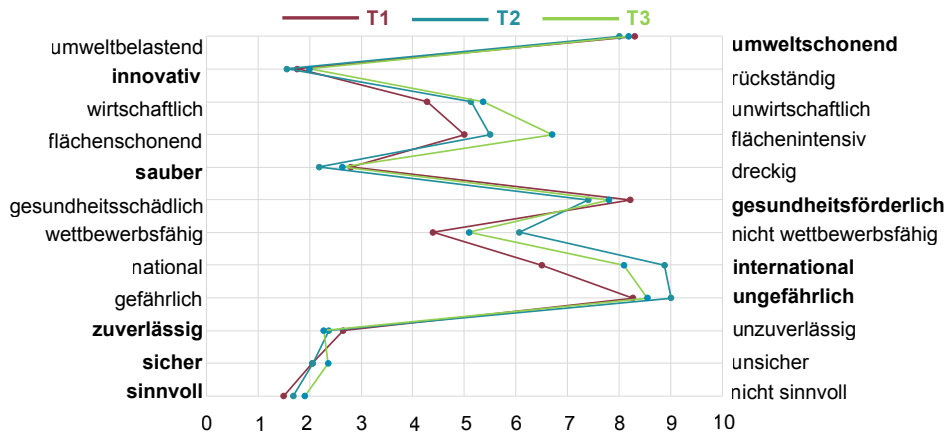


Abbildung 5.14: Attribute von PtX als semantische Differentiale (Gegensatzpaare).

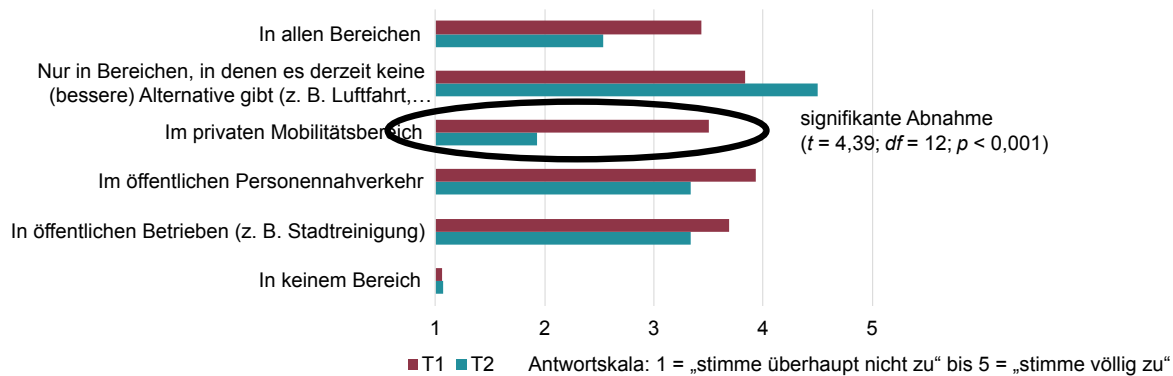


Abbildung 5.15: Befürwortung von PtX-Anwendungsbereichen nach Verkehrsmodus.

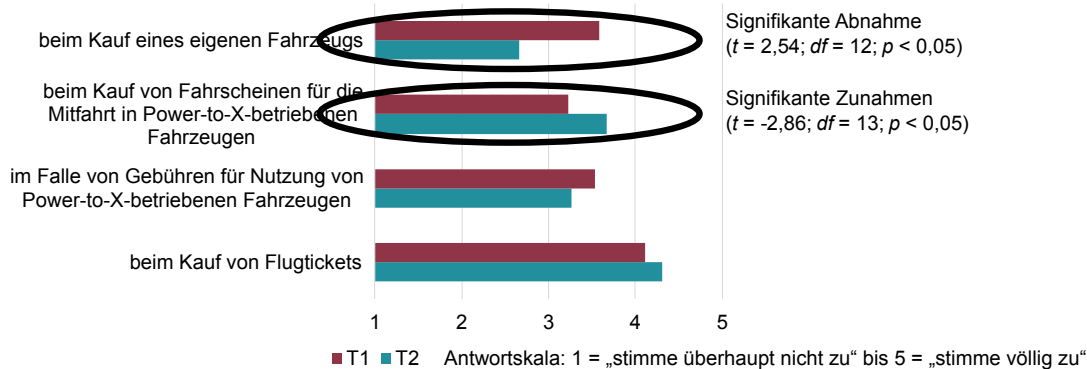


Abbildung 5.16: Zahlungsbereitschaft von PtX-Anwendungen im Mobilitätssektor.

Bei der Erfassung der subjektiven Erkenntnisse schildern die Teilnehmenden zudem thematische Aspekte, die über den engen Technologiefokus hinausgehen: Es spiegelt sich eine systemische Sichtweise wider, die auch die Erzeugungssituation in möglichen Importländern berücksichtigt sowie die Reflektion der Lebensstiländerungen neben den konkreten technischen Fragen zu PtX-Technologien im Mobilitätssektor (siehe **Abbildung 5.17**). Insofern kann die Sommerwerkstatt als ein sehr geeignetes Format zur intensiven Wissensvermittlung und zur Sensibilisierung für den Themenbereich PtX angesehen werden.



Abbildung 5.17: Subjektive Erkenntnisse zum Thema PtX durch die Teilnahme an der Sommerwerkstatt.

5.3.2 Fokus Luftfahrt

Im Bereich Luftfahrt kommen aktuell verschiedene Diskurslinien zusammen. Neben anderen aktuellen, eher übergreifenden Diskursen (z.B. EU Green Deal, Nationale Wasserstoffstrategie) finden auch luftfahrtspezifische Diskurse statt (z.B. Fridays for Future & "shame of flying", Infragestellung von Regionalflughäfen in Deutschland). Zusätzlich findet ein genereller Diskurs um den Wandel des Mobilitätssektors statt.

In der Medienberichterstattung zeigt sich eine prinzipielle Unterstützung von synthetischen Kraftstoffen als nachhaltige Alternative [68], es wird vor allem der Aspekt „Drop-in“ als Hauptvorteil benannt, wodurch keine Änderungen der Infrastruktur erforderlich sind und insbesondere für die Bestandsflotte eine zeitnahe Lösung darstellt. Dieses Argument wird durch wissenschaftliche Studien gestützt, demzufolge auf diesem Wege auch signifikante Reduktion der Emissionen möglich sind [67]. Gleichzeitig werden aber auch die Herausforderungen deutlich, insbesondere das mögliche Potenzial von grünem Wasserstoff und welcher Bedarf an erneuerbaren Energien damit einhergeht.

Allerdings werden auch Unsicherheiten deutlich. Diese beziehen sich zum einen auf die Dimensionen der Potenziale von synthetischen Kraftstoffen und deren sektorale Zuordnung. Außerdem besteht für viele Akteur*innen eine Schwierigkeit darin, die Wirtschaftlichkeit der synthetischen Kraftstoffe einzuschätzen, da die zugrunde liegenden Annahmen sich unterscheiden bzw. nicht einheitlich sind, beispielsweise beinhalten die derzeitigen fossilen Alternativen bisher keine Umweltkosten während in der Diskussion der synthetischen Kraftstoffe Nachhaltigkeit ein wichtiger Aspekt ist. Dies wird als unfairer Vergleich gesehen, eine CO₂-Steuer wird nur als erster Schritt gesehen. Ein zweiter Unsicherheitsfaktor betrifft die Verantwortlichkeiten bei der Initiierung von Aktivitäten (Politik vs. Industrie) unter gegebenen Unsicherheiten. Einigkeit besteht allerdings darin, dass für den aktuellen Flugzeugbestand Lösungen in einem Zeithorizont von spätestens 20 Jahren nötig sind, bis diese außer Dienst gestellt werden. Da bereits bis 2030 die Luftfahrt-CO₂-Emissionen deutlich gesunken sein müssen, verdeutlicht dies die Dringlichkeit für innovative Lösungen. Ein unterstützender Ansatz kann in der Etablierung effizienter und fortschrittlicher Institutionen und Strukturen gesehen werden, welche den Einsatz von nachhaltigen Fuelalternativen vorantreiben, hier wurde von Akteur*innen u.a. die Sustainable e-Kerosene Alliance (SeKA) als Ergänzung zur ICAO genannt (vgl. [69]).

Einhellig wird von allen Stakeholdern diskutiert, dass aufgrund der Dringlichkeit jetzt Entscheidungen benötigt werden, um einen verlässlichen Ordnungsrahmen und Planungssicherheit zu schaffen. Dies kann allerdings nicht nur auf nationaler Ebene realisiert werden. Konkrete Forderungen sind beispielsweise:

- EU-ETS und CORSIA sollten ambitionierter gestaltet werden, die Bepreisung (ETS) sollte Vorrang vor der Zertifizierung haben – globale Klimaabgabe statt CORSIA. Erhalt und Ausbau des EU-ETS – perspektivische Einführung einer globalen Klimaabgabe. Keine Deckelung der Einnahmen (heute 1 Mrd. Euro).
- Erhöhung der Kerosinsteuer für das fossile Kerosin, Erhöhung der Luftverkehrssteuer.
- Technologieförderung: Einrichtung von Innovations- und Demonstrationsfonds für nachhaltigen Luftverkehr, für Maßnahmen zur Senkung der Produktionskosten; gespeist durch ETS, Kerosinsteuer, Luftverkehrssteuer etc.

Wichtig ist bei der Gestaltung des Prozesses die Einbindung aller vom Prozess Betroffenen in den Diskurs. Da synthetisches Kerosin bisher vor allem Teil einer Expert*innendiskussion ist, sind Maßnahmen für einen transparenten Transfer in die Gesellschaft erforderlich. Denn ein besonderes Merkmal der Luftfahrt ist deren Symbolkraft und hohes Potenzial für emotionale Reaktionen, was die aktuelle Moral- und Wertediskussionen zeigt (z.B. Flugscham, Lufthansa-Rettung mit Steuergeldern). Dabei zeigt sich, dass an vielen Stellen eine Differenzierung oft fehlt, aber durchaus sinnvoll wäre (z.B. Privat- vs. Frachtflüge). Insofern gibt es eine hohe Bedeutung einer wissenschaftlichen Kommunikation und eines interdisziplinären Dialogs auf verschiedenen Ebenen. Wissenschaftliche Evidenz kann als Basis für den öffentlichen Diskurs dienen, denn wissenschaftliche Institutionen ohne eigene Gewinnorientierung genießen ein hohes Vertrauen.

Innerhalb der Panelbefragung wurde auch untersucht, welche Faktoren die Zahlungsbereitschaft für mit PtX-Kraftstoffen betriebene Flugzeuge begünstigen (siehe **Abbildung 5.18**). Folgende Faktoren erwiesen sich als statistisch bedeutsam:

- **Umweltbewusstsein:** Die Überzeugung der Befragten ist relevant, ob genug getan wird, um die knappen natürlichen Ressourcen zu schützen und inwieweit jede*r Einzelne Verantwortung für den Umweltschutz trägt.

- **Persönliche Norm:** In Nachhaltigkeitsfragen spielen für die Befragten die eigenen Prinzipien und moralischen Vorstellungen eine Rolle. Eine stärkere Ausprägung der eigenen Prinzipien und moralischen Vorstellungen führt in beträchtlichem Maße zu einer höheren Zahlungsbereitschaft für mit PtX-Kraftstoffen betriebene Flugzeuge.
- **Verteilungsgerechtigkeit:** Es spielt für die Befragten eine Rolle, inwiefern die Kosten (z. B. der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien, zunehmende Importabhängigkeit und Ressourcenkonkurrenz) und Nutzen (z. B. Reduzierung von CO₂, Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern wie Kohle und Erdöl und neue Arbeitsplätze vor Ort) verteilt sind. Ein ausgeglichenes oder positives Kosten-Nutzen-Verhältnis ist in beträchtlichem Maße förderlich für die Zahlungsbereitschaft.
- **Alter:** Die Zahlungsbereitschaft steigt mit zunehmendem Alter etwas an.

Die Ergebnisse zeigen in der Gesamtschau, dass der Wandel der Luftfahrtbranche in Richtung Nachhaltigkeit keine „Wenn“-, sondern eine „Wie“-Frage ist. Synthetisches Kerosin ist ein vielversprechender Ansatz für eine nachhaltige Luftfahrt, aber es ist allein nicht der Königsweg. Bisher findet man im Allgemeinen ein positives Bild in Medienberichterstattung und Gesellschaft, aber das Thema ist bisher vor allem noch mit einer Expert*innen-diskussion verbunden. Für die Zukunft ist dabei stärker der sich wandelnde Lebensstil und ein damit möglicherweise einhergehendes verändertes Flugverhalten der jüngeren Generationen zu beachten, welches sich dann auch in der gesellschaftlichen Wahrnehmung und den verbundenen Diskursen niederschlagen könnte, in der Tendenz auch zu einer stärkeren Reduktion des Flugverhaltens insgesamt führen kann. Auf der politischen Ebene wird akteursübergreifend ein verbindlicher regulatorischer Rahmen gefordert (z. B. Anrechenbarkeit; Quote vs. Kompensation), dabei können Recovery Bonds eine Chance für Investitionen in nachhaltige Infrastruktur darstellen. Auf der Seite der Wissenschaft ist es wichtig, klare und transparente Daten über verfügbare Potenziale unter Berücksichtigung des Zeithorizonts (2030) und der räumlichen Dimension als Basis für den gesellschaftlichen Dialog bereitzustellen.

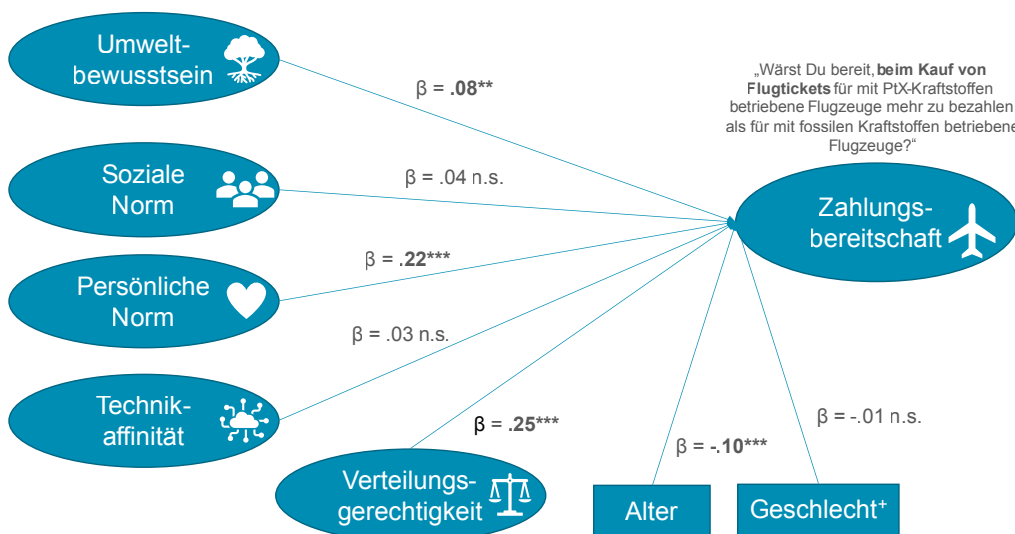


Abbildung 5.18: Modell zur Vorhersage der Zahlungsbereitschaft für Flugtickets für PtX-betriebene Flugzeuge; Varianzaufklärung durch das Modell: $R^2 = 23.8\%$. Fett gedruckte Effekte (β) sind statistisch bedeutsam. Multiple lineare Regression, Datenbasis: $N = 1.754$, Signifikanzniveaus: * $p < .05$, ** $p < .01$, *** $p < .001$, n.s. nicht signifikant, + ein positives Beta Gewicht weist darauf hin, dass Männer eine höhere Allgemeine Akzeptanz aufweisen.

Tabelle 5.1: In der Potenzialanalyse hinterlegte Parameter für die rWGS- und FT-Reaktion.

	Benzin	Diesel	Kerosin	Naphta
Kettenwachstums- wahrscheinlichkeit α	0,85	0,85	0,85	0,75
Kohlenstoff- kettenlänge n	5–10 [75]	11–20 [76]	8–16 [77]	5–9 [78]

5.4 Potenzialanalyse synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor

Autor*innen: Dinh Du Tran, Luisa Lopez

5.4.1 Berechnungsgrundlagen

Die hier durchgeführte Potenzialanalyse bildet eine der vielen Möglichkeiten ab, aufzuzeigen ob und wie die unterschiedlichen Bedarfe im Verkehrssektor bis 2050 gedeckt werden könnten. Für die angebotsseitige Potenzialbestimmung von Kraftstoffen auf FT-Basis wurde eine zweistufige Reaktion angenommen, für welche die Edukte Wasserstoff und CO₂ bereitgestellt werden müssen. Der Wasserstoff wird über die Wasserelektrolyse gewonnen. Die zugehörigen technischen Details werden in Kapitel 7.5 näher beleuchtet (S.106). Als Kohlenstoffquelle wird Kohlenstoffdioxid mittels DAC zugrunde gelegt.

Zunächst werden Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid in der umgekehrten Wassergas-Shift-Reaktion (engl.: reverse water-gas shift reaction, rWGS) zu Kohlenstoffmonoxid (und Wasser als Nebenprodukt) umgesetzt [70]. Als zweite Stufe wurde für die FT-Reaktion eine vereinfachte Reaktionsgleichung angenommen, die v. a. die stöchiometrischen Verhältnisse für den Aufbau von CH₂-Ketten wiedergibt (s. Technischer Anhang, Kapitel 5.4). In der Potenzialanalyse wurden für beide Reaktionsschritte eine vollständige Umsetzung von 100% angenommen, wobei die Massenbilanz ausgehend von den Edukten bestimmt wurde.

Abhängig vom Kraftstoff wird das eigentliche FT-Produkt aus Fraktionen unterschiedlicher Kettenlängen zusammengesetzt, die durch eine Anderson-Schulz-Flory-Verteilung beschrieben werden können [71], [72]. Das Zusammenlegen definierter Kohlenwasserstofffraktionen sowie die Anwendung

verschiedener Aufarbeitungsschritte (Hydrierende Spaltung, Hydrierung, Isomerisierung, Destillation) führt zum gewünschten FT-Produkt. In der Potenzialanalyse wird abhängig vom FT-Produkt die Kettenwachstumswahrscheinlichkeit α variiert, sodass die größtmöglichen Mengen produziert werden. Industriell lässt sich die Selektivität der Reaktion zu den unterschiedlichen Produkten u. a. durch die Veränderung der Prozessbedingungen oder des Katalysator(-design)s steuern aber vor allem auch durch die FT-Crudeaufarbeitung. **Tabelle 5.1** listet die Kettenwachstumswahrscheinlichkeit und die Kohlenstofffraktionen für die FT-Produkte auf.

Die resultierenden Angebotspotenziale aus der vorliegenden Analyse geben lediglich einen groben Mengenrahmen an, da in der Literatur nicht immer Einigkeit darüber herrscht, welche Fraktionsteile den jeweiligen Kraftstoffen zugeordnet werden. Prinzipiell werden jedoch die kurz- und sehr langkettigen Kohlenwasserstoffe den Flüssiggasen ($n < 4$) bzw. Wachsen ($n > 20$) zugeordnet und daher für den Verkehrssektor nicht weiter betrachtet. Im Umkehrschluss bedeutet dies jedoch, dass die bestimmten Angebotspotenziale für alle Fischer-Tropsch-Produkte weitaus höher sein können, wenn eine weitere Aufarbeitung der langkettigen Moleküle, bspw. durch Hydrocracking, erfolgen würde. Die resultierenden Mengenpotenziale aus der Potenzialanalyse beinhalten derzeit noch nicht die Aufarbeitungsschritte nach dem Zusammenlegen der Fraktionen sowie die Crudeaufarbeitung.

Auf der Nachfrageseite werden die beschriebenen Berechnungsschritte in umgekehrter Reihenfolge betrachtet: Ausgehend von einer Bedarfsmenge für das FT-Produkt wird – unter Berücksichtigung der Anderson-Schulz-Flory-Verteilung und den obigen Parametern – zunächst die hierfür notwendige Menge an Synthesegas und anschließend an Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid ermittelt.

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

Die Ergebnisse der Potenzialanalyse zu den FT-Kraftstoffen wurden mit den im Technischen Anhang (Tabelle 3.14) gelisteten Parametern durchgeführt. Die jahresabhängigen Resultate sowohl der Angebots-, als auch der Nachfrageseite für die drei Kraftstofftypen (Diesel, Benzin und Kerosin) sind in **Abbildung 5.19** dargestellt.

Bis einschließlich 2030 übersteigt der nationale Endenergiebedarf die Verfügbarkeit an erneuerbarem Strom für die Produktion synthetischer Kraftstoffe (s. **Abbildung 3.8**). Erst durch den weiteren Ausbau an erneuerbaren Energien können im Jahre 2040 Produktionsmengen von 5,0, 4,9 bzw. 6,3 Mio.t an Benzin, Diesel bzw. Kerosin produziert werden – vorausgesetzt, der Strom geht (nach Abzug der reinen Stromnachfrage) ausschließlich in die Produktion dieses einen PtX-Produkts. Für Benzin und Diesel (als gemeinsame Produkte) oder Kerosin wären in 2040 bzw. 2050 Wassermengen in Höhe von jeweils 105,9 (0,1 %) bzw. 225,9 Mio.t (0,2 % des Anteils an erneuerbaren Wasserressourcen) notwendig. Die dann herrschende Nachfrage aller drei Kraftstoffe könnte nur zu einem Anteil von 28 % aus Deutschland gedeckt werden. Bis ins Jahr 2050 steigen die Produktionspotenziale noch weiter, wobei die Optimierungen von technischen Prozessparametern, wie beispielsweise dem notwendigen Strombedarf für die CO₂-Gewinnung oder der Elektrolyse hierbei nur noch eine untergeordnete Rolle spielen. Im Jahr 2050 stünden für FT-Kraftstoffe Angebotspotenziale von 10,4 (Benzin), 10,6 (Diesel) bzw. 13,4 Mio.t (Kerosin) zur Verfügung. Wie in Tabelle 5.1 aufgeführt, kann aufgrund der Kohlenstoffkettenlängen entweder Benzin und Diesel (gemeinsam) oder Kerosin produziert werden. Selbst unter der unwahrscheinlichen Annahme, dass der gesamte PtX-Strom in die Produktion einer der FT-Kraftstoffe geht sowie den weiteren Annahmen für die Potenzialanalyse, kann lediglich der Benzinbedarf über die synthetische Produktion gedeckt werden, nicht aber der von Diesel und Kerosin.

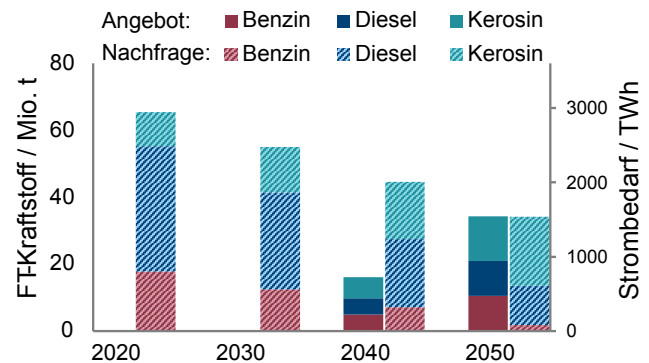


Abbildung 5.19: Angebotspotenzial (gefüllte Balken) und nationale Nachfrage (schraffiert) für FT-Benzin, -Diesel und -Kerosin. Es sind die absoluten Mengen (in Mio. t) und der dafür notwendige Strombedarf (in TWh) angegeben. Die gefüllten und schraffierten Balkendiagramme sind aufeinander skaliert. Für die Berechnungen wurden nur erneuerbare Energien (beim Angebotspotenzial nach Abzug des originären Strombedarfs) verwendet und eine Bereitstellung des CO₂ über DAC angenommen.

Die Nachfrage nach den drei FT-Kraftstoffen ist in den schraffierten Balken in **Abbildung 5.19** dargestellt. Die für die zugrundeliegenden Annahmen des zeitlichen Verlaufs sind im Technischen Anhang erläutert (Kapitel 5.5). Um den Bedarf von Benzin, Diesel und Kerosin in 2020 über E-Fuels in Deutschland zu decken, wäre eine Strommenge von insgesamt 3.187 TWh notwendig, also fast die sechsfache Menge der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland [77]. Diese hohen Strommengen übersteigen selbst die aus Europa importierten Stromtransportflüsse aus dem Basisszenario (s. Kapitel 4.1) und reichen auch dann nicht aus, wenn der nationale Endenergiebedarf rein hypothetisch außen vorgelassen würde. Dies weist darauf hin, dass Deutschland zukünftig (wie auch heutzutage) weiterhin auf Importe von Energie in Form von grünem Wasserstoff und Derivaten angewiesen ist. Daraus folgt konsequenterweise, dass synthetische Kraftstoffe selbst bei einer Übergangslösung nur eine von mehreren Optionen für einen klimaneutralen Verkehrssektor sein dürfen. Hierfür müsste der sektorale Bedarf durch Verkehrsverlagerung auf effizientere Verkehrsträger und Verkehrsvermeidung gesenkt werden. Die vollständige Übersicht über die Ergebnisse der Potenzialanalyse für die FT-Kraftstoffe ist im Technischen Anhang (Kapitel 5.5) aufgeführt.

6. Chemische Grundstoffe

Die Grundstoffchemie ist neben der Metallindustrie die energieintensivste Branche in Deutschland. Eine Besonderheit der Branche besteht darin, dass Energieträger nicht nur energetisch, sondern auch stofflich genutzt werden. Zur Deckung des energetischen Bedarfs wird hauptsächlich Erdgas (42 %) und Strom (26 %) verwendet [3]. Durch den Stromanteil ist ein immer größer werdender Eintrag erneuerbarer Energieversorgung möglich, jedoch ist der Effekt entsprechend dem Anteil am Gesamtenergieverbrauch beschränkt. Dies wird vor allem im Vergleich zum Rohstoffeinsatz deutlich, welcher mit 75 % Naphtha, 11 % Erdgas und 13 % nachwachsenden Rohstoffen überwiegend fossilbasiert ist [78]. Darüber hinaus übersteigt der Rohstoffbedarf zur stofflichen Nutzung den energetischen Bedarf [78].

Daraus ergeben sich für die Chemiebranche zwei Herausforderungen, und zwar die Umstellung der Energiebereitstellung und der Rohstoffbasis. PtX-Technologien bieten die beste Möglichkeit beide Herausforderungen zu meistern, indem Wasser und CO₂ die neue Rohstoffbasis bilden und erneuerbarer Strom als nachhaltige Energiequelle erschlossen werden kann.

In den folgenden Unterkapiteln wird die Entwicklung des Chemiesektors basierend auf dem in 3.1 vorgestellten Energiemodell dargelegt. Diese Einordnung spannt den Rahmen für detailliertere Analysen hinsichtlich ökologischer und ökonomischer Aspekte der im Kopernikus-Projekt P2X II erforschten Technologien zur Bereitstellung von chemischen Produkten.

Die Detailanalysen werden für zwei konkrete Anwendungsbeispiele durchgeführt: Butanol für die weitere Verarbeitung in der Kosmetikindustrie und Polyol zur weiteren Verarbeitung beispielsweise als Polyurethan (PUR).

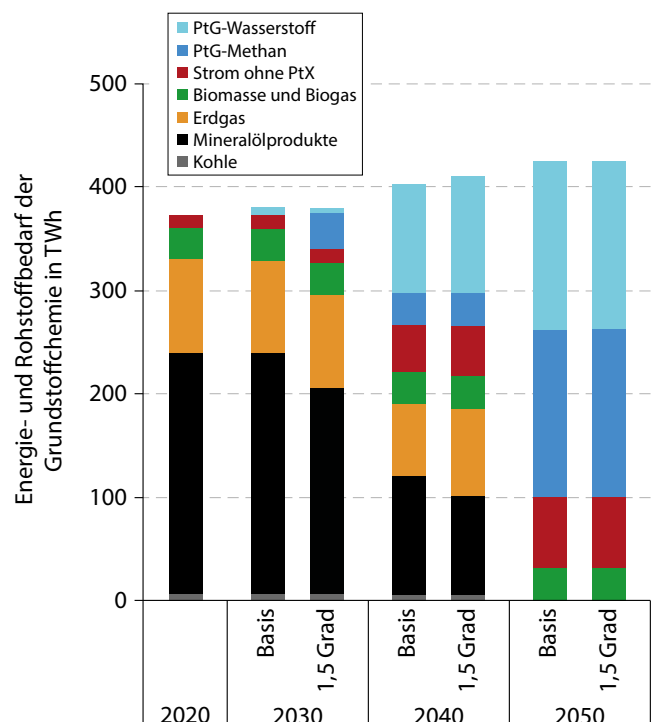
Ergänzend werden die Ergebnisse der Analyse zur sozialen Akzeptanz beispielhaft für konkrete Endprodukte (Kosmetika sowie Kleidung und Materialien z.B. für Sneakers, Kaltschaum-Matratzen) dargelegt, da Grundstoffchemikalien der Zwischenprodukte sehr abstrakt und im Sinne eines sozialen, gesellschaftlichen Diskurses kaum greifbar sind.

Abbildung 6.1: Kumulierter Energie- und Rohstoffbedarf der chemischen Grundstoffindustrie in den verschiedenen Szenarien.

6.1 Entwicklung und Einordnung chemischer Grundstoffe

Autoren: Franz Bauer, Michael Sterner

Der Chemiesektor umfasst eine Vielzahl von Produkten und Prozessen, welche aufgrund der teilweise nicht verfügbaren Daten und der Heterogenität der Prozesse nicht zur Gänze im Energiemodell abgebildet werden. Daher beschränkt sich die Analyse auf chemische Grundstoffe, welche zum einen energie- und rohstoffintensiv sind und zum anderen hohe Mengen Treibhausgase emittieren. Dies sind Ammoniak, Methanol und die High Value Chemicals (HVC) Ethylen, Propylen, Buten und Butadien. Die HVC werden zusammengefasst bilanziert, da sie vorwiegend aus Naphtha in Dampfspaltöfen (Cracker) produziert werden und als komplexes Gemisch vorliegen, welches über eine Fraktionierung in die einzelnen Bestandteile aufgeteilt wird. Darüber hinaus sind die Grundstoffe Chlor, Titandioxid, Soda, Sauerstoff, Salpetersäure, Adipinsäure, Carbon Black, Calciumcarbid, TDI und Polymere als einzelne Pfade im Energiemodell integriert. Die nicht-energetisch genutzten Rohstoffe der restlichen Petrochemie, die nicht bereits über die oben erwähnten Produkte erfasst werden, werden kumuliert betrachtet. Hierbei wird angenommen, dass der notwendige Kohlenstoff grundsätzlich durch regeneratives Methan bereitgestellt werden kann [79].



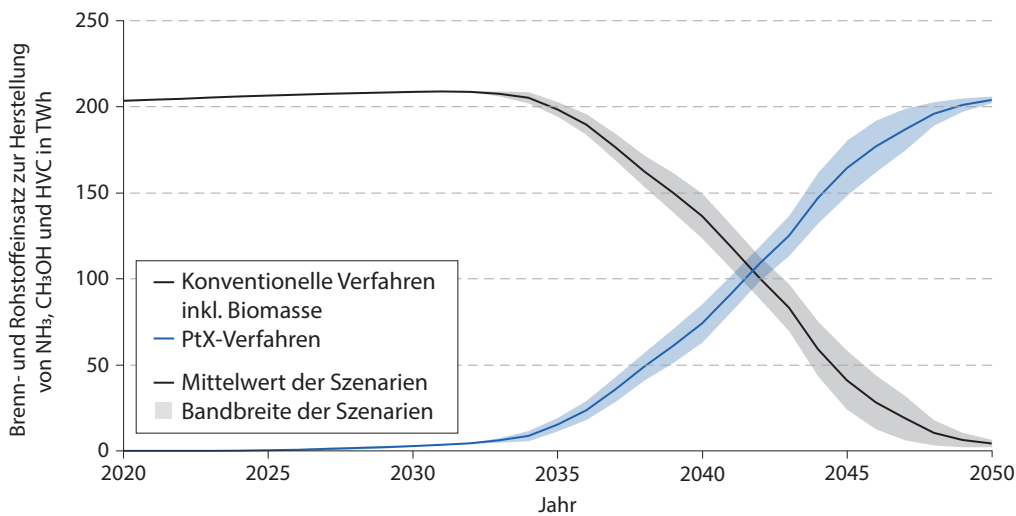


Abbildung 6.2: Eingesetzte Brenn- und Rohstoffe zur Herstellung von HVC, Methanol und Ammoniak.

Die Modellergebnisse für die Grundstoffchemie sind in **Abbildung 6.1** aufgezeigt (s. auch Technischer Anhang, Kapitel 6.1). Da sich die Szenarien Basis, Import und Verkehrswende in diesem Verbrauchssektor nur marginal voneinander unterscheiden, sind lediglich die Szenarien Basis und 1,5 Grad dargestellt. Es zeigt sich ein steigender Energiebedarf, da die Effizienzverbesserungen durch das angenommene Wachstum der Branche kompensiert werden. Bis zur vollständigen Umstellung der Grundstoffchemie auf klimaneutrale Roh- und Brennstoffe wird der größte Teil des Bedarfs aus Mineralölprodukten und Erdgas gedeckt. Im Jahr 2040 entstammt immer noch etwa die Hälfte der Energie bzw. der Rohstoffe aus fossilen Quellen. Ein Drittel wird aus PtX-Produkten bereitgestellt. Der Rest stammt aus biogenen Rohstoffen und Strom.

Der signifikanteste Unterschied zwischen den Szenarien ist im Jahr 2030 zu vermerken, da ein geringes THG-Budget bereits einen früheren Start der PtX-Verfahren erfordert. Auch erfolgt die Defossilisierung der Stromerzeugung im Szenario 1,5 Grad schneller. Dies wiederum beschleunigt den Einsatz der PtX-Technologien, die erst mit geringen spezifischen Emissionen des Strommix eine bessere THG-Bilanz als die konventionellen Prozesse aufweisen. Im Jahr 2050 werden in allen Szenarien aufgrund der geforderten THG-Senkung von 95 % gegenüber 1990 nur noch Biomasse und Strom sowie Rohstoffe und Energieträger, die mit regenerativem Strom erzeugt werden, in der Grundstoffchemie genutzt. Insgesamt ergibt sich im Mittel ein Energie- und Rohstoffbedarf von 425 TWh. Davon stammen 32 TWh aus Biomasse, 69 TWh aus Strom und 324 TWh aus PtX-Produkten.

Für den Einsatz von PtX sind vor allem Ammoniak, Methanol und HVC relevant, da diese als zentralen Grundstoff Wasserstoff benötigen, der aktuell üblicherweise mittels Dampfreformierung von Erdgas hergestellt wird [78]. Diese Produkte dienen vielfach als Ausgangsstoffe für weitere Syntheseverfahren in der Chemie

wie zum Beispiel für die Herstellung von Polymeren. Als PtX-Pfade werden hier die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff über die PEM-Elektrolyse und dessen nachfolgende Verwendung für die Produktion von Ammoniak und Methanol berücksichtigt. Zudem wird die Erzeugung von HVC über erneuerbares Methanol oder die Substitution von Naphtha durch regeneratives Methan in den Dampfspaltöfen betrachtet.

In allen Szenarien findet eine Umstellung der konventionellen Verfahren für die HVC-, Ammoniak- und Methanolherstellung erst ab dem Jahr 2030 statt (s. **Abbildung 6.2**), da hier der spezifische Emissionsfaktor des Strommix auf einem relativ niedrigen Niveau ist. Zudem ist aufgrund der bis dahin angenommenen Entwicklung der Wasserstoffelektrolyse ein im Vergleich zu heute kosten- und energieeffizienterer Einsatz möglich. Der Anstieg des Energie- und Rohstoffeinsatzes der konventionellen Technologien in den Anfangsjahren resultiert aus dem Produktionswachstum der Branche, das die Effizienzsteigerungen teilweise kompensiert. Insgesamt bleiben die benötigten Energie- und Rohstoffmengen allerdings in der gesamten Zeitspanne auf einem relativ konstanten Niveau bei leicht über 200 TWh. Ab dem Jahr 2035 findet ein verstärkter Einsatz der PtX-Verfahren statt, welcher die konventionellen Prozesse nach und nach komplett verdrängt. Ein kleiner Teil der Rohstoffe im Jahr 2050 wird aus biogenen Reststoffen gewonnen, der in **Abbildung 6.2** den konventionellen Verfahren zugeordnet wurde.

Ein weiterer Einsatzzweck für PtX in der Grundstoffchemie ist die Bereitstellung von Hochtemperaturprozesswärme. Diese wird über die Elektrolyse, nachfolgender Methanisierung des Wasserstoffs zu synthetischem Gas und dessen anschließende Nutzung als Brennstoff generiert. Für die restlichen chemischen Produkte in denen aktuell fossile Rohstoffe als Feedstock benötigt werden, ist wie bei den HVC vereinfacht die Dampfspaltung von regenerativem Methan

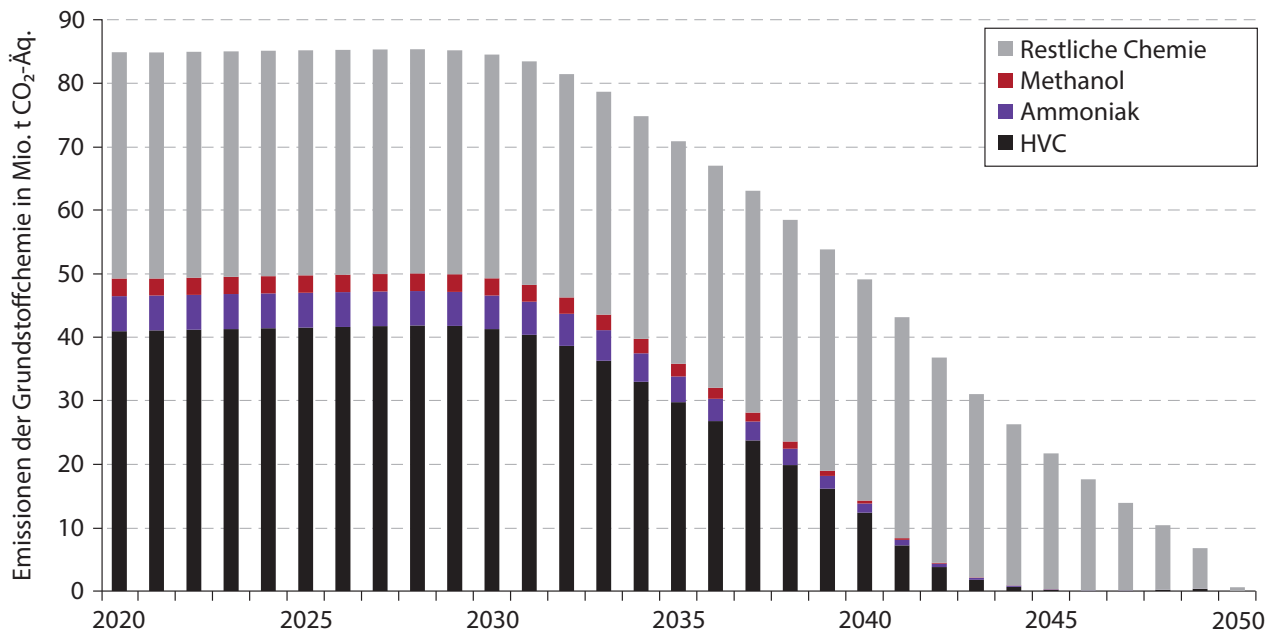


Abbildung 6.3: THG-Emissionen der chemischen Grundstoffindustrie im Basisszenario.

im Energiemodell implementiert. Denkbar ist hier auch die Nutzung von synthetischem Naphtha aus der Fischer-Tropsch-Synthese. Da die Cracker allerdings unabhängig vom Einsatzstoff einen ähnlichen Energiebedarf aufweisen [78], wird lediglich ein Prozess berücksichtigt. Durch diese Verfahren wird bis zum Jahr 2050 auch die restliche Chemie vollständig auf synthetische Brenn- und Rohstoffe, Abfallbiomasse und Strom umgestellt (s. **Abbildung 6.1**). In allen Sensitivitäten, bis auf das Szenario Import, wird der dafür notwendige Wasserstoff national produziert. Die Strommengen für die nationale Erzeugung von H₂/PtX-Produkten in der Chemieindustrie entstammen aus dem nationalen Aufbau erneuerbarer Energieanlagen, v.a. Wind und Solar, die im Vergleich zu heute um den Faktor 5 bis 6 ausgebaut werden. Dadurch kann die Wertschöpfungskette in der Grundstoffchemie im Land gehalten werden, während ein beschränkter Ausbau erneuerbarer Energien auch einen Abzug der Chemiebranche in das Ausland zur Folge haben kann, da dort dann günstiger Wasserstoff und Wasserstoffderivate hergestellt werden können. Damit würde ein H₂/PtX-Import in sehr großem Maßstab nötig.

Abbildung 6.3 zeigt exemplarisch die Treibhausgasemissionen des Basisszenarios (da dieses in den Berechnungen der LCA und TÖA genutzt wurde) aufgeteilt nach den betrachteten chemischen Grundstoffen. Zu beachten ist, dass hier auch die Emissionen der Nutzung der fossilen Rohstoffe über den darin enthaltenen Kohlenstoffgehalt mitbilanziert sind. Die THG aus der Stromnutzung sind hingegen im Stromsektor berücksichtigt. Rund 50 Mio. t CO₂-Äq. und damit der Großteil der Treibhausgase entstammen aus der Herstellung der HVC, Ammoniak und Methanol. Die Transformation der chemischen

Grundstoffchemie beginnt im größeren Maßstab ab dem Jahr 2030. Durch den verstärkten Einsatz von regenerativem Wasserstoff in den jeweiligen Verfahren sinken die Emissionen stark ab, sodass im Jahr 2045 lediglich THG aus den restlichen Chemieprodukten in der Branche zu verorten sind. Selbst bei einer vollständigen Umstellung auf synthetische und biogene Einsatzstoffe verbleiben allerdings im Jahr 2050 Restemissionen, da bei der Herstellung einiger Stoffe prozessbedingt THG entstehen. Dies sind überwiegend Lachgas aus der Produktion von Adipin- und Salpetersäure sowie Emissionen aus der Kalzinierung bei der Herstellung von Soda. In Summe verbleiben in allen Szenarien etwa 0,6 Mio. t CO₂-Äq. Residualemissionen im Jahr 2050.

In der Grundstoffchemie werden im Jahr 2050 szenario-unabhängig etwa 384 TWh Strom für PtX benötigt. Der Großteil davon entfällt auf die Herstellung von HVC. Im Vergleich dazu wird beispielsweise in [78] eine PtX-Strommenge von 172 bis 645 TWh im Jahr 2050 für die Grundstoffchemie angegeben. Die modellierte Strommenge für PtX lässt sich gut in diese Bandbreite einordnen.

Im Rahmen der Energiesystemmodellierung konnten aufgrund der Vielzahl und Komplexität der Prozesse nur einige Produkte und Herstellungsverfahren betrachtet werden. Neben den im Energiemodell enthaltenen PtX-Pfaden existieren noch weitere Möglichkeiten chemische Grundstoffe treibhausgasneutral zu produzieren. Zwei Beispiele, die in den nächsten Abschnitten näher analysiert werden, sind die Herstellung von Alkoholen mittels biotechnologischer Verfahren (Abschnitt 6.2) oder die PME-Polyol-Synthese zur Erzeugung von Polyurethan-Kunststoffen (Abschnitt 6.3).

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

6.2.1 Prozessbeschreibung

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

Butanol gehört zu den einwertigen Alkoholen und findet Anwendung in einer Vielzahl von Produkten wie beispielsweise Farben, Lacken und Medizinprodukten. Butanol wird klassischerweise aus Erdöl gewonnen, bzw. aus dem Steamcracking-Produkt Propylen, welches durch Hydroformylierung mit Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (H₂) und anschließender katalytischer Hydrierung mit H₂ zu Butanol umgesetzt wird.

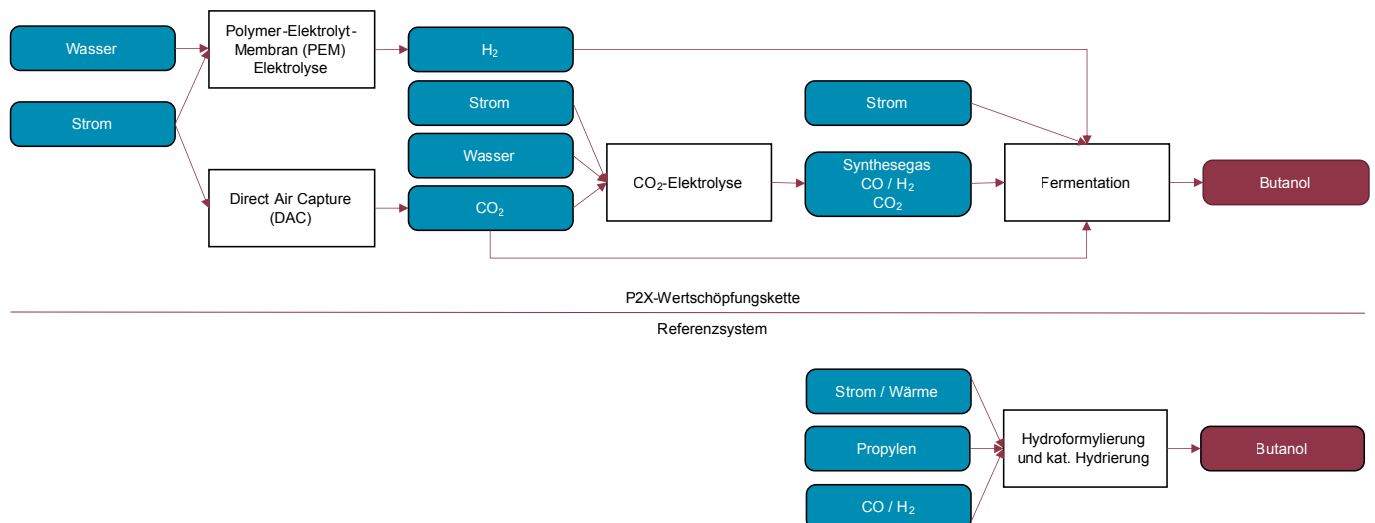
Neue biotechnologische Verfahren sind in der Lage mit Hilfe von Bakterien eine Gasmischung aus CO₂, CO und H₂ in Butanol und andere primäre Alkohole umzuwandeln. Als Ausgangsstoff dient in dieser Wertschöpfungskette hierbei das Produktgas der CO₂-zu-CO-Elektrolyse bei Temperaturen unterhalb 100 °C, ein Prozess, der CO₂ elektrochemisch zu CO reduziert. Im P2X-Projekt wird dazu ein Gas-zu-Gas-Elektrolyseur mit neuartigen Elektroden und Zelldesignkonzepten weiterentwickelt und hochskaliert. Grundlage sind die silberbasierten Sauerstoffverzehrkathoden (SVK) der Chloralkali-Elektrolyse, die sich auch für die CO₂-Reduktion zu CO eignen. Die Verknüpfung

der beiden Prozesse ist von Vorteil, weil das Produktgas der CO₂-Elektrolyse nicht aufwändig aufbereitet und separiert werden muss. Die prinzipielle Machbarkeit der Kombination dieser Prozessschritte wurde bereits nachgewiesen [80].

Innerhalb der Wertschöpfungskette ist die Quelle von CO₂ nicht relevant und es kann von Punktquellen wie Biogasanlagen, Zementwerken, Verbrennungsanlagen etc. bezogen werden [5] oder auch über Direct Air Capture (DAC), der Abscheidung von CO₂ aus der Umgebungsluft (siehe Kapitel 5.2.1). Im Rahmen dieses Projekts wird ausschließlich die Bereitstellung von CO₂ durch Direct Air Capture angenommen.

Um das für die Fermentation benötigte richtige Verhältnis von CO, CO₂ und H₂ einzustellen, wird neben dem Produktgas der CO₂-Elektrolyse weiteres CO₂ aus DAC sowie Wasserstoff aus der Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM) Elektrolyse zugeführt (siehe Kapitel 7.2).

Die Kombination aller Prozessschritte – der Abscheidung von CO₂ durch DAC, PEM-Elektrolyse, CO₂-Elektrolyse und Butanol-Fermentation – stellt die gesamte Wertschöpfungskette des P2X-Pfades zur Produktion von Butanol dar (**Abbildung 6.4**). Für die ökologische und techno-ökonomische Bewertung wurde eine Fermentationsanlage mit einer Produktionskapazität von 20.000 t im Jahr angenommen, weitere Parameter können dem Technischen Anhang entnommen werden.



*Hilfsmaterialien und Infrastruktur/Anlagenbau ebenfalls berücksichtigt aber nicht eingezeichnet.

Abbildung 6.4: Wertschöpfungskette der Butanol-Fermentation und des fossilen Referenzsystems.

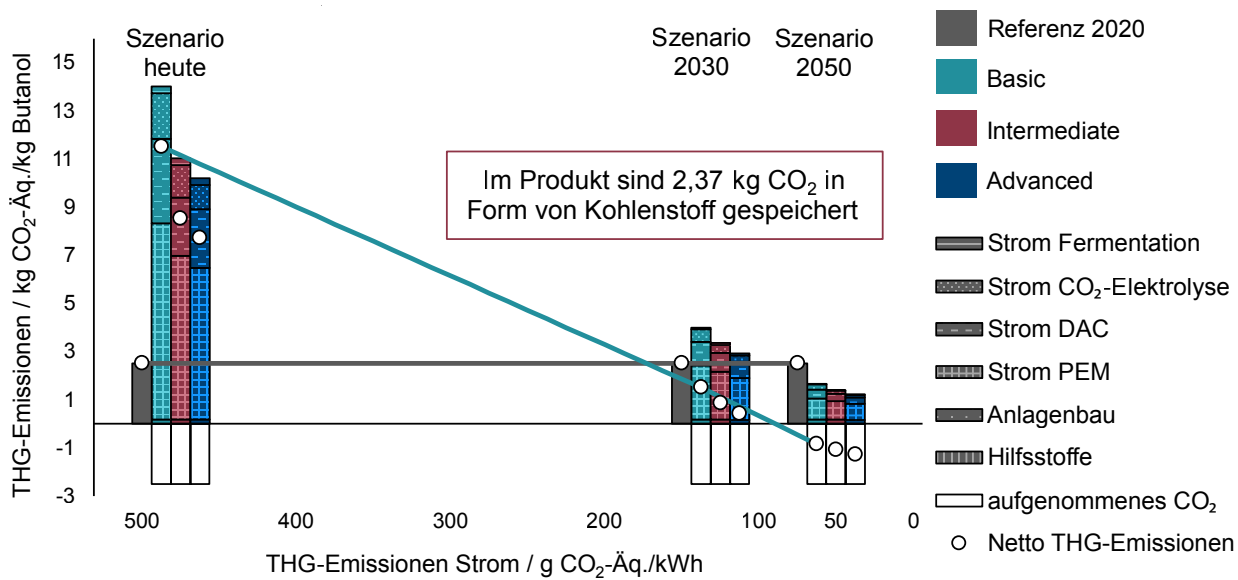


Abbildung 6.5: Treibhausgasemissionen der Butanol-Synthese in Abhängigkeit der strombedingten Emissionen. DAC: Direct Air Capture, PEM: Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse.

6.2.2 Life Cycle Assessment

Autoren: Marian Rosental, Thomas Fröhlich

ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN

In der Darstellung der Ergebnisse sind neben dem Referenzpfad der Hydroformylierung von Propylen, gefolgt von der katalytischen Hydrierung (grau) drei verschiedene Fälle für den P2X-Pfad der Butanol-Synthese gezeigt. Die drei Fälle Basic (türkis), Intermediate (rot) und Advanced (blau) geben dabei verschiedene Entwicklungsstufen der einzelnen Technologien wieder, beispielsweise eine erhöhte Effizienz der PEM-Elektrolyse, eine Reduktion des Energiebedarfs für DAC und eine Optimierung der CO₂-Elektrolyse mit höherem CO-Gehalt im Produktgas und geringerem Energiebedarf (siehe Technischer Anhang). Die Butanol-Fermentation arbeitet in allen drei Fällen mit der gleichen Gaszusammensetzung. Das oben stehende Diagramm (**Abbildung 6.5**) stellt die Entwicklungen der Treibhausgasemissionen des Butanols in Abhängigkeit der Treibhausgasemissionen des Stroms dar. Aus der Umgebung aufgenommenes Kohlenstoffdioxid wird durch den farblosen Balken als negative Emission ausgewiesen, der Vergleich zwischen den Wertschöpfungsketten erfolgt über die Netto-THG-Emissionen (weißer Punkt). Spätere Lebenswegabschnitte wie die Nutzungsphase oder das Lebensende, die mit weiteren Emissionen verbunden sind, werden nicht betrachtet.

Klar erkennbar ist, dass die Herstellung strombasierter Butanols im Szenario „heute“ mit stark erhöhten THG-Emissionen einhergeht, maßgeblich verursacht durch die

Emissionen der Strom-Bereitstellung für die Prozesse Wasserstoffherzeugung mittels PEM-Elektrolyse, CO₂-Abscheidung durch DAC und CO₂-Elektrolyse. Die Fermentation, der Anlagenbau und die Produktion von Hilfsstoffen tragen nur sehr geringe Anteile zu den THG-Emissionen bei. Im Szenario 2030 liegen die Netto-Emissionen bereits unterhalb der fossilen Referenz, was sich aus der Kompensation der Prozessemissionen durch die Anrechnung der CO₂-Aufnahme durch DAC ergibt. Eine weitere Reduktion der THG-Emissionen aus der Stromerzeugung im Szenario 2050 führt im Falle der Butanolfermentation sogar zu Netto-negativen THG-Emissionen, da durch DAC mehr CO₂ aus der Umgebungsluft entnommen, als in der Prozesskette emittiert wird. Allerdings sollte dabei berücksichtigt werden, dass im Produkt Butanol eine entsprechende Menge Kohlenstoff gebunden ist (2,37 kg CO₂ / kg Butanol), die im weiteren Verlauf des Lebenswegs wieder freigesetzt werden kann, insbesondere am Lebensende. Der ökologische „Break-even“ (Schnittpunkt der Geraden) liegt bei einem Emissionswert von ca. 170 g CO₂-Äq./kWh Strom, unterhalb dessen der P2X-Pfad einen Vorteil gegenüber der herkömmlichen Synthese erzielt. Für die Untersuchung wurden die Emissionen des fossilen Referenzprozesses als konstant über die betrachteten Szenarien angenommen. Dies ist trotz der großen Reduktion der THG-Emissionen im Stromsektor gerechtfertigt, da die THG-Emissionen aus der Stromnutzung für den Referenzprozess nur ca. 3 % ausmachen. Jedoch wurden auch andere denkbare Verbesserungen wie Effizienzsteigerungen, Veränderung der Rohstoffquelle etc. nicht berücksichtigt, was eine Einschränkung der Vergleichbarkeit insbesondere für das Szenario 2050 darstellt.

ALLE UMWELTKATEGORIEN

Beim Vergleich aller Umweltkategorien der Butanol-Synthese im Szenario 2050 (**Abbildung 6.6**) stechen vor allem zwei Kategorien in Relation zum Referenzsystem hervor: Die Landnutzung und der Metallverbrauch. Der Wert für die Landnutzung steigt auf 211–290 % der Referenz, hauptsächlich bedingt durch die Stromerzeugung, der ein enormer Ausbau von Photovoltaik- und Windenergieanlagen vorausgeht, welche entsprechende Freiflächen belegen, aber auch durch den Ausbau der DAC-Anlagen, die ebenfalls viel Raum beanspruchen. Der Metallverbrauch erhöht sich um 209–287 %, da der Anlagenbau sowie die Bereitstellung von Strom mehr metallische Ressourcen benötigen als der fossile Prozess. Im Gegensatz dazu sinkt der fossile Ressourcenverbrauch im P2X-System auf 19–25 % der fossilen Referenz, da für die Produktion von Butanol keine Erdölvorkommen mehr ausgebeutet werden. Der Haupteinfluss beruht ebenfalls auf der Stromerzeugung. Auch der Wasserverbrauch sinkt auf 24–25 % gegenüber der Referenz. Im Bereich der Partikelemissionen erhöhen sich die Emissionen gegenüber der Referenz leicht, THG-Emissionen und Sommersmog sinken dagegen. Bei der Versauerung ist ein

Vorteil bzw. Nachteil gegenüber der Referenz abhängig von der Technologieentwicklung zu erkennen. Beim heutigen Technologiestand entstände ein Nachteil gegenüber der Referenz im Jahr 2020, bei einer fortgeschrittenen Entwicklung (siehe Technischer Anhang) ein leichter Vorteil gegenüber der fossilen Referenz. Die Beiträge der einzelnen Prozessschritte entsprechen dabei meist auch der Verteilung, wie sie in der Kategorie Klimawandel vorzufinden sind. Lediglich beim Wasserverbrauch überwiegt der Anlagenbau, hauptsächlich bedingt aus dem Bau der DAC-Anlagen. Beim Metallverbrauch liefert der Anlagenbau ebenfalls leicht erhöhte Beiträge.

Insgesamt dominieren innerhalb der Wertschöpfungskette die Beiträge aus der Energiebereitstellung, insbesondere für die PEM-Elektrolyse und das DAC. Die Vordergrundprozesse Butanol-Fermentation und CO₂-Elektrolyse tragen insgesamt 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.

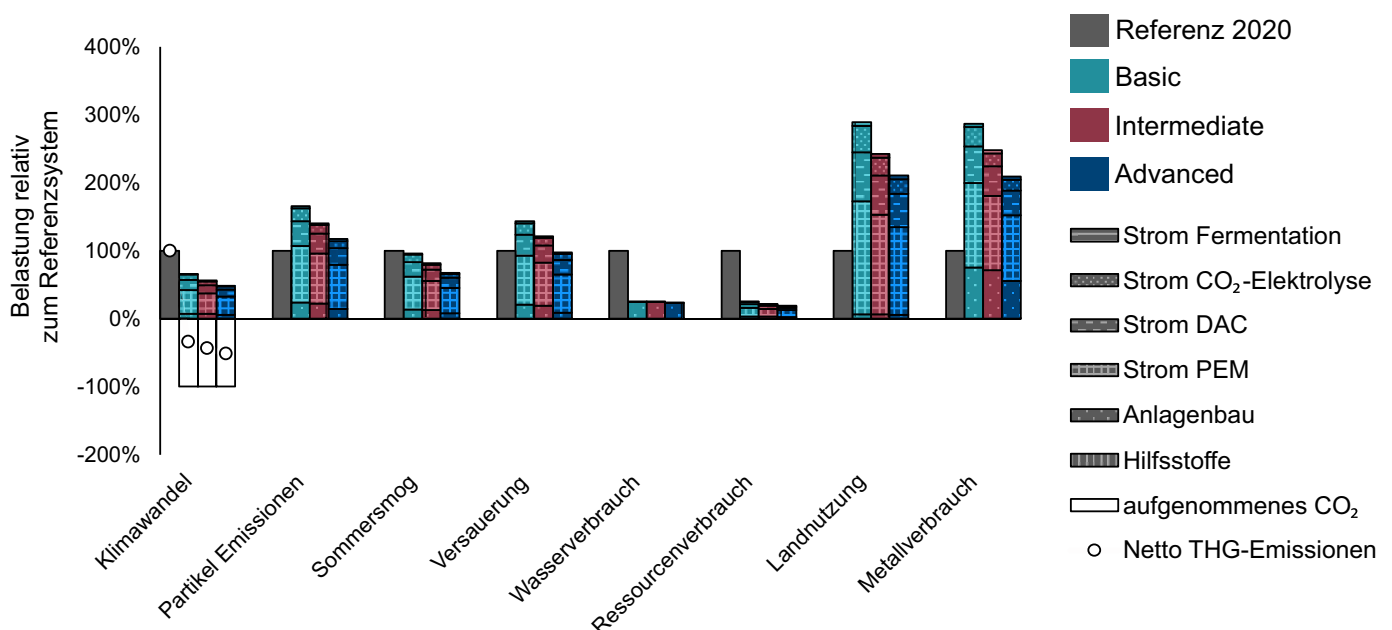


Abbildung 6.6: Vergleich aller Wirkungskategorien im Szenario 2050 relativ zum Referenzsystem.
DAC: Direct Air Capture, PEM: Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse.

FOKUSUNTERSUCHUNG

Zur Sensitivitätsanalyse wurde als Fokuspunkt die Anlagenlebensdauer und deren Einfluss auf die THG-Emissionen im Szenario 2050 am Beispiel der durchschnittlichen Technologieentwicklung (Intermediate) mit einem erneuerbaren Strommix ausgewählt (**Abbildung 6.7**). Für die Sensitivität der Anlagenlebensdauer der PEM-Elektrolyse, DAC-Anlage, CO₂-Elektrolyse und Fermentation wurden die jeweiligen Modellparameter entsprechend zweier Fälle um -5 Jahre und +5 Jahre Lebensdauer angepasst (**Tabelle 6.1**). Im Standardfall liegt der Beitrag des Anlagenbaus bei 12 % der THG-Emissionen von 1,41 kg CO₂-Äq./kg Butanol. Verringert sich die Lebensdauer, so steigen sowohl die absoluten THG-Emissionen auf 1,52 kg CO₂-Äq./kg Butanol als auch der Beitrag des Anlagenbaus auf 20 % an. Eine Erhöhung der Lebensdauer um fünf Jahre führt zu einer Reduktion der Emissionen auf 1,36 kg CO₂-Äq./kg Butanol mit einem Beitrag von 10 % durch den Anlagenbau. Der Beitrag „Anlagenbau“ ist in der Grafik nicht näher aufgeschlüsselt, den größten Einfluss hat hier das DAC mit ca. 75 %, gefolgt von der PEM-Elektrolyse. Insgesamt ist der Effekt einer kürzeren oder längeren Anlagenlebensdauer auf die Gesamtemissionen

jedoch gering. Eine wesentliche Reduktion der verbleibenden THG-Emissionen kann durch eine weitere Abnahme der benötigten Energie und der Minimierung strombedingter Emissionen gelingen (vgl. Infobox 4.1).

Tabelle 6.1: Parameter der Sensitivitätsanalyse für die Anlagenlebensdauer.

Anlagenlebensdauer	-5 Jahre	Standard	+5 Jahre
PEM-Elektrolyseur (Anlage/Stack)	15/5	20/7	25/8
DAC-Anlage	7	12	17

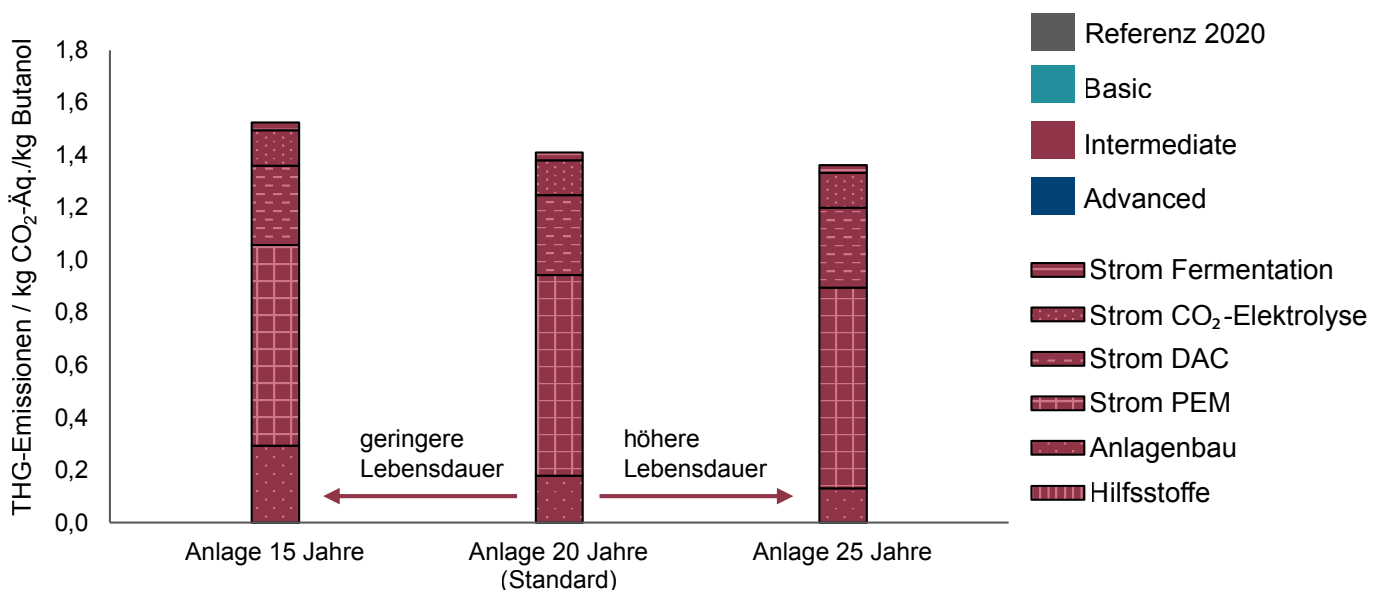
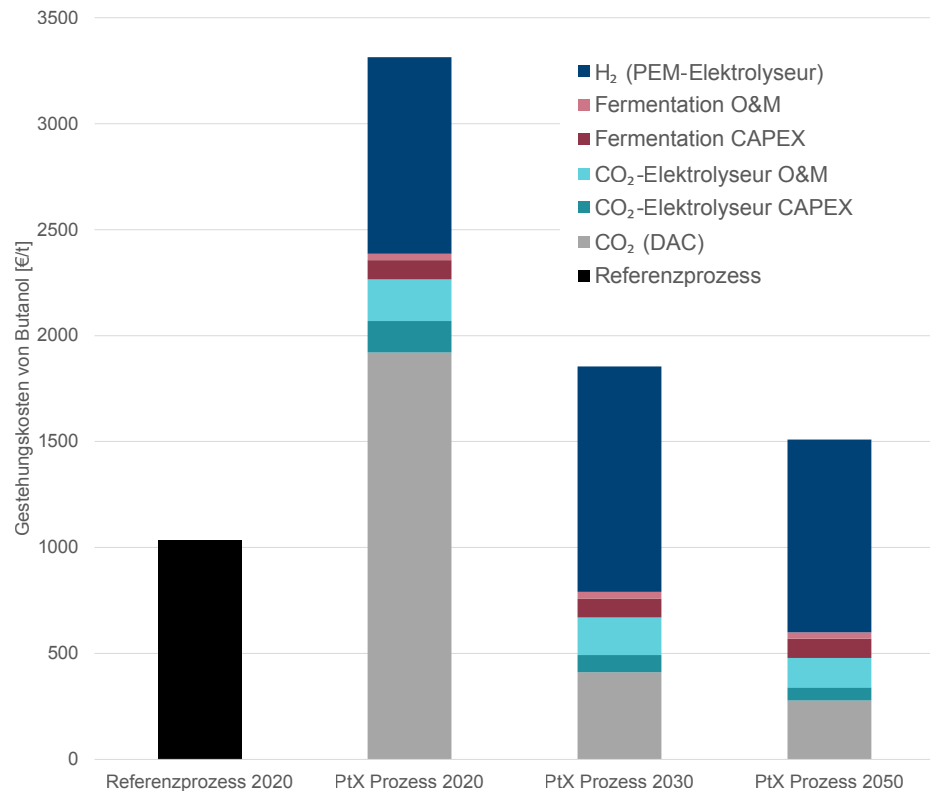


Abbildung 6.7: Sensitivität Anlagenbau in Bezug auf die THG-Emissionen im Szenario 2050.
DAC: Direct Air Capture, PEM: Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse.

Abbildung 6.8: Gestehungskosten von Butanol bei Herstellung nach dem neuen P2X-Prozess mit Kostenaufteilung für die Jahre 2020, 2030 und 2050 im Vergleich zum Referenzpreis bei Herstellung nach dem konventionellen Referenzverfahren (Grundannahmen zur Berechnung: 2020: H₂ 3,027 €/kg, CO₂ 740 €/t, Strom 0,04 €/kWh; 2030: H₂ 3,428 €/kg, CO₂ 150 €/t, Strom 0,06 €/kWh; 2050: H₂ 2,91 €/kg, CO₂ 110 €/t, Strom 0,06 €/kWh; weitere Details siehe Tabellen im Technischen Anhang; Referenzpreis: mittlerer Preis im Zeitraum 2010–2019 auf Basis der ICIS Datenbank).



6.2.3 Techno-ökonomische Analyse

Autorin: Kerstin Wiesner-Fleischer

Die TÖA der Wertschöpfungskette des P2X-Pfades zur Produktion von Butanol betrachtet die Kostenentwicklung bezogen auf das Basisjahr 2020 und die Zieljahre 2030 und 2050. Betrachtet 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.

In Hinblick auf die techno-ökonomische Analyse sind für den P2X-Prozess vier Prozessschritte relevant. Zwei Prozessschritte dienen dabei der Bereitstellung der Rohstoffe: CO₂ durch Direct Air Capture sowie H₂ durch PEM-Elektrolyse. Für die Kosten der benötigten H₂-Mengen zur Produktion von 20.000 t Butanol werden die Wasserstoffgestehungskosten gemäß der Entwicklung der PEM-Elektrolyse verwendet (vgl. Kapitel 7.2.3 und Tabelle 3-7 im Technischen Anhang) und für die Kosten der benötigten CO₂-Mengen, die gemäß der Entwicklung des DAC Verfahrens angenommenen Kosten (vgl. Kapitel 5.2.3 und Tabelle 3-7 im Technischen Anhang). Eine Darstellung hinsichtlich CAPEX/OPEX wird für die Bereitstellung der Rohstoffe CO₂ und H₂ nicht gewählt. Detaillierter werden hier die zwei Hauptschritte

betrachtet: zum einen die Elektrolyse von CO₂ zu CO, bzw. zu Synthesegas und zum anderen die anschließende Fermentation zu Butanol. Die Kosten der CO₂-zu-CO-Elektrolyse werden dabei abgeleitet von bekannten Kosten der PEM-Elektrolyse (siehe Technischer Anhang Kapitel 6.2) und die Kosten der Fermentation aus Literaturdaten zur Herstellung von Ethanol durch das Fermentationsverfahren von LanzaTech (siehe Technischer Anhang Kapitel 6.2 und [81]).

Für den CO₂-zu-CO-Elektrolyseur werden für Investitionsausgaben und Betriebskosten Technologieentwicklungsschritte angenommen, die zu Kostenreduzierungen führen. Die Berechnungen für 2020 erfolgen basierend auf dem Planungsstand des Elektrolyseurs als Versuchsanlage im Rahmen des P2X-Projektes, für 2030 erfolgen sie auf Basis weiterer Optimierungen und Scale-Up (u. a. Stromdichte, Faradayeffizienz sowie Elektrolysefläche). Die technologische Entwicklung bis 2050 geht darüber hinaus auch von Katalysatorweiterentwicklungen aus, die zu verringerten Überspannungen führen.

Für den Fermentationsprozess werden die Investitionsausgaben konstant gehalten. Die Betriebskosten OPEX lassen sich für die Fermentation aufsplitten in die Bereitstellungskosten der Gasmischung (Synthesegas aus dem CO₂-zu-CO-Elektrolyseur zzgl. H₂ aus der PEM-Elektrolyse sowie für die Jahre 2030 und 2050 zusätzlich CO₂) und die sonstigen Operations- & Maintenance-Kosten (O&M).

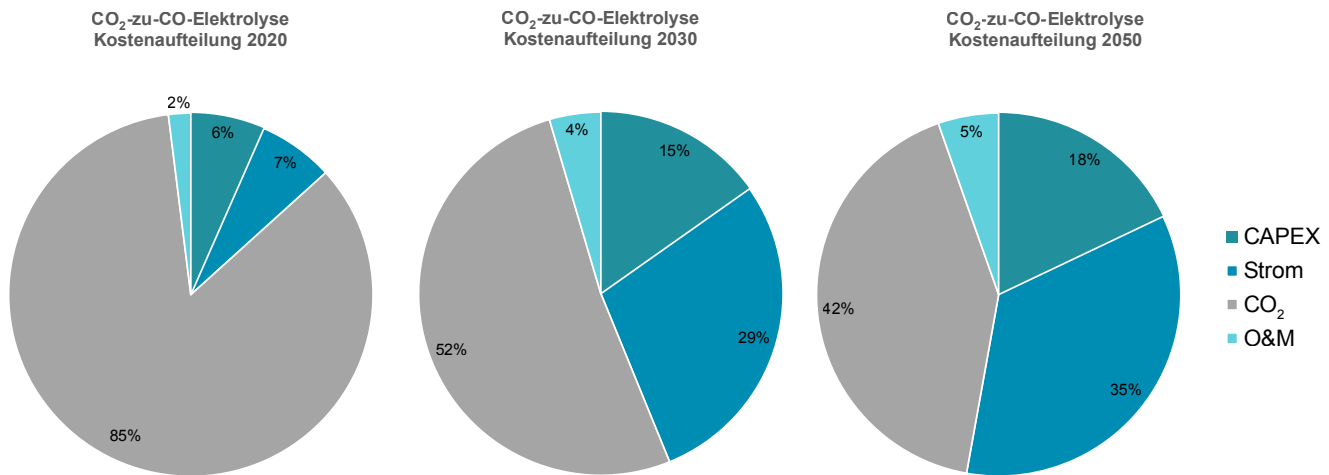


Abbildung 6.9: Kostenaufteilung der CO₂-zu-CO-Elektrolyse für die Jahre 2020, 2030 und 2050.

Abbildung 6.8 zeigt die Gestehungskosten von Butanol pro Tonne bei Herstellung nach dem neuen P2X-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.

Als Referenzpreis wird ein Wert in Höhe von 1.035 €/t angesetzt, der sich aus dem gemittelten Butanolpreisen für Nordwesteuropa im Zeitraum 2010–2019 auf Basis der ICIS Datenbank ergibt [82]. Für den Referenzpreis wird keine Prognose für die Zieljahre gemacht. 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 CO₂-Bepreisung zu rechnen, dies wird hier aber nicht quantitativ dargestellt.

Ausgehend vom heutigen Stand etwa 3-facher Kosten für Butanol bei Herstellung nach dem P2X-Prozess nähern sich diese unter den getroffenen Annahmen über den Zeitraum bis 2050 den 1,5-fachen Kosten des fossilen Referenzprozesses.

Die Investitionsausgaben beider Haupt-Prozessschritte stellen keine Kostentreiber dar. Die Kosten werden im Basisjahr dominiert von den Bereitstellungskosten für CO₂ durch das DAC-Verfahren. Da es sich bei DAC um eine Technologie mit noch niedrigem Reifegrad und großem Entwicklungs-

potenzial handelt (vgl. Kapitel 5.2.3), wird für die Jahre 2030 und 2050 hier annahmegemäß mit deutlich sinkenden Investitionsausgaben und Betriebskosten gerechnet. In den Zieljahren 2030 und 2050 fällt dann unter den gemachten Annahmen mehr als die Hälfte der Kosten auf die Bereitstellung des Wasserstoffs für den Fermentationsprozess.

Einen tieferen Einblick gewinnt man auch bei Betrachtung der Details zu den Kosten der CO₂-zu-CO-Elektrolyse (siehe **Abbildung 6.9**). Die Betriebskosten des Elektrolyseurs setzen sich zusammen aus den Stromkosten, den Kosten der Bereitstellung von CO₂ durch das DAC Verfahren und den sonstigen Betriebskosten, die hier unter O&M-Kosten zusammengefasst werden.

Im Basisjahr werden die Kosten des CO₂-zu-CO-Elektrolyseurs entscheidend beeinflusst von den Kosten für CO₂ aus DAC. Bis 2030 nimmt diese Kostenposition erheblich ab. Dieser starke Rückgang spiegelt das Hochskalieren der DAC-Technologie wider. Im weiteren Zeitverlauf bis 2050 zeigt sich keine große Änderung der Betriebskosten der CO₂-zu-CO-Elektrolyse mehr. Der Anteil der CAPEX des CO₂-zu-CO-Elektrolyseurs nimmt unter den gemachten Annahmen im Zeitraum bis 2050 zwar relativ gesehen zu, absolut nehmen die Investitionsausgaben für den Elektrolyseur, der die geforderte Menge an CO für den Fermentationsprozess liefert, jedoch infolge technologischer Weiterentwicklungen ab.



Abbildung 6.10: Sensitivitätsanalyse zur Abhängigkeit der Kosten der Herstellung von Butanol nach dem P2X-Verfahren von den Stromkosten in den Jahren 2020, 2030, 2050 im Vergleich zum Referenzpreis.

Insgesamt zeigt sich, wie erwartet, ein erheblicher Einfluss des Strompreises auf die Herstellung von Butanol mit dem neuen P2X-Verfahren. Berücksichtigt man außer den direkten Stromkosten der CO₂-zu-CO-Elektrolyse auch den Stromkostenanteil der Bereitstellung des CO₂ und insbesondere den Anteil der Stromkosten an der Bereitstellung des Wasserstoffs, so ergibt sich ein Anteil der Stromkosten am Gesamtprozess im Jahre 2020 von 25%. Bis zum Jahre 2050 steigt dieser auf 60%. Änderungen der Stromkosten haben daher die größte Auswirkung auf die Gestehungskosten von Butanol und damit auf die Implementierung des neuen P2X-Verfahrens.

Abbildung 6.10 zeigt in einer Sensitivitätsanalyse den Einfluss der Stromkosten auf die Gestehungskosten.

Es wird deutlich, dass ab 2030 ein Break-even-Point erreicht werden kann. Unter den getroffenen Annahmen würde 2050 ab einem Strompreis von 0,03€/kWh das neue P2X-Verfahren zu Gestehungskosten für Butanol vergleichbar dem aktuellen Preis des Referenzverfahrens führen. Da langfristig u.a. durch die Einführung von CO₂-Steuern zusätzlich mit einem Anstieg der Kosten von Butanol bei Herstellung über das fossile Referenzverfahren zu rechnen ist, zeigt sich, dass ein ökonomischer Betrieb des neuen Verfahrens möglich ist.

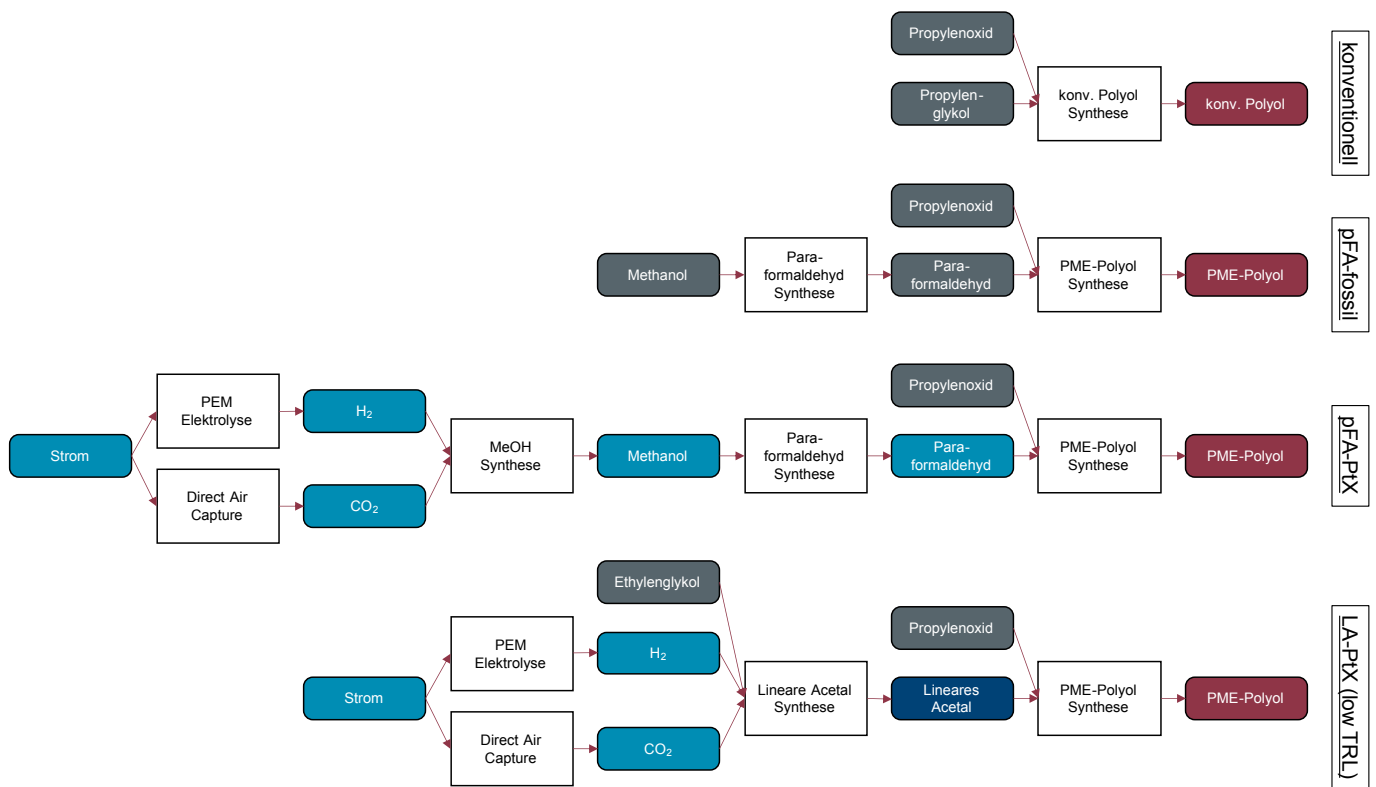


Abbildung 6.11: Schematische Darstellung der Polyol Wertschöpfungsketten. PME-Polyol: Polyoxymethylenether-Polyol, MeOH: Methanol, pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X-Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, LA-PtX (low TRL): Power-to-X-Wertschöpfungskette über Lineare Acetale mit niedriger Technologiereife.

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

6.3.1 Prozessbeschreibung

Autor*innen: Jan Wyndorps, Lynn Röver

Polyurethane sind eine der wichtigsten Kunststoffarten. Sie werden aus zwei Substanzen aufgebaut – eine davon sind sogenannte Polyole. Das Polyol fungiert als langkettiger Baustein mit mehreren Hydroxyl-Gruppen, die sich bei der Polymerisation zum Kunststoff vernetzen [83]. Eine Möglichkeit die Treibhausgasemissionen von Polyurethan-Kunststoffen zu reduzieren, ist die Verwendung von neuartigen, nachhaltigeren Polyoxymethylenether-Polyolen (PME-Polyolen), deren Synthese und Anwendung in diesem Forschungsvorhaben untersucht werden.

Für die Synthese der neuartigen Polyole werden im folgenden Abschnitt drei Routen (pFA-fossil, pFA-PtX und LA-PtX) vorgestellt und mit der konventionellen Synthese verglichen (Abbildung 6.11). Das darin untersuchte Polyol hat ein Molekulargewicht von 2.000 g/mol.

Die konventionelle Polyol-Synthese basiert größtenteils auf Propylenoxid (PO), wobei Propylenglykol als Kettenstarter-

molekül dient. Bei der neuartigen PME-Polyol-Synthese wird das Propylenglykol sowie ein gewisser Anteil des Propylenoxids durch Paraformaldehyd (pFA) ersetzt. Paraformaldehyd ist das kurzkettige Polymer des Formaldehyds, welches aus Methanol hergestellt werden kann. Da Methanol sowohl auf Basis von fossilen als auch von erneuerbaren Rohstoffen hergestellt werden kann, sollen hier beide Routen untersucht werden. Bei der Route ausgehend von fossil produziertem Methanol (pFA-fossil) wird Erdgas als Rohstoffquelle verwendet. Bei der P2X-Wertschöpfungskette (pFA-PtX) wird erneuerbares Methanol aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid synthetisiert. Für die Wasserstoffproduktion wird ein PEM-Elektrolyseur (Kapitel 7.2) betrachtet und eine Direct Air Capture Anlage (DAC) als Kohlenstoffdioxidquelle (Kapitel 5.2.1).

Alternativ zur Verwendung von Paraformaldehyd als Ersatzbaustein in der Polyolsynthese, können auch lineare Acetale verwendet werden, welche in der Wertschöpfungskette LA-PtX (low TRL) untersucht werden. Die linearen Acetale können aus Ethylenglykol, Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid synthetisiert werden. Dieses Verfahren befindet sich noch in der Entwicklung im Labormaßstab, weshalb die folgende Untersuchung lediglich eine erste Potenzialabschätzung darstellt. Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid werden in dieser Route ebenfalls durch die PEM-Elektrolyse bzw. die Direct Air Capture-Anlage bereitgestellt.

6.3.2 Life Cycle Assessment

Autoren: Jan Wyndorps, Niklas von der Assen

ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN

Die Treibhausgasemissionen der Polyol-Wertschöpfungsketten werden von der Herstellung bis zum fertigen Polyol berücksichtigt, eine sogenannte cradle-to-gate-Analyse. Die Nutzungsphase und das End-of-Life wurden nicht betrachtet, da sie sich nicht von dem konventionellen Polyol unterscheiden. **Abbildung 6.12** stellt die Entwicklungen der Treibhausgasemissionen der Polyol-Wertschöpfungsketten in Abhängigkeit der Treibhausgasintensität des Stroms dar.

Die konventionelle Polyol-Herstellung verursacht bis zur Anwendung 3,3 kg CO₂-Äq./kg Polyol, welche durch die Herstellung der Edukte Propylenoxid und Propylenglykol dominiert werden. Die konventionelle Herstellung weist nur eine sehr geringe Abhängigkeit von der Treibhausgasintensität des Stroms auf, weshalb die Treibhausgasemissionen für die Zukunftsszenarien 2030 und 2050 nahezu konstant bleiben.

Die Verwendung von fossilem Paraformaldehyd (pFA-fossil) führt bereits heute zu einer Reduktion der THG-Emissionen.

Dies wird ermöglicht, da durch das längere Kettenstartermolekül Paraformaldehyd die erforderliche Menge des besonders treibhausintensiven Propylenoxids reduziert werden kann. Der weiterhin aus technischen und verarbeitungsbedingten Gründen notwendige Anteil an Propylenoxid im Polyol verursacht den Großteil der verbleibenden THG-Emissionen. Analog zur konventionellen Route weist die Herstellung mit fossilem Paraformaldehyd kaum Abhängigkeit vom Strom auf, weshalb die THG-Emissionen für die Szenarien konstant bleiben. Besonders vorteilhaft ist, dass mit der PME-Polyol-Synthese ein bereits heute nachhaltigeres Verfahren entwickelt und genutzt werden kann. Sobald der Strom ausreichend erneuerbar hergestellt wird, kann ohne Verfahrensänderung auf strombasiertes Paraformaldehyd umgestellt werden.

Die P2X-Wertschöpfungskette pFA-PtX mit Verwendung von strombasiertem Paraformaldehyd zeigt eine starke Abhängigkeit von der Treibhausgasintensität des Stroms. Während die Wertschöpfungskette heute die höchsten Emissionen verursachen würde, so weist sie im Szenario 2050 die geringsten Emissionen auf. Bei heutigem Strommix tragen die indirekt verursachten Emissionen durch den Stromverbrauch der PEM-Elektrolyse und der DAC-Anlage die Hälfte der verursachten Emissionen bei. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien im Strom

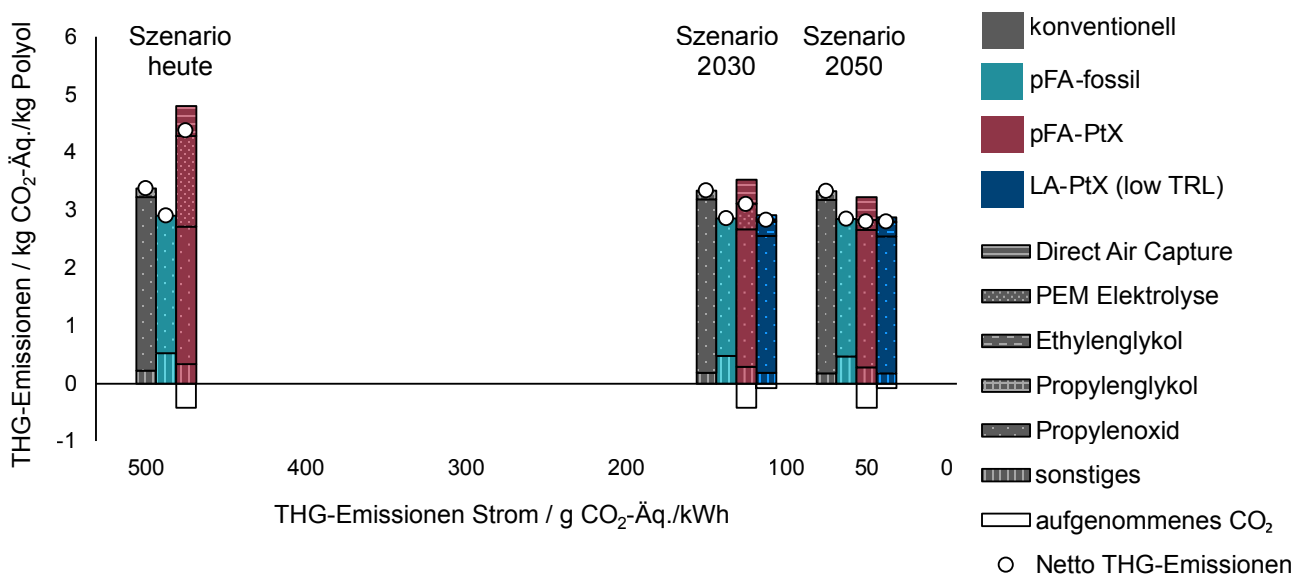


Abbildung 6.12: Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Polyol Synthese.

pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, LA-PtX (low TRL): Power-to-X Wertschöpfungskette über Lineare Acetale mit niedriger Technologiereife.

reduziert sich dieser Anteil auf 25 % für das Szenario 2030 und auf 20 % für das Szenario 2050. Die verbleibenden Emissionen sind auf das Propylenoxid zurückzuführen, das weiterhin zur Polyol-Herstellung benötigt wird. Aus der Umgebung aufgenommenes CO₂ wird durch den farblosen Balken als negative Emissionen ausgewiesen. Die Summe aller positiven und negativen Emissionen wird durch die Netto-THG-Emissionen (weißer Punkt) ausgewiesen, anhand derer die Wertschöpfungsketten untereinander verglichen werden können. Gegenüber der konventionellen Herstellung ist die P2X-Technologie ab einer Treibhausgasintensität von 200 g CO₂-Äq. / kWh Strom oder weniger vorteilhaft. Im Vergleich zu der fossilen PME-Polyol-Herstellung ist die P2X-Technologie ab einer Treibhausgasintensität von 80 g CO₂-Äq. / kWh Strom zu bevorzugen.

Die Abschätzung der THG-Emissionen über die Wertschöpfungskette der linearen Acetale (LA-PtX) ist nur für die Jahre 2030 und 2050 dargestellt, um deutlich zu machen, dass das Verfahren heute noch nicht zur Verfügung steht. Die Abschätzung zeigt, dass das lineare Acetal ein vielversprechender Ersatzbaustein für die Polyolsynthese ist. Im Vergleich zum Paraformaldehyd wird ein Teil des Kohlenstoffbedarfs durch das Ethylenglykol gedeckt, weshalb die Menge an aus der Umwelt abgeschiedenem CO₂ geringer ausfällt.

Insgesamt stellt die PME-Polyol-Synthese ein Verfahren dar, mit dem bereits heute THG-Emissionen reduziert werden können. Dies ist insbesondere auf die Einsparung an besonders treibhausgasintensivem Propylenoxid zurückzuführen. Eine Umstellung auf strombasiertes Paraformaldehyd oder lineare Acetale ermöglicht in einem dekarbonisiertem Stromsektor weitere Einsparpotenziale, jedoch verbleibt stets ein erforderlicher Anteil Propylenoxid.

ALLE UMWELTKATEGORIEN

Der Vergleich aller Umweltkategorien für das Szenario 2050 zeigt gemäßigte relative Veränderungen gegenüber den Belastungen der konventionellen Polyol-Synthese (**Abbildung 6.13**). In den Kategorien Klimawandel, Sommersmog, Wasserverbrauch und Ressourcenverbrauch belasten alle untersuchten Wertschöpfungsketten die Umwelt weniger als das Referenzsystem. Geringe Trade-offs sind für die pFA-PtX-Wertschöpfungskette in den Kategorien Partikel Emissionen, Landnutzung und Metallverbrauch zu erkennen, welche durch den Strombedarf der PEM-Elektrolyse verursacht werden.

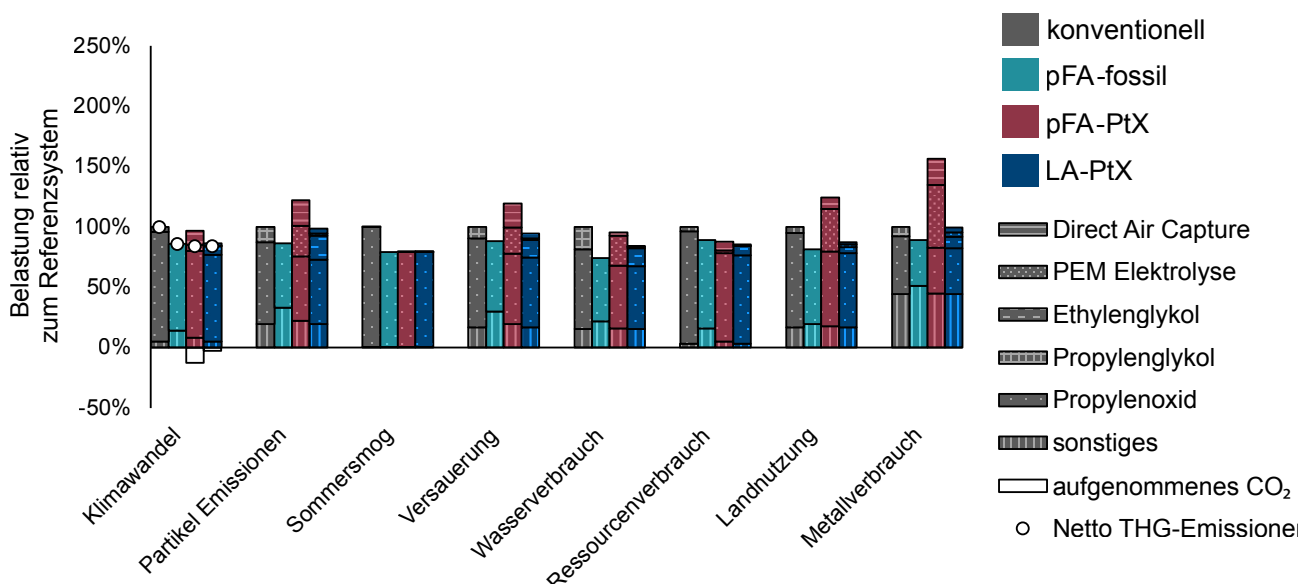


Abbildung 6.13: Relative Entwicklung aller Umweltauswirkungen der Polyol Synthesen in 2050. pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X-Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, LA-PtX (low TRL): Power-to-X-Wertschöpfungskette über lineare Acetale mit niedriger Technologiereife.

FOKUSUNTERSUCHUNG POLYOL MOLEKULARGEWICHT

Je nach Anwendung werden Polyole mit unterschiedlichen Molekulargewichten benötigt. Der Fokus des Projektes und alle bisherigen Grafiken beziehen sich auf ein Molekulargewicht von 2.000 g/mol. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurden zusätzlich die Molekulargewichte 1.000 g/mol und 8.000 g/mol untersucht (**Abbildung 6.14**). Durch die PME-Polyol-Synthese kann bei den kurzen Polyolen der Massenanteil von Propylenoxid stärker reduziert werden, wodurch auch die Treibhausgasemissionen weiter sinken. Bei den langkettigen Polyolen hat die PME-Polyol-Synthese jedoch kaum Verbesserungspotenzial. Dieser Trend zieht sich durch alle Wertschöpfungsketten und ist unabhängig vom verwendeten Kettenstartermolekül.

6.3.3 Techno-ökonomische Analyse

Autor*innen: Lynn Röver, Andreas Jupke

Die techno-ökonomische Analyse für die Herstellung von PME-Polyolen wurde für eine Anlagenkapazität von 50 Kilotonnen pro Jahr (kt/a) für die vier verschiedenen Wertschöpfungsketten durchgeführt. Bei der Wertschöpfungskette LA-PtX handelt es sich jedoch lediglich um eine Potenzialabschätzung. Der Vergleich der Wertschöpfungsketten erfolgt über die Gestehungskosten (Cost of Manufacturing, COM). Die COM werden nach der Methode von Turton [84] berechnet. Die Eingangsparameter sind im Technischen Anhang in Kapitel 6.3 aufgelistet.

Die Anlagenkapazität von 50 kt/a bezieht sich auf die Herstellung von PME-Polyolen. Die Anlagen, die für die Herstellung der Starter verwendet werden, werden entsprechend skaliert. Dies ist notwendig, um die benötigte Menge an Startern abzubilden, die für die Herstellung von 50 kt/a Polyol benötigt werden. Eine Ausnahme stellt die fossile Methanol-Anlage dar, da sich diese bereits in Massenproduktion befindet.

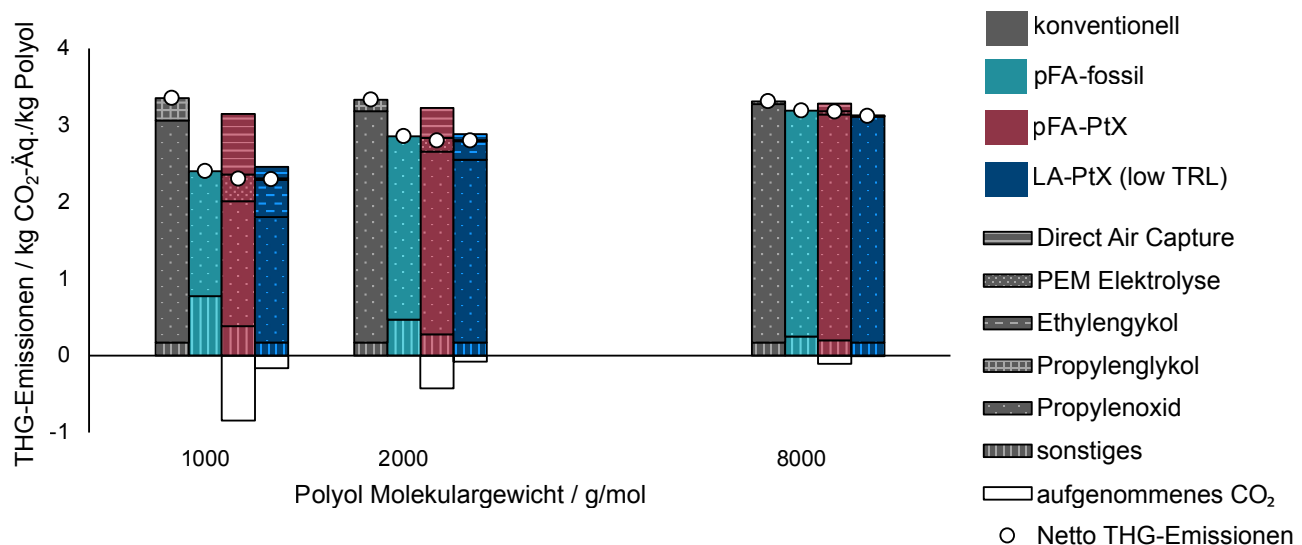


Abbildung 6.14: Treibhausgasemissionen der Polyol Synthese in Abhängigkeit des gewünschten Molekulargewichts. pFA-fossil: fossile Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, pFA-PtX: Power-to-X-Wertschöpfungskette über Paraformaldehyd, LA-PtX (low TRL): Power-to-X-Wertschöpfungskette über Lineare Acetale mit niedriger Technologiereife.

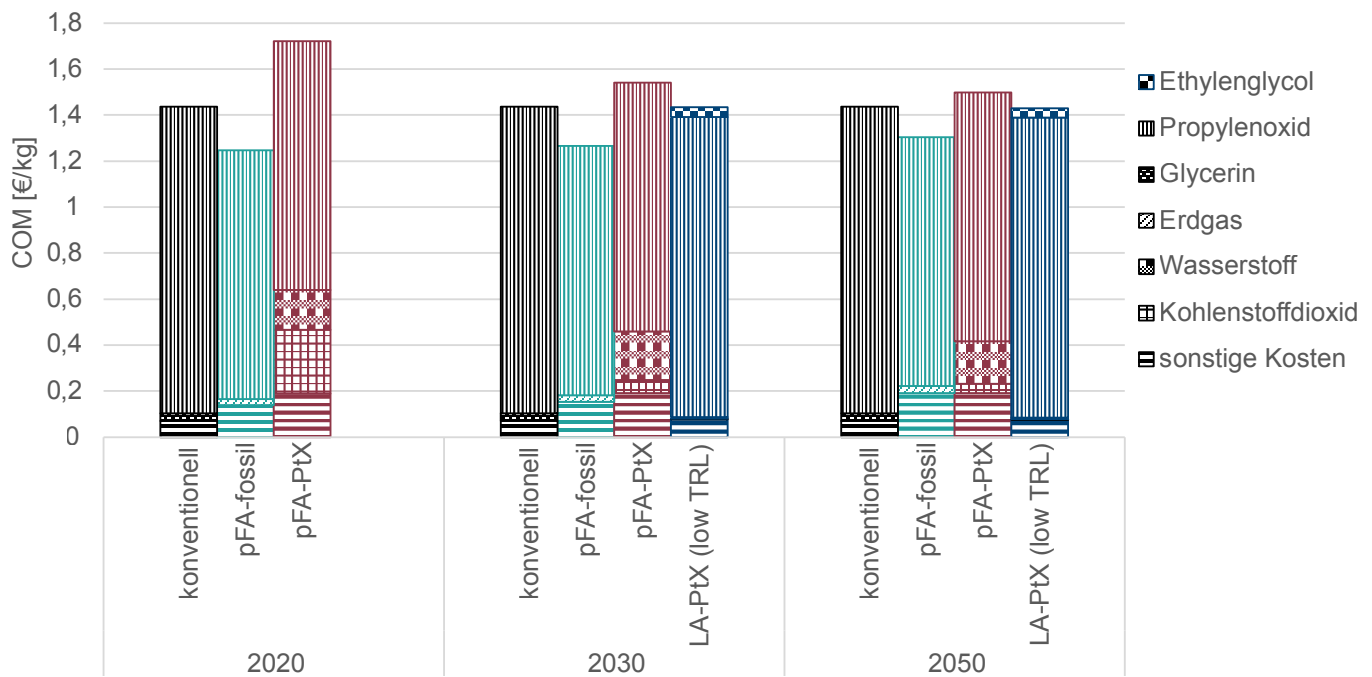


Abbildung 6.15: COM der PME-Polyole in den Referenzjahren 2020, 2030 und 2050
(sonstige Kosten: Allgemeine Ausgaben, Fixkosten, andere direkte Kosten und Betriebskosten).

In **Abbildung 6.15** werden die Betriebskosten der vier unterschiedlichen Wertschöpfungsketten verglichen. Bei der Herstellung von PME-Polyolen handelt es sich um einen rohstoffgetriebenen Prozess. Der Großteil der Kosten setzt sich aus den Rohstoffkosten für Propylenoxid zusammen. Der Anteil an allgemeinen Ausgaben, Fixkosten, andere direkte Kosten und der Betriebskosten ist verhältnismäßig gering, weshalb sie unter sonstige Kosten zusammengefasst werden.

Im Jahr 2020 ist die Herstellung von PME-Polyolen über die Wertschöpfungskette pFA-fossil am kostengünstigsten. Der Grund dafür ist, dass das Propylenoxid zum Teil durch das günstigere Paraformaldehyd auf Erdgasbasis ersetzt wird. Bei der Wertschöpfungskette pFA-PtX wird dieselbe Menge Propylenoxid ersetzt, jedoch sind die Kosten für das Paraformaldehyd höher. Verantwortlich für die Paraformaldehydkosten auf PtX-Basis sind die hohen Wasserstoffpreise und die hohen CO₂-Bereitstellungskosten. Des Weiteren handelt es sich bei der Produktion von Paraformaldehyd auf PtX-Basis nicht um eine Massenproduktion, was zu einer weiteren Kostensteigerung führt.

Die Kostenentwicklung der einzelnen Wertschöpfungsketten über die Jahre ergibt sich aus den Annahmen für die Preisentwicklung von Strom, Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid und Erdgas. Die konventionelle Wertschöpfungskette verändert sich mit den Jahren nur minimal aufgrund der Strompreisschwankungen. Die Ursache liegt darin, dass es sich um einen rohstoffgetriebenen Prozess handelt. Für die Preisentwicklung von Propylenglykol und Propylen-

oxid liegen keine Prognosen vor, weshalb in diesem Szenario von einem konstanten Preis ausgegangen wird.

Die Kosten für die PME-Polyole, die über die Wertschöpfungskette pFA-fossil hergestellt werden, steigen mit den Jahren flach an. Der Grund dafür ist, dass der Erdgaspreis mit den Jahren ansteigt.

Bei der Wertschöpfungskette pFA-PtX ist der Einfluss der Zeit auf die Kosten am größten. Die Hauptquelle für den Kostenabfall mit den Jahren ist, dass die CO₂-Bereitstellungskosten als stark fallend prognostiziert werden. Die Direct Air Capture Anlagen stehen zum aktuellen Zeitpunkt noch am Anfang einer Entwicklungsphase, weshalb von einer großen Verbesserung der Technologie ausgegangen wird.

Die Wertschöpfungskette der LA-PtX stellt eine alternative Herstellungsmethode für PME-Polyole dar. Wie zu Beginn bereits erwähnt, wurden lineare Acetale bisher nicht als Starter für die Polymerisation getestet. Aus diesem Grund werden sie im Jahr 2020 nicht berücksichtigt. Die Darstellung der Wertschöpfungskette LA-PtX in den Jahren 2030 und 2050 ist eine grobe Abschätzung der Kosten für den Fall, dass diese Technologie in zehn Jahren einsatzbereit ist.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die PME-Polyole bereits heute wirtschaftlich rentabel sind. Die pFA-fossil Wertschöpfungskette stellt eine gute Zwischenlösung dar, solange sich die pFA-PtX-Wertschöpfungskette in der Entwicklungsphase befindet.

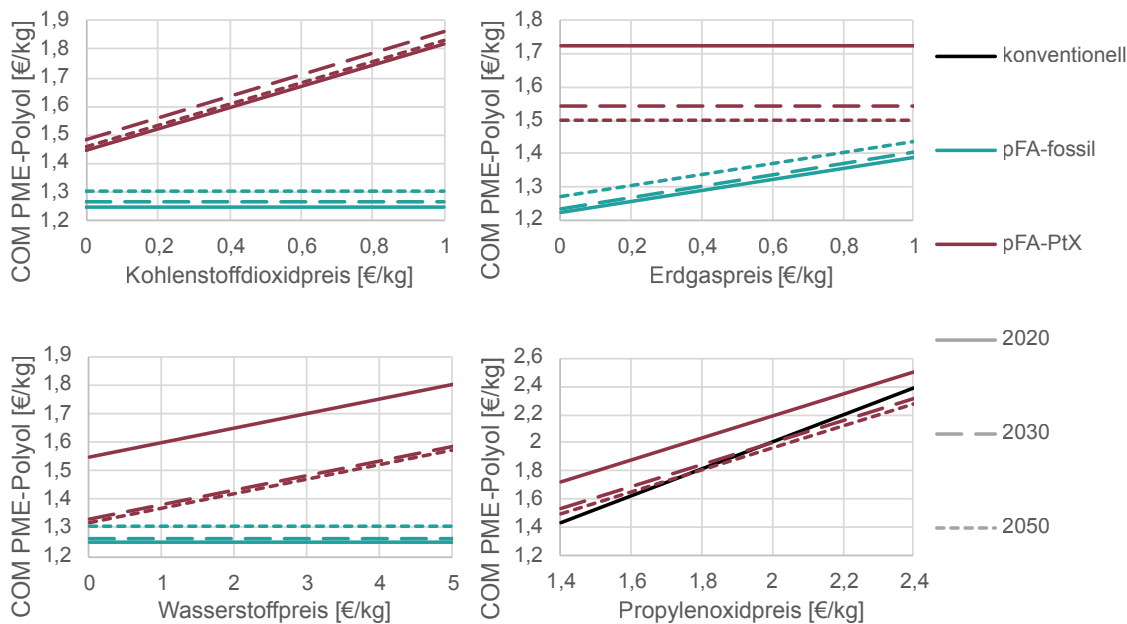


Abbildung 6.16: Sensitivitätsanalyse über die Rohstoffpreise.

SENSITIVITÄTSANALYSE

Der Hauptkostenfaktor bei der Herstellung von PME-Polyolen sind die Rohstoffkosten. Aus diesem Grund wird der Einfluss der Rohstoffe Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid, Erdgas und Propylenoxid näher untersucht. Bei der Sensitivitätsanalyse wird die prognostizierte Entwicklung der Preise berücksichtigt. Für Erdgas und Propylenoxid wurde eine Preissteigerung prognostiziert, da fossile Rohstoffe aufgrund von Knappheit und CO₂-Steuer voraussichtlich teurer werden. Die CO₂-Bereitstellungskosten werden in der Zukunft tendenziell sinken. Diese Prognose resultiert aus der Annahme, dass sich diese Technologie mit der Zeit verbessert und Skaleneffekte auftreten.

In **Abbildung 6.16** sind für die Sensitivitätsanalyse die Produktkosten über den Preis der jeweiligen Rohstoffe aufgetragen. Durch die unterschiedlichen Farben werden die Wertschöpfungsketten abgebildet. Schwarz stellt die konventionelle Wertschöpfungskette dar, rot die pFA-PtX-Wertschöpfungskette und türkis die pFA-fossil-Wertschöpfungskette. Die Linienkontur gibt die verschiedenen Jahre an. Für das Jahr 2020 ist die Linie durchgezogen, für 2030 gestrichelt und für 2050 ist die Linie gepunktet.

Die Analyse des Wasserstoffpreises zeigt, dass die P2X-Wertschöpfungskette pFA-PtX bei sinkenden Kosten für Wasserstoff ähnlich günstig wie die Wertschöpfungskette pFA-fossil werden kann. Aus der Analyse der CO₂-Bereit-

stellungskosten geht hervor, dass eine Senkung des Kohlenstoffdioxidpreises nicht ausreicht, damit die pFA-PtX-Wertschöpfungskette gegenüber der pFA-fossil Wertschöpfungskette ökonomisch vorteilhaft ist.

Eine Analyse des Erdgaspreises deutet darauf hin, dass durch einen Anstieg des Erdgaspreises die pFA-PtX-Wertschöpfungskette nicht ökonomischer wird als die Wertschöpfungskette pFA-fossil. Damit die Wertschöpfungskette pFA-PtX günstiger wird als die Wertschöpfungskette pFA-fossil, muss sowohl der Erdgaspreis steigen als auch der Kohlenstoffdioxid- und Wasserstoffpreis sinken.

Als weitere Sensitivitätsanalyse wird der Einfluss des Propylenoxidpreises evaluiert. Der Vorteil der PME-Polyole auf pFA-Basis ist, dass der Anteil an Propylenoxid gesenkt wird. Durch die Einsparung von Propylenoxid ist die Wertschöpfungskette pFA-fossil gegenüber der konventionellen Wertschöpfungskette bereits heute günstiger und verursacht weniger Emissionen. Unter der Prognose, dass fossile Rohstoffe teurer werden, wirkt sich dieser Vorteil auch auf die pFA-PtX-Wertschöpfungskette aus. In der rechten unteren Ecke von **Abbildung 6.16** ist in schwarz die konventionelle Wertschöpfungskette abgebildet. Die Kosten für die konventionelle Polyolherstellung sind über die Jahre nahezu konstant. Ein Preis von 1,40 €/kg bildet den Propylenoxidpreis heute ab. Durch einen Anstieg des Propylenoxidpreises könnte die Wertschöpfungskette pFA-PtX in den Jahren 2030 und 2050 kostengünstiger werden als die konventionelle Wertschöpfungskette.

6.4 Analyse der Akzeptanz zur Herstellung chemischer Grundstoffe

*Autor*innen: Jan Hildebrand, Timo Kortsch, Irina Rau*

Die Akzeptanzanalyse umfasst sowohl die Perspektiven von Branchenakteur*innen innerhalb der chemischen Industrie als auch die Sicht potentieller Konsument*innen. In der ersten Projekthälfte lag der Fokus auf der Konzeptualisierung der Faktoren für eine potentielle Konsument*innen-Akzeptanz, im weiteren Projektverlauf werden verstärkt Fragen der sozialpolitischen Akzeptanz aus der Sicht der Unternehmer*innen wie Beschäftigung, Standortsicherung, Sicherheit und faire Löhne sowie Transformationsimpulse für die den Standort umgebende Region adressiert. Ebenso wird auf Ebene der Nutzung zwischen Industrie (Nutzung des chemischen Grundstoffs) und den privaten Konsument*innen (Nutzung Produkt) unterschieden.

Zur Einordnung der Akzeptanzfragen auf Ebene der Konsument*innen lassen sich innerhalb des P2X-Projektes zunächst zwei Gruppen von Produkten entlang der Herstellungsprozesse (Synthesegaspfad vs. Wasserstoffpfad) unterscheiden:

- Kosmetikprodukte auf Basis von Synthesegasen (Synthesegas-Pfad)
- Kleidung & Materialien (z.B. für Sneakers, Kaltschaum-Matratzen) auf Basis von neuartigen Polymeren (Wasserstoff-Pfad)

Aus psychologischer Sicht stellen sich je nach betrachteter Zielgruppe unterschiedliche Fragen:

- Verbraucher*innen/Konsument*innen: Rolle von Transparenz, Kennzeichnungen und Label für eine informierte Konsumententscheidung, Preisunterschiede zu herkömmlichen Produkten
- Akteur*innen aus den Bereichen Verbraucher*innen-, Umwelt- und Naturschutz, Nachhaltigkeit: Rolle von Transparenz, Kennzeichnungen und Label, Nachhaltigkeit solcher Produkte, Gestaltung der Verbraucher*inneninformationen und Vergleichbarkeit
- sowie der Herstellerseite (Produzent*innen, Lieferant*innen, Interessenverbände) und Handel: Akzeptanz, Einflussfaktoren auf Konsum, Image und Wahrnehmbarkeit der Aktivitäten

Übergeordnet wird im Projekt untersucht, wie die Produkte wahrgenommen und bewertet werden, die durch PtX-Prozesse hergestellte chemische Grundstoffe (kurz „PtX-Produkte“) enthalten. Dabei wird analysiert, welche Eigenschaften mit diesen PtX-Produkten verbunden werden (z.B. Coolness, nachhaltig, innovativ, gesund), auch im Vergleich zu anderen konventionellen und ökologischen/nachhaltigen Produkten. Fragestellungen in diesem Kontext sind:

- Unter welchen Bedingungen werden die Produkte in die Markenkommunikation integriert?
- Wie werden die Notwendigkeit und Ausgestaltung einer speziellen Kennzeichnung dieser Produkte eingeschätzt?
- Welche Rolle spielt die Herkunft der Produkte und die Einbettung im Gesamtsystem?

Generell relevante Faktoren für die Akzeptanzbewertung sind entsprechend des aktuellen Forschungsstandes u.a. soziodemografische Variablen wie Geschlecht, zudem wahrgenommene Gesundheits-, Sicherheits- & Umweltrisiken (z.B. [85]–[87]), welche auch innerhalb des laufenden Projektes untersucht werden.

Faktoren auf der Ebene der soziopolitischen Akzeptanz:

- Kunststoffe: relevante Faktoren für die Akzeptanz sind Gesellschaftsklassenzugehörigkeit, faire Löhne, Sicherheit & Gesundheit, Gesellschaftlicher Konsens (soziale Lizenz), Entsorgungsbedingungen, CO₂-Anteil (z.B. [86]–[88]).

Faktoren auf der Ebene der Marktakzeptanz/Kaufentscheidungen:

- Plastikprodukte: relevante Faktoren für die Akzeptanz sind Wissen, negative Assoziationen mit CO₂, Risikowahrnehmung & Gesundheitsbedenken, Umwelt- & Nachhaltigkeitsbewusstsein und soziodemografische Faktoren (z.B. [13], [87]).
- Matratzen (v.a. aus Forschung zu CCU-Matratzen): Rentabilität (wirtschaftliche Vorteile), Art der CCU-Produktion, Art der CO₂-Quelle, Ökologische Vorteile & Nachhaltigkeit (z.B. [13], [89], [90]).

6.4.1 Empirische Ergebnisse

Innerhalb der Panelbefragung wurde untersucht, welche Faktoren die Akzeptanz für PtX-Technologien im Chemiesektor begünstigen (siehe **Abbildung 6.17**). Die Abbildung zeigt, welche Faktoren sich als statistisch bedeutsam erwiesen:

- **Umweltbewusstsein:** In beträchtlichem Maße ist die Überzeugung der Befragten relevant, ob genug getan wird, um die knappen natürlichen Ressourcen zu schützen und inwieweit jede*r Einzelne Verantwortung für den Umweltschutz trägt.
- **Soziale Norm:** In Nachhaltigkeitsfragen spielen für die Befragten die Meinungen und Erwartungen wichtiger anderer Menschen (z. B. Partner*in) eine Rolle. Hier gilt, dass stärkere Nachhaltigkeitserwartungen Anderer im geringen Maße die Akzeptanz von PtX-Technologien im Chemiesektor reduzieren.
- **Verteilungsgerechtigkeit:** Es spielt für die Befragten eine sehr große Rolle, inwiefern die Kosten (z. B. der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien, zunehmende Importabhängigkeit und Ressourcenkonkurrenz) und Nutzen (z. B. Reduzierung von CO₂, Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern wie Kohle und Erdöl und neue Arbeitsplätze vor Ort) verteilt sind. Ein ausgeglichenes oder positives Kosten-Nutzen-Verhältnis ist förderlich für die Akzeptanz.

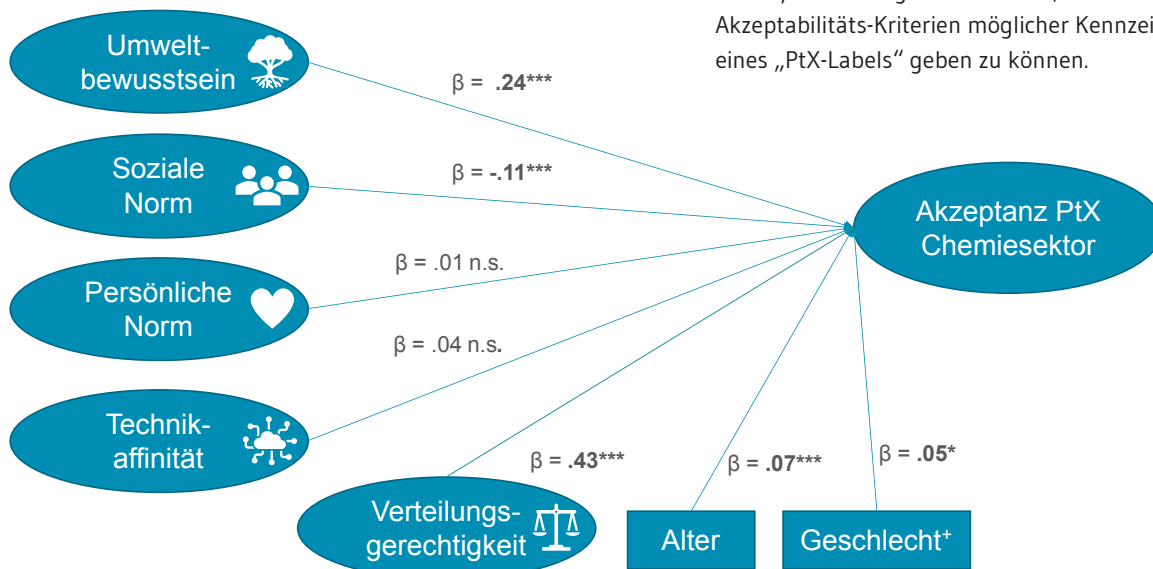


Abbildung 6.17: Modell zur Vorhersage der Akzeptanz von PtX-Technologien im Chemiesektor. Fett gedruckte Effekte (β) sind statistisch bedeutsam. Multiple linear Regression, Datenbasis: $N = 1.754$, $R^2 = 23\%$, Signifikanzniveaus: $*p < .05$, $**p < .01$, $***p < .001$, n.s. nicht signifikant, + ein positives Beta Gewicht weist darauf hin, dass Männer eine höhere Allgemeine Akzeptanz aufweisen.

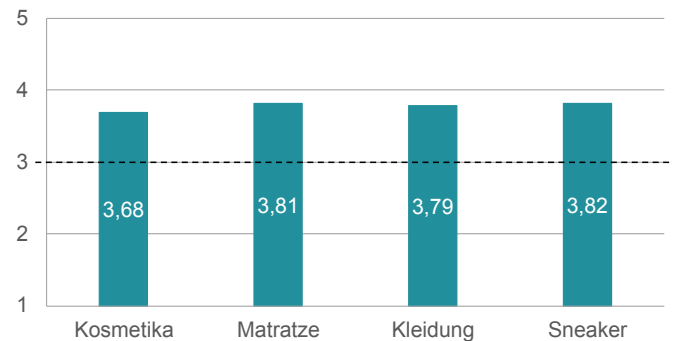


Abbildung 6.18: Zustimmung zu verschiedenen Produkten, bei deren Herstellung PtX-Prozesse angewendet werden.

- **Alter:** Die Akzeptanz steigt mit zunehmendem Alter leicht an.

- **Geschlecht:** Männer weisen tendenziell eine leicht höhere Akzeptanz von PtX-Technologien im Chemiesektor auf.

Bezüglich der Kaufbereitschaft für Produkte (siehe **Abbildung 6.18**), bei deren Herstellung PtX-Prozesse angewendet wurden, zeigte sich insgesamt eine positive Kaufbereitschaft für alle abgefragten Produkte. Sowohl für Produkte des Synthesegaspfades (hier Kosmetikprodukte) als auch für Produkte des Wasserstoffpfades (Matratzen, Kleidung, Sneakers) lagen die Zustimmungsmittelwerte deutlich über der Skalenmitte 3 und damit im positiven Bereich der fünf-stufigen Skala.

Der individuelle Informationsstand, Transparenz über Produktionsbedingungen und die Vergleichbarkeit von Alternativen spielen bei der Produktwahl eine wichtige Rolle. Die Ergebnisse und Differenzierung der Bedeutung einzelner Faktoren zwischen den in den Analysen betrachteten Produkten können im weiteren Projektverlauf genutzt werden, um Hinweise für relevante Akzeptabilitäts-Kriterien möglicher Kennzeichnungen im Sinne eines „PtX-Labels“ geben zu können.

6.5 Potenzialanalyse zur Herstellung von synthetischem Naphtha

Autor: Dinh Du Tran

6.5.1 Berechnungsgrundlagen im Tool

Wie in Kapitel 6.1 beschrieben, spiegeln Butanol und PME-Polymere nicht die gesamte chemisch-pharmazeutische Industrie wider, sondern stellen lediglich einen geringen Teil dar. Ein besonderes Merkmal dieser Industrie ist die hohe Wertschöpfungskettentiefe der Erzeugnisse. Zu den wichtigsten Feedstocks der chemischen Industrie zählt Naphtha, aus dem sehr viele Produkte, u. a. aromatische Kohlenwasserstoffe, Lösungsmittel oder Plastik [91] hergestellt werden können. Naphtha wird heutzutage aus den leichten Fraktionen des fossilen Rohöls gewonnen. Dieses fossile Naphtha wird allerdings langfristig und insbesondere in einem weitgehend klimaneutralen Deutschland keine wesentliche Rolle in der chemischen Industrie spielen.

Da sich Naphtha jedoch auch synthetisch über die Fischer-Tropsch Route herstellen lässt [78], kann die Potenzialanalyse aufbauend auf den Ergebnissen zu den FT-Kraftstoffen in Kapitel 5.4 (Seite 61) erweitert werden. Für Naphtha werden die Fraktionsanteile von C5–C9 zusammengeführt [76], wobei die optimale Anderson-Schulz-Flory-Verteilung bei einer Kettenwachstumswahrscheinlichkeit von $\alpha = 0,75$ gegeben ist.

6.5.2 Ergebnisse der Potenzialanalyse zu Naphtha

Die Ergebnisse der Potenzialanalyse zu Naphtha wurden mit den im Technischen Anhang (Tabelle 3.14) aufgelisteten Parametern durchgeführt. Zusätzlich wurde das Naphtha-Potenzial mit industriellen Punktquellen als Kohlenstoffquelle bestimmt, um im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse die Unterschiede auszuarbeiten. Die jahresabhängigen Resultate von der Angebots- bzw. Nachfrageseite sind in **Abbildung 6.19** links bzw. rechts dargestellt.

Wie auch schon bei den FT-Kraftstoffen übersteigt bis einschließlich 2030 der nationale Endenergiebedarf die Verfügbarkeit an erneuerbarem Strom, sodass kein synthetisches Naphtha produziert wird (s. **Abbildung 3.8**). Wird ab 2040 nach Abdeckung des Endenergiebedarfs der verbleibende Strom komplett für die Produktion von FT-Naphtha verwendet, steht ein Angebotspotenzial von 5,6 Mio. t (CO₂ aus DAC) zur Verfügung, welches etwa 31 % der Naphtha-Nachfrage decken würde. Unter Berücksichtigung von industriellen Kohlenstoffdioxidquellen steigt das Produktionspotenzial leicht auf 5,7 Mio. t an. Dies liegt daran, dass für die Abscheidung von industriellen Punktquellen nur ein Anteil von 4,9 % des verfügbaren Stroms benötigt wird (DAC: 6,11 %). Im Jahr 2050 steigt das Produktionspotenzial noch weiter an auf 7,7 Mio. t mit DAC als Kohlenstoffquelle (7,8 Mio. t mit industriellen Punktquellen). Damit könnten ca. 50 % des deutschen Naphtha-Bedarfs auch über erneuerbare Energien aus Deutschland bereitgestellt werden. Für die beschriebenen Angebotspotenziale (DAC) sind für die Jahre 2040 und

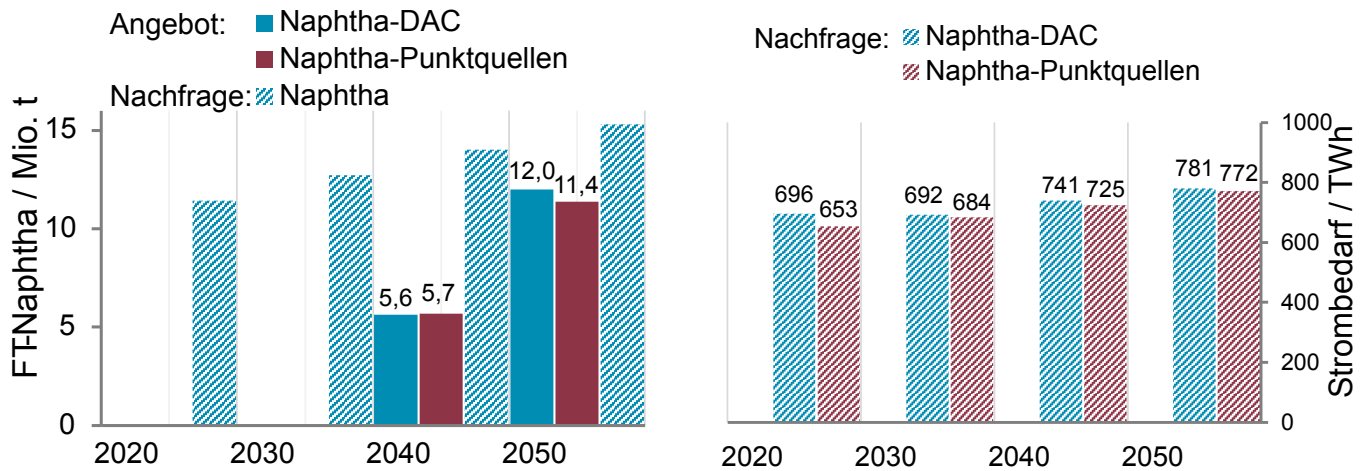


Abbildung 6.19, Links: Das Angebotspotenzial (gefüllte Balken) sowie die Nachfrage von FT-Naphtha (schraffierte Balken) in Mio. t. Für die Berechnungen wurden nur erneuerbare Energien (beim Angebotspotenzial nach Abzug des originären Strombedarfs) verwendet, wobei als Kohlenstoffquelle entweder DAC (blau) oder industrielle Punktquellen (rot) verwendet werden. Rechts: Strombedarf (in TWh) zur Erzeugung des nachgefragten Naphtha in Abhängigkeit davon, ob das CO₂ über DAC (blau) oder industrielle Punktquellen (rot) bereitgestellt wird.

2050 insgesamt Wassermengen von 105,9 (0,1%) bzw. 225,9 Mio. t (0,2% der erneuerbaren Wasserressourcen) notwendig.

Um die Naphtha-Nachfrage in Deutschland decken zu können, wären dementsprechend hohe Strommengen erforderlich (die getroffenen Annahmen zur Nachfrage und deren zeitlicher Entwicklung sind im Technischen Anhang, Kapitel 6.3, erläutert). Wie in **Abbildung 6.19**, links zu sehen ist, steigt der Naphtha-Bedarf bis 2050 linear an. Die jeweils erforderlichen Strommengen (**Abbildung 6.19**, rechts) hingegen steigen nicht proportional an. Dies ist v. a. auf die zeitliche Entwicklung der hinterlegten technischen Parameter der Erzeugungsanlagen in der Potenzialanalyse zurückzuführen. Die konkreten erforderlichen Strommengen hängen

auch davon ab, ob das Kohlenstoffdioxid über DAC oder industrielle Punktquellen bereitgestellt wird. Im Jahr 2020 ist dieser Unterschied mit einer Differenz von 43 TWh am größten, was in etwa der gesamten deutschen Brutto-Jahresstromerzeugung über Steinkohle in jenem Jahr entspricht [77].

Auch wenn sich die Ergebnisse lediglich auf die Naphtha-Potenziale in Deutschland beschränken, wird ersichtlich, dass der heimische Bedarf nur gedeckt werden kann, wenn immense Mengen an Strom oder strombasierten Feedstocks importiert werden. Daher sind Suffizienzmaßnahmen wie z. B. ein stark verbessertes Plastik-Recycling für das Ziel einer klimaneutralen Chemieindustrie in Deutschland unerlässlich, da der erneuerbare Strom und die daraus erzeugten Moleküle auch in anderen Bereichen benötigt werden.

7. Energieträger für die Industrie

Der Industriesektor ist mit einem Endenergiebedarf von etwa 700 TWh für 28 % des gesamten Endenergiebedarfs in Deutschland verantwortlich. Neben dem direkten Energiebedarf sind dem Industriesektor außerdem auch die nicht-energetisch genutzten Energieträger zuzuordnen, welche z. B. in der chemischen Industrie als Rohstoff eingesetzt werden (vgl. Kapitel 6). Der Energiebedarf wird dominiert von den Grundstoffindustrien wie der Metallherzeugung, der chemischen und Papierindustrie sowie Steine und Erde. Insgesamt verursacht der Sektor Emissionen in Höhe von rund 170 Mt CO₂-Äq. pro Jahr, welche einerseits energie- und andererseits prozessbedingt entstehen und ebenfalls weitgehend auf die Grundstoffindustrien entfallen [1].

Eine der größten Herausforderungen des Industriesektors ist die Bereitstellung der Prozesswärme in ausreichender Höhe, Menge und Kontinuität. Typische Temperaturniveaus in der Glasherstellung belaufen sich bis auf 1.600 °C, in der chemischen Industrie sind Temperaturen bis zu 1.200 °C möglich. Zudem wird häufig auch der Energieträger selbst dazu genutzt die notwendigen Reaktionsbedingungen einzustellen.

In den folgenden Unterkapiteln wird die Entwicklung des Industriesektors basierend auf dem in Kapitel 3.1 vorgestellten Energiemodell dargelegt. Diese Einordnung spannt den Rahmen für detailliertere Analysen hinsichtlich ökologischer und ökonomischer Aspekte der im Kopernikus-Projekt P2X II erforschten Technologien zur Bereitstellung von Wasserstoff als Energieträger für die Industrie.

Die Detailanalysen hinsichtlich ökologischer und ökonomischer Aspekte werden dabei für die Herstellung des Wasserstoffs über die PEM-Elektrolyse sowie den Einsatz des Wasserstoffs in der Spezialglasherstellung durchgeführt und in den Unterkapiteln dieses Abschnitts dargelegt.

Ergänzend werden die Ergebnisse der Analyse zur sozialen Akzeptanz und des Potenzials für den Einsatz von Wasserstoff im Industriesektor dargelegt.

7.1 Entwicklung und Einordnung des Industriesektors

Autoren: Franz Bauer, Michael Sterner

Im Energiemodell [92] werden die energie- und emissionsintensivsten Branchen und die darin enthaltenen Prozesse und Energieträger in Form von einzelnen Prozesspfaden abgebildet. Dies ist beispielsweise die Herstellung von Zement, Kalk, Glas, Papier, Stahl, Nichteisenmetalle oder chemischen Grundstoffen. Damit können unter anderem branchenspezifisch die Treibhausgase, der Energiebedarf oder die Nutzung von PtX analysiert werden. Die Modellierung dieser energieintensiven Prozesse erfolgt anhand exogen vorgegebener Produktionsmengen, die im Wesentlichen vom angenommenen Wachstum abhängig sind. Die übrigen Prozesse inklusive der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser sowie die nicht-energieintensive Industrie werden zusammengefasst modelliert. Als Aktivitätsgröße dafür dient der Nutzenergiebedarf, der ebenfalls exogen vorgegeben wird.

In der Industrie werden sowohl Energieträger als auch stofflich genutzte Rohstoffe eingesetzt. Die stoffliche Nutzung findet überwiegend in der chemischen Grundstoffindustrie statt (s. Kapitel 6.1). Weiterhin werden in der Stahlindustrie aktuell hohe Mengen Koks in der Hochofenroute sowohl stofflich als auch energetisch benötigt und dadurch unvermeidbar prozessbedingte THG emittiert. Hier weisen alternative Verfahren deutlich geringere Emissionen auf. Ein Beispiel hierfür ist die direkte Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff in der Direktreduktion zur Herstellung von Eisenschwamm und dessen nachfolgender Einsatz im Elektrolichtbogenofen. Dadurch besitzt die Stahlherstellung neben der chemischen Industrie ein hohes Wasserstoffnachfragepotenzial bei gleichzeitig hohem THG-Einsparpotenzial, v. a. bei der Hochofenroute mit Koks. Weitere Verfahren mit prozessbedingt hohen Emissionen sind die Zement- und Kalkherstellung sowie die Produktion von Glas und Aluminium [93]. Diese Emissionen können auch in Zukunft zum Teil nicht vermieden, sondern lediglich gemindert werden und sind daher auch im Jahr 2050 noch vorhanden. Neben der Nutzung von Wasserstoff in der Chemie- und Stahlindustrie ist ein weiteres Einsatzgebiet von PtX die Erzeugung von synthetischen Brennstoffen und deren Einsatz in Hochtemperaturanwendungen, wie zum Beispiel in der Zementindustrie. Hier ist nach heutigem Stand der Technik keine direkte Elektrifizierung möglich. Damit stellen PtX-Brennstoffe

die einzige Möglichkeit dar, die Prozesse aus energetischer Sicht treibhausgasneutral zu gestalten. Im Energiemodell ist hierfür die chemische Methanisierung mit Wasserstoff aus der PEM-Elektrolyse kombiniert mit CO₂ aus Biomasse, Industrieprozessen und der Luft implementiert. Zudem wird davon ausgegangen, dass sich prinzipiell alle Prozesse auf synthetisches Methan umstellen lassen, da heute ohnehin ein Großteil der Energie im Industriesektor aus Erdgas stammt [94].

In der Darstellung des Energiebedarfs der Industrie (s. **Abbildung 7.1** u. Technischer Anhang, Kapitel 7.1) ist zusätzlich zum Endenergiebedarfs der Branche auch die Nutzung von stofflichen Kohlenstoffträger in der Chemiebranche und die Erzeugung von Hochofenkoks in deutschen Kokereien berücksichtigt. Darin ist der Strom zur Erzeugung der PtX-Produkte nicht erhalten, sondern nur die benötigten Mengen an synthetischen Gasen und Flüssigkeiten.

Es zeigt sich insgesamt ein sinkender Energiebedarf, welcher sich hauptsächlich auf folgende Faktoren zurückführen lässt:

- Die Produktionsverfahren werden durch Wirkungsgradverbesserungen energie- und rohstoffeffizienter.

- Es erfolgt eine Umstellung von energieintensiven Prozessen auf Prozesse mit geringerem Energie- und Rohstoffbedarf. Beispiele hierfür sind das Elektrostahlverfahren zur Herstellung von Sekundärstahl und das Direktreduktionsverfahren anstelle der Hochofenroute bei der Primärstahlherstellung, das Membranverfahren (inkl. Sauerstoffverzehrkathode) bei der Chlor-Alkali Elektrolyse statt des Diaphragma-Verfahrens ohne die Folgeprodukte zu betrachten, oder die Substitution von Zement durch alternative Bindemittel mit geringeren Emissionen und Energiebedarf.
- Prozesse, in denen Sekundär- anstelle von Primärprodukten (Altglas, Altpapier, Metall- und Nichtmetallschrott) eingesetzt werden, benötigen im Allgemeinen weniger Energie.

Im Szenario 1,5 Grad ist die Senkung des Energiebedarfs am deutlichsten ausgeprägt. Dies resultiert aus dem früheren Einsatz von strombasierten und alternativen Verfahren. Hier wird im Jahr 2030 kaum noch Kohle im Industriesektor eingesetzt und der Einsatz von PtX ist schon relativ weit fortgeschritten. Erdgas ist wegen der geringeren spezifischen Emissionen im Vergleich zu anderen fossilen Brennstoffen noch lange in hohen Mengen im Industriesektor vorhanden.

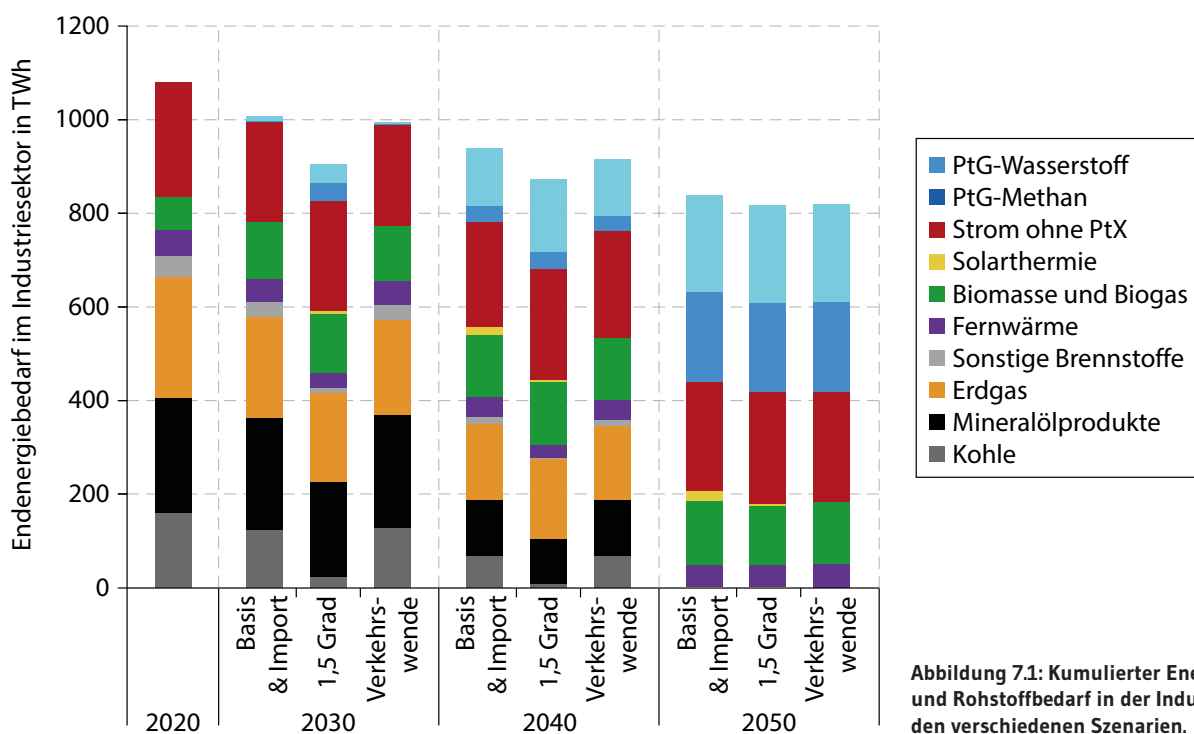


Abbildung 7.1: Kumulierter Energie- und Rohstoffbedarf in der Industrie in den verschiedenen Szenarien.

Im Jahr 2050 basiert die komplette Energie- und Rohstoffversorgung allerdings auf erneuerbaren Energien. Etwa die Hälfte des gesamten Endenergiebedarfs wird unabhängig vom Szenario über PtX gedeckt, 30 % über Strom und 16 % aus biogenen Reststoffen. Der Rest stammt aus Fernwärme und zu geringen Teilen aus Solarthermie. Diese beiden Energieträger werden ausschließlich zur Erzeugung von Raumwärme, Warmwasser und anderer Niedertemperaturwärme genutzt.

Die benötigten PtX-Mengen belaufen sich im Basisszenario auf 12 TWh (2030), 158 TWh (2040) und 398 TWh (2050). Im Szenario Verkehrswende liegen sie hingegen bei 6 TWh (2030), 155 TWh (2040) und 398 TWh (2050). Im Szenario 1,5 Grad werden im Jahr 2030 bereits 79 TWh und im Jahr 2040 191 TWh Wasserstoff und erneuerbares Methan verbraucht. Im Jahr 2050 liegen die PtX-Mengen wie auch in den anderen Szenarien bei 398 TWh.

Der Großteil der PtX-Mengen wird stofflich in der Chemieindustrie genutzt. Aber auch in der Stahlindustrie werden etwa 43 TWh Wasserstoff für das Direktreduktionsverfahren von Stahl eingesetzt. In diesem Bereich weist zwar die Elektrostahlherstellung aus Stahlschrott einen deutlich geringeren Energiebedarf aus, allerdings eignet sich das Verfahren wegen der im Schrott enthaltenen Legierungselemente nicht für alle

Stahlsorten, oder die Erzeugung von Primärstahl [95]. Zudem ist das maximale Schrottaufkommen begrenzt. Die synthetischen Brennstoffe werden hingegen branchenübergreifend zur Erzeugung von Hochtemperaturwärme genutzt und vor allem in der Branche Verarbeitung von Steinen, der Glasindustrie und der Herstellung von Nichteisenmetallen eingesetzt. Für die Papierherstellung wird unter den getroffenen Annahmen kein PtX benötigt, da hier die Verfahren entweder mit biogenen Energieträgern oder Strom betrieben werden können.

Bis zum Jahr 2050 kann der Industriesektor unter anderem durch den Einsatz von PtX nahezu treibhausgasneutral gestaltet werden. Die fossilen Brennstoffe zur Hochtemperaturerzeugung sowie die stofflichen genutzten Kohlenstoffträger sind hierfür nach und nach durch erneuerbares Methan und Wasserstoff zu ersetzen. Zur Verdeutlichung dieser Transformation sind in **Abbildung 7.2** die spezifischen THG-Emissionen je Tonne Produkt im Basisszenario für einige energieintensive Güter bis 2050 aufgetragen. Die Emissionen des genutzten Stroms sind hier nicht enthalten, da sie im Stromsektor bilanziert werden. Dieses Szenario wurde wie bereits erwähnt, in der LCA und TÖA genutzt. Die Emissionen nehmen mit zunehmender Zeit ab und sind für die Herstellung von Papier, Aluminium, Methanol, Ammoniak und HVC im Jahr 2050

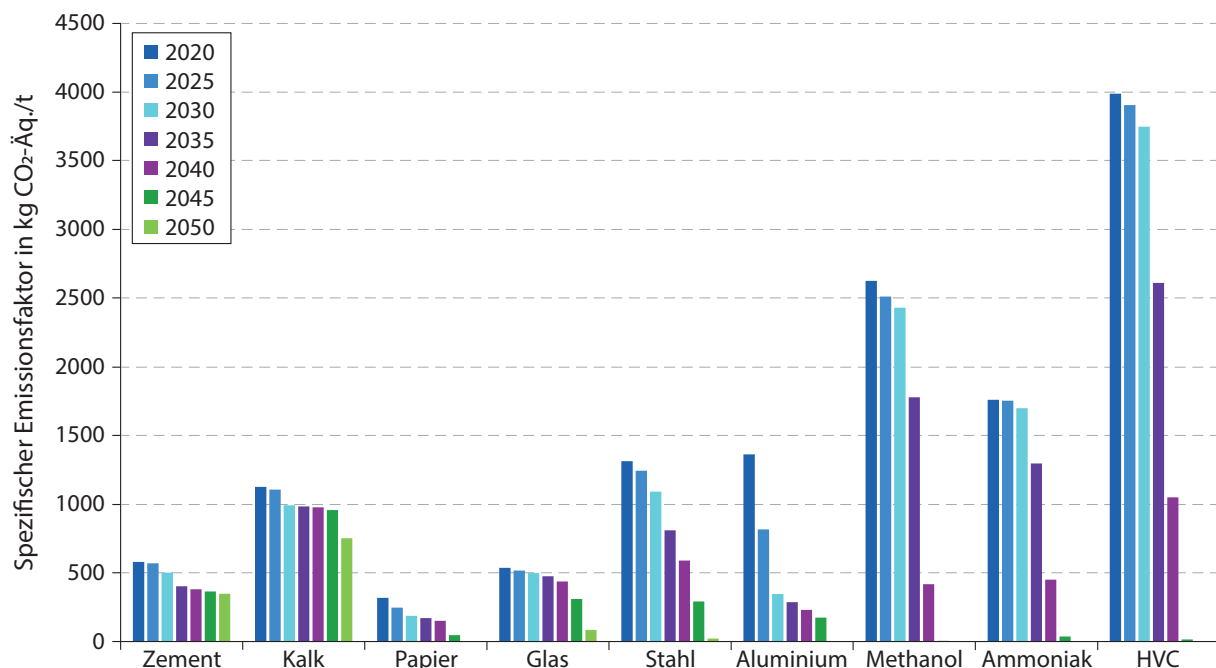


Abbildung 7.2: Spezifische Emissionsfaktoren von energieintensiven Produkten in der Industrie für das Basisszenario (HVC: high-value chemicals, Ethylen, Propylen, BTX).

nicht mehr vorhanden. Dies ist auf die Brennstoffsubstitution für die Dampf- und Wärmeerzeugung zurückzuführen. Für die Herstellung von Aluminium ist zudem der Einsatz von inerten Anoden notwendig, da der Abbrand der kohlenstoffbasierten Anoden zu Emissionen führt. Bei der Produktion von Zement, Kalk, Glas und Stahl kann ein Teil der Treibhausgase auch in Zukunft nicht vermieden werden. Diese entstehen prozessbedingt durch Kalzinierung bei der Zement- und Kalkherstellung, durch Zersetzung von Karbonaten beim Glasschmelzprozess und durch den Elektrodenabbrand sowie die Zugabe von Kohlenstaub im Elektrostahlverfahren.

Der Emissionsfaktor pro Tonne Zement sinkt von 588 kg CO₂/t im Jahr 2020 auf 347 kg CO₂/t im Jahr 2050. Dies erfolgt einerseits durch Nutzung von PtX und Abfallbiomasse als Brennstoff in den Drehöfen und andererseits über den Einsatz von alternativen hydraulischen Bindemitteln mit niedrigem Calciumoxidgehalt als Klinkersubstitut. Der Anteil dieser zementähnlichen Baustoffe im Jahr 2050 beträgt 50 % an der gesamten Zementmenge. Die THG-Emissionen der Kalkproduktion werden durch die Nutzung von regenerativem Methan und biogenen Energieträgern von 1.132 kg CO₂/t auf 751 kg CO₂/t reduziert. Die Emissionsminderung von 546 kg CO₂/t auf 83 kg CO₂/t bei der Herstellung von Glas ist auf eine Umstellung von 30 %

der Schmelzwannen auf elektrische Wannen, eine Erhöhung des Scherbenanteils am Glasgemenge und den Einsatz von PtX zurückzuführen. Die gesamte Stahlproduktion weist im Jahr 2020 spezifische Emissionen von 1.342 kg CO₂-Äq./t auf, die hauptsächlich auf die Hochofenroute entfallen. Durch den Wechsel auf das Direktreduktionsverfahren mit Wasserstoff als Reduktionsmittel zur Erzeugung von Eisenschwamm und dessen nachfolgende Verarbeitung im Elektrostahlhofen (Primärstahl) sowie die Nutzung von Stahlschrott im Lichtbogenofen (Sekundärstahl) können die Emissionen pro Tonne Stahl nahezu vollständig vermieden werden. Sie betragen lediglich 20 kg CO₂-Äq./t im Jahr 2050, womit über diesen Weg das Ziel einer grünen Stahlherstellung erreicht wird. Die deutlichsten spezifischen CO₂-Minderungen sind hingegen bei den chemischen Grundstoffen Ammoniak, Methanol und HVC zu verzeichnen. Wie bereits erwähnt, können diese durch die Nutzung von Wasserstoff aus PtX komplett durch den massiven Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland vermieden werden. Eine Möglichkeit den Wasserstoff zu produzieren ist die PEM-Elektrolyse, welche im nächsten Abschnitt detailliert beschrieben wird. In Abschnitt 7.3 wird zudem die direkte Nutzung von Wasserstoff in der Glasindustrie betrachtet, die bisher noch nicht im Energiemodell integriert ist. Dies erfolgt in der nächsten Projektphase.

7.2 Analysen zu der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette zur Herstellung von Wasserstoff über die PEM-Elektrolyse

7.2.1 Prozessbeschreibung

Autor*innen: Andrea Cadavid Isaza, Moritz Raab

In einer Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM)-Elektrolyse erfolgt ein elektrochemischer Umwandlungsprozess. Wasser wird durch den Einsatz elektrischer Energie in den chemischen Energieträger Wasserstoff (H_2) sowie Sauerstoff (O_2) gespalten. Damit bildet die PEM-Elektrolyse eine Schnittstelle zwischen erneuerbarer Energie aus PV oder Wind und thermochemischen Folgeprozessen, in welchen H_2 angewandt bzw. umgesetzt wird. Die Spaltung des Wassers erfolgt in der Elektrolysezelle, welche in **Abbildung 7.3** dargestellt ist. Das Fließbild des untersuchten Prozesses ist vereinfacht in **Abbildung 7.4** in der Box dargestellt. An der Anode wird vorgereinigtes Wasser in O_2 und positiv geladenen Wasserstoffatome (Protonen bzw. H^+) gemäß folgender Gleichung zerlegt:



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:



Gleichung 7.2

Je nach Betriebsweise können an den Elektroden unterschiedliche Druckniveaus vorherrschen. Im betrachteten Prozess liegen diese bei 30 bar an der Kathode und 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

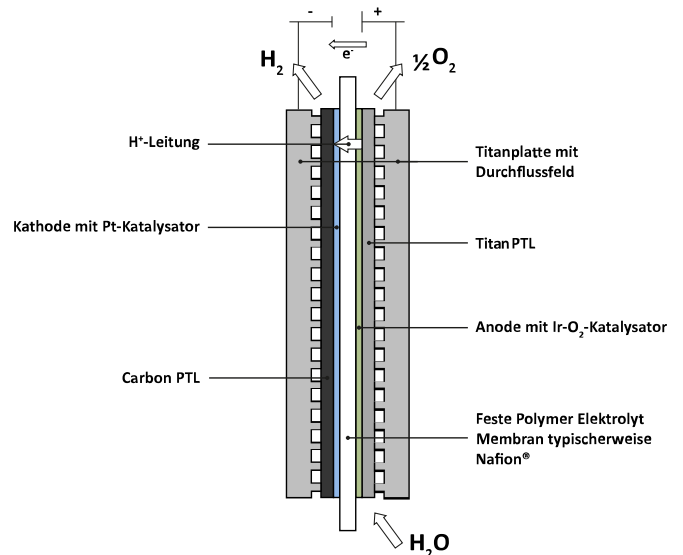


Abbildung 7.3: Spaltung des Wassers in der Zelle einer PEM – Elektrolyse. PTL: poröse Transportschichten.

Transportschichten [engl.: porous transport layers, PTLs], Bipolarplatten, Endplatten und Befestigungsbolzen) den PEM-Stack. In **Abbildung 7.3** ist der Aufbau der PEM-Elektrolyse schematisch dargestellt.

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 $500 \text{ kg}_{Ir}/\text{GW}_{El}$, 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 können [96].

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 aus **Abbildung 7.3**.

Weitere Komponenten der PEM-Elektrolyse sind die Gas-aufbereitung sowie elektrische Komponenten wie Gleichrichter und Spannungswandler. Je nach Anforderung 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 7.2.3 relevant.

Als Referenzprozess für die Bereitstellung von Wasserstoff wird die Methan-Dampfreformierung (engl.: steam methane reforming, SMR) betrachtet. 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 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:



Gleichung 7.3

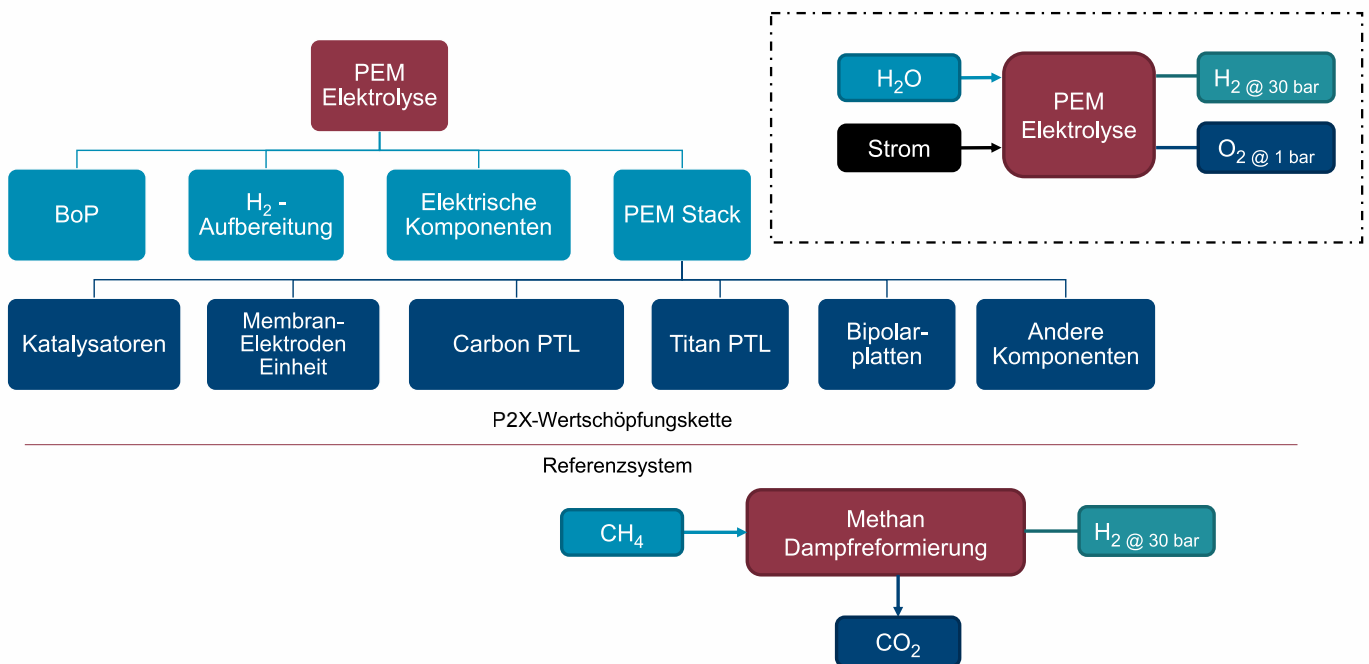


Abbildung 7.4: Fließbild der PEM-Elektrolyse. BoP: Balance-of-Plant, PTL: poröse Transportschichten.

7.2.2 Life Cycle Assessment

Autorinnen: Andrea Cadavid Isaza, Cristina de la Rúa

ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN

Die Herstellung von Wasserstoff mit einem PEM-Elektrolyseur wird in einer cradle-to-gate LCA untersucht, da die Nutzungsphase von den späteren Prozessen in der Wertschöpfungskette abhängt und nicht Teil des Untersuchungsrahmens ist. Außerdem wird das Ende der Lebensdauer des Elektrolyseurs nicht berücksichtigt, eine Analyse zu Recyclingmöglichkeiten ist für die nächste Roadmap geplant. Die LCA 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 Anlagengrößen 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.

Abbildung 7.5 zeigt die Entwicklung der direkten und indirekten Treibhausgasemissionen der Wasserstoffherzeugung mittels

PEM-Elektrolyse in Abhängigkeit der spezifischen Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung. Dem gegenübergestellt sind die Treibhausgasemissionen des Referenzprozesses, der die konventionelle Herstellung von Wasserstoff mittels Methan Dampfreformierung darstellt. Für diesen bereits etablierten Prozess wird keine Reduktion der THG-Emissionen angenommen. In der LCA-Betrachtung spielen der Bau des Stacks und der Anlage keine signifikante Rolle, ihr Anteil an den spezifischen Treibhausgasemissionen des erzeugten Wasserstoffs liegt bei unter 1 % für das Szenario 2020 und bei unter 4 % 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.

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 ökologische Break-Even-Point zwischen Referenzprozess und Wasserstoffherzeugung mittels PEM-Elektrolyse wird erreicht, wenn ein Strommix mit Emissionen von ca. 225 g CO₂-Äq./kWh oder weniger vorliegt. Im „Szenario 2050“ kann eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 80 % für den mittels PEM-Elektrolyseur erzeugten Wasserstoff erreicht werden.

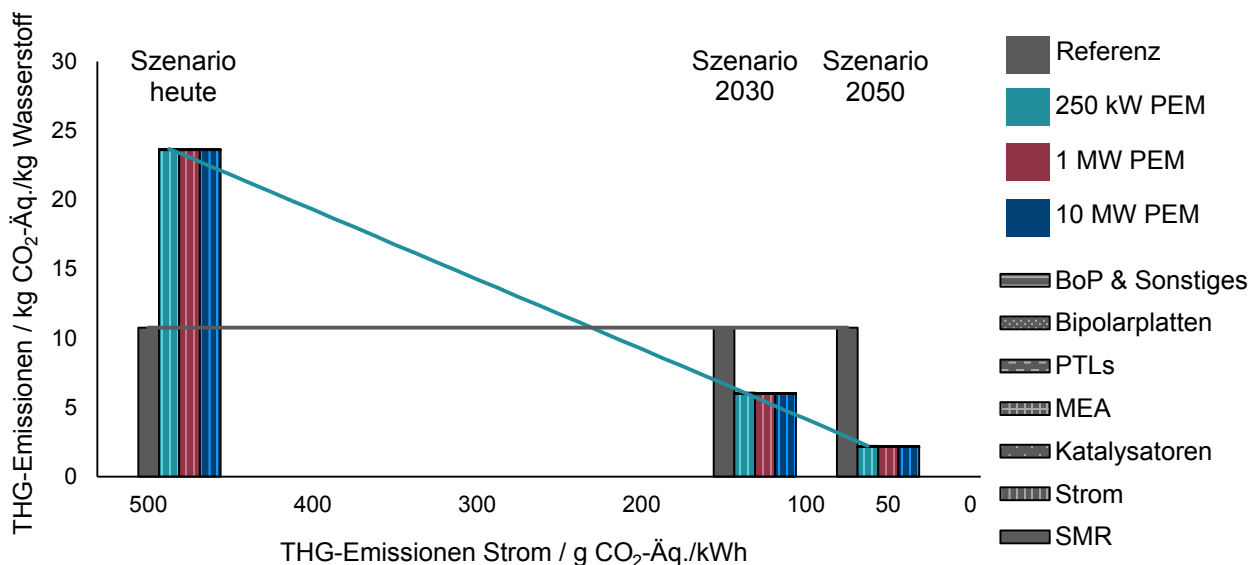


Abbildung 7.5: Treibhausgasemissionen der Wasserstoffproduktion mittels PEM-Elektrolyse in Abhängigkeit der Emissionen durch den Stromsektor. MEA: Membran-Elektroden-Einheit, PTL: porösen Transportschichten, SMR: Methan-Dampfreformierung.

ALLE UMWELTKATEGORIEN

Für 2050 werden alle Umweltkategorien betrachtet und mit der Referenztechnologie verglichen (**Abbildung 7.6**). Dabei kann durch den Elektrolyseur eine Reduktion in der Kategorie Ressourcenverbrauch um 89% im Vergleich zur Referenztechnologie erreicht werden. In den anderen Kategorien führt er zu einer Verschlechterung, was in allen Fällen auf den Strombedarf zurückzuführen ist. Trotz der Effizienzsteigerungen des Elektrolyseurs und damit der Verringerung des benötigten Stroms pro kg Wasserstoff dominieren die indirekten Auswirkungen der Stromerzeugung in allen Umweltkategorien.

In allen sechs Kategorien, in denen es eine Steigerung gegenüber der SMR gibt, ist der Haupttreiber die Stromerzeugung durch Photovoltaik-Paneele. Die Ergebnisse zeigen, dass die Wasser-Elektrolyse im Vergleich zur Referenztechnologie zu Trade-Offs in anderen Umweltkategorien führt. Dies ist jedoch nicht auf den Elektrolyse-Prozess selbst, sondern auf die strombedingten Auswirkungen in der Vorkette zurückzuführen. Die Emissionen der Vorkette werden für die Zukunftsszenarien im Allgemeinen aufgrund des Rückkopplungseffekts im Hintergrundsystem überschätzt (siehe Infobox 4.1). Die Auswirkungen in allen Umweltkategorien durch die Transition des Stromsektors ist in Kapitel 4.2.1 analysiert.

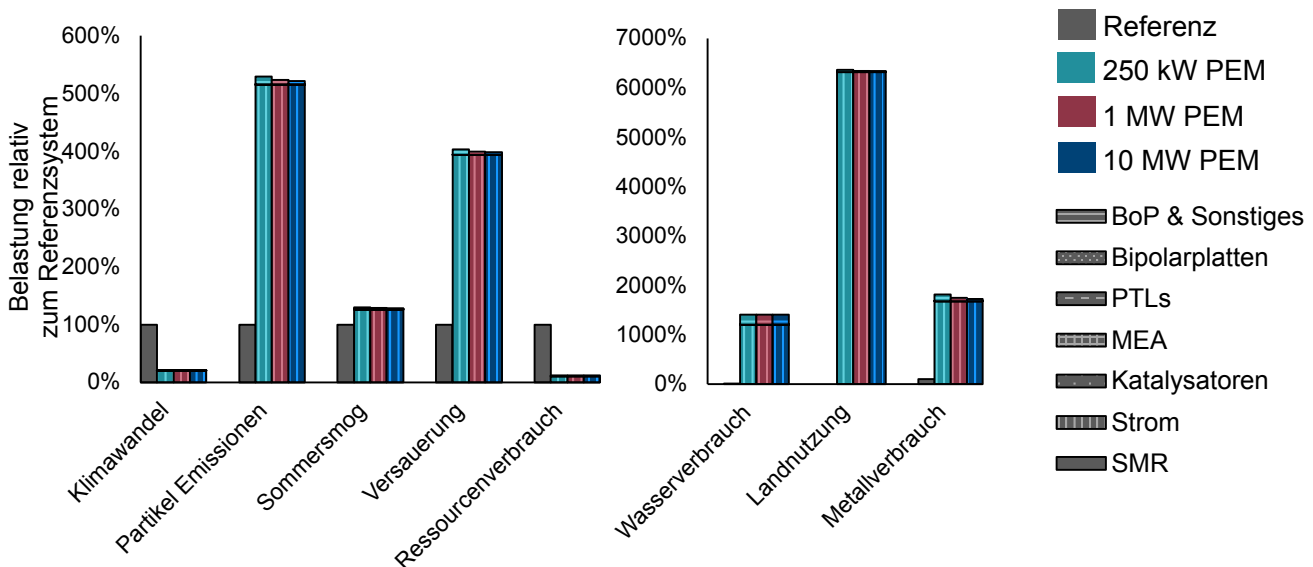


Abbildung 7.6: Vergleich aller Umweltauswirkungen der Wasserstoff Elektrolyse in 2050 relativ zum Referenzsystem.
 MEA: Membran-Elektroden-Einheit, PTL: porösen Transportschichten, SMR: Methan-Dampfreformierung.

FOKUSUNTERSUCHUNG: TREIBHAUSGASEMISSIONEN DES STACK SYSTEMS

In der Fokusuntersuchung werden nun ausschließlich die Emissionen der Komponenten des PEM-Elektrolyseurs betrachtet (**Abbildung 7.7**), um dort die Entwicklungen über die Jahre zu beobachten, welche sonst von den Emissionen der Stromerzeugung überlagert werden. Mit steigender Anlagengröße sinken die spezifischen Emissionen der BoP, da bei größeren Anlagen weniger Materialien pro kW installierter Anlagenleistung benötigt werden z. B. haben die 250 kW und die 1 MW Anlagen ähnliche Mengen an Materialien; die BoP hat in beiden Fällen die größte Auswirkung, was hauptsäch-

lich auf die Nutzung von Polytetrafluorethylen (PTFE) zurückzuführen ist. Ebenso spielt die Leistungselektronik eine große Rolle. Diese zwei Elemente verursachen 23,6 % bzw. 27,9 % der Treibhausgasemissionen in 2050. Da keine Verbesserung im Materialeinsatz der BoP betrachtet wird, verändern sich diese Mengen über die Szenarien kaum und können durch die höhere Produktion von Wasserstoff während des BoP Lebenszeit erklärt werden. Die höhere Produktion von Wasserstoff ist eine Folge von Effizienzsteigerungen der PEM-Elektrolyse in den zukünftigen Jahren. 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 nicht mehr sichtbar sind.

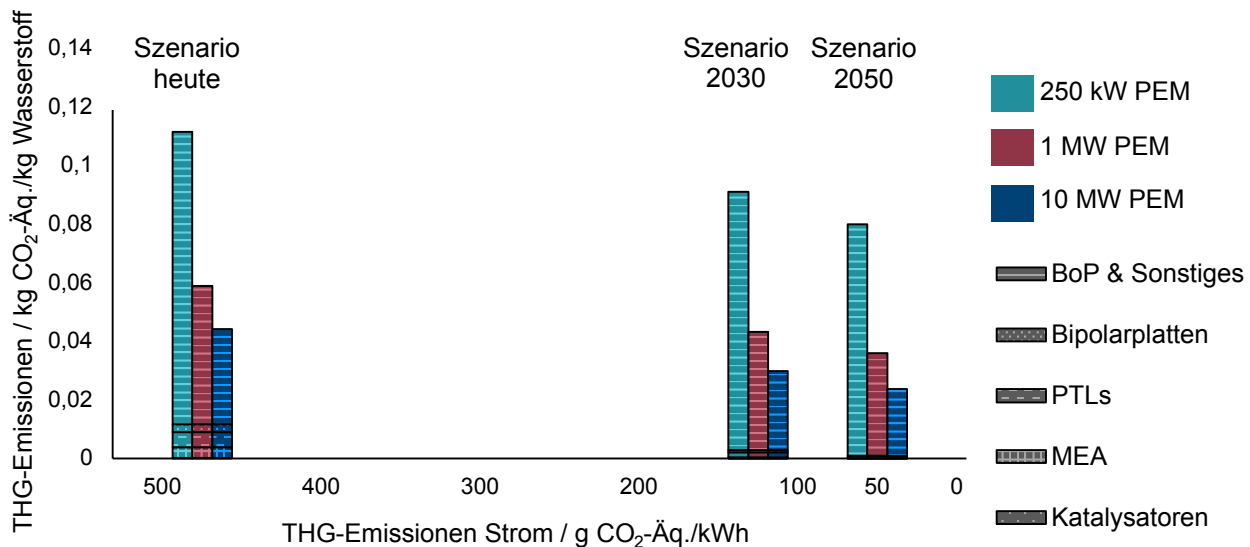


Abbildung 7.7: Treibhausgasemissionen verursacht durch die PEM-Elektrolyse Anlage (ohne Strom).

7.2.3 Techno-ökonomische Analyse

Autor: Moritz Raab

Die techno-ökonomische Analyse (TÖA) der Gesteungskosten 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 unter Kapitel 3.3 und 7.2 gelistet. Die Anlagengröße wird durch den Wasserstoffbedarf der Prozesskette aus Abschnitt 7.2.1 definiert und beträgt $12,6 \text{ t H}_2/\text{d}$. Mit den von den technischen Projektpartnern vorgegebenen Wirkungsgraden ergibt sich folgendes Bild für den spezifischen Energiebedarf pro kg Wasserstoff.

Die roten Balken in **Abbildung 7.8** geben den elektrischen Energiebedarf pro kg Wasserstoff an, durch die perspektivische Steigerung des Wirkungsgrades reduziert sich der heutige Wert um ca. 18 % bis zum Jahr 2050. Die blauen Balken geben zum einen den Energiebedarf für den Referenzprozess sowie den Energieinhalt des Produktes zum Vergleich an. Vereinfachend wird beim Referenzprozess nur die chemische Energie des Methans berücksichtigt und der Wert auf Basis von [97] bestimmt.

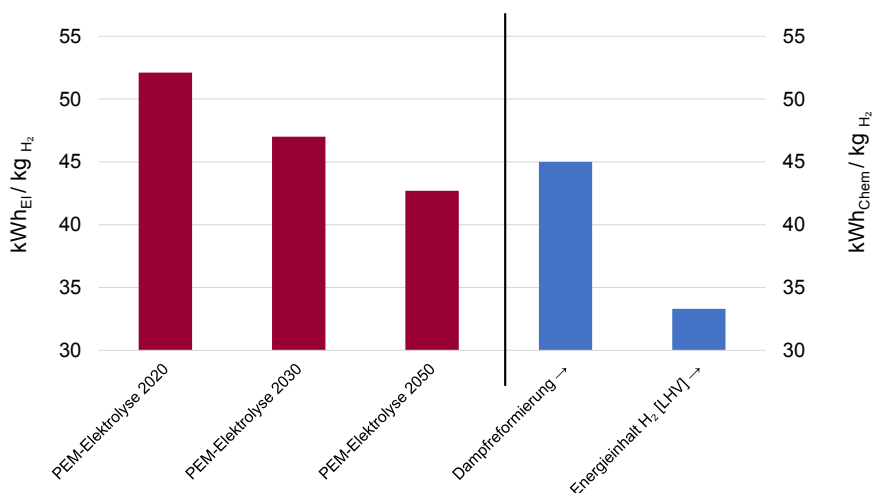


Abbildung 7.8: Energiebedarf für H_2 Produktion über PEM-Elektrolyse.

Für die Kostenschätzung wird die PEM-Elektrolyse in die vier in **Abbildung 7.4** dargestellten Untereinheiten zerlegt. Die Einteilung ist notwendig, da jede dieser Untereinheiten einen unterschiedlichen Scaling-Faktor hat. Der Scaling-Faktor beschreibt den Zusammenhang zwischen den Kosten und der Kapazität des Equipments. In Abschnitt 7.2.1 wird der Forschungsschwerpunkt, im Wesentlichen die Reduktion der spezifischen Edelmetallbeladung auf 10 % des heutigen Wertes, beschrieben. Die Reduktion der Edelmetallbeladung beeinflusst hauptsächlich den Unterpunkt „Katalysatoren“ des „PEM-Stacks“ in **Abbildung 7.4**. Der Einfluss der Forschungsaktivitäten auf die Kosten ist vernachlässigbar, da der „PEM-Stack“ nur einer der vier Komponenten der PEM-Elektrolyse ist. Vor allem unter Anbetracht der Tatsache, dass die angewandte Methodik eine Schätzgenauigkeit von $\pm 30\%$ hat. Der Aspekt wurde von unabhängiger Seite durch Forschende außerhalb des Projektes bestätigt. Des Weiteren ist bei den FCI der PEM-Stack nicht berücksichtigt, dieser wird als sog. Utility über die Lebensdauer verbraucht. Die Wasserstoffgestehungskosten für die PEM-Elektrolyse sowie den Referenzprozess sind für heute sowie die Stützjahre 2030 und 2050 in **Abbildung 7.9** dargestellt.

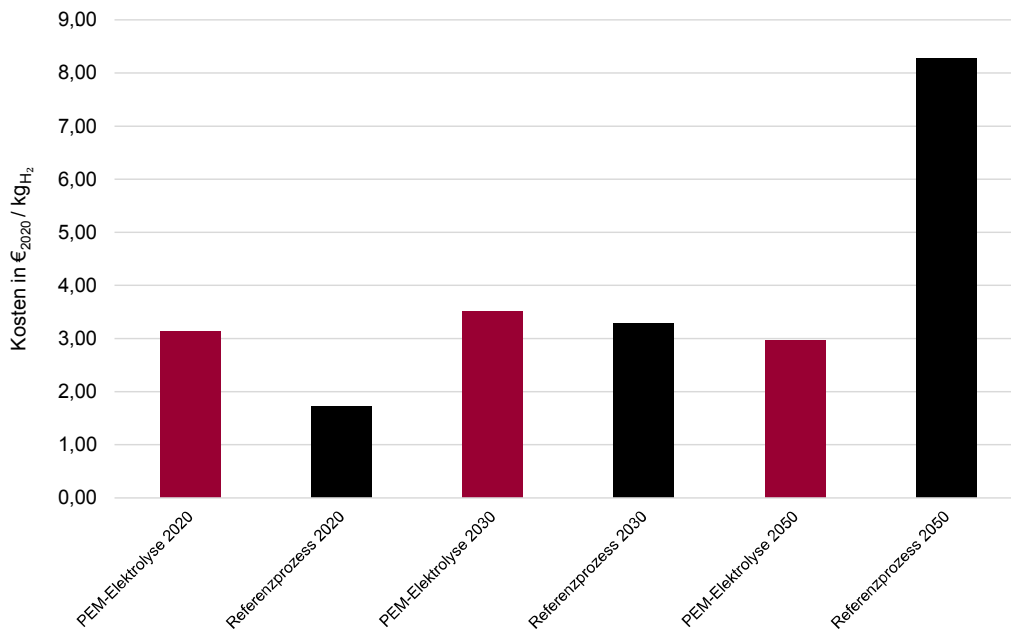


Abbildung 7.9: Wasserstoffkosten aus der PEM-Elektrolyse und dem Referenzprozess.

In **Abbildung 7.9** ist ersichtlich, dass im Rahmen der Schätzgenauigkeit von $\pm 30\%$ der „break-even point“ zwischen dem PtX- und dem Referenzprozess bereits 2030 erreicht ist. Der Kostenanstieg beim Referenzprozess ist vor allem auf die steigenden Kosten für CO₂-Emissionen zurückzuführen, exkl. der CO₂ Kosten betragen die H₂-Gestehungskosten im Jahr 2050 im Referenzprozess 1,78 €/kg. Bei den Gestehungskosten von H₂ aus der PEM-Elektrolyse sind zwischen 2020 und 2050 keine signifikanten Änderungen zu beobachten.

Dies ergibt sich jedoch durch die gegebenen Annahmen. Zwischen 2020 und 2030 ist ein leichter Anstieg zu beobachten, welcher durch steigende Stromeingangskosten bedingt und durch sinkende PEM-Elektrolysekosten gedämpft wird. Da die Stromkosten zwischen 2030 und 2050 wieder fallen, reduzieren sich perspektivisch ebenfalls die Kosten für H₂ aus der PEM-Elektrolyse. Die Kostenaufteilung der H₂-Gestehungskosten aus der PEM-Elektrolyse ist in **Abbildung 7.10** über die betrachteten Stützjahre abgebildet.

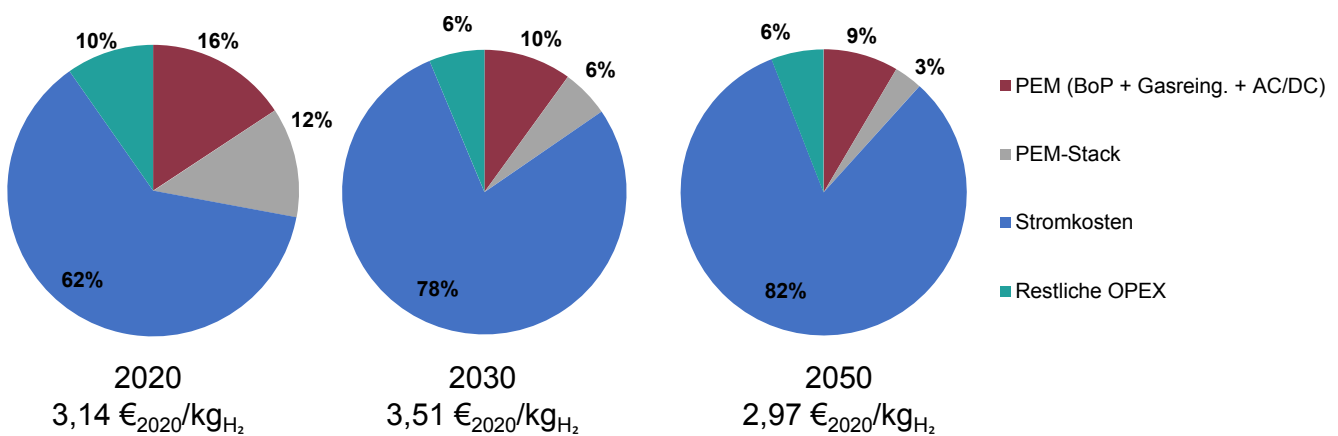


Abbildung 7.10: Kuchendiagramme der H₂ Gestehungskosten per PEM-Elektrolyse.

Bei den Eingangsdaten wird eine Reduktion der PEM-Elektrolysekosten prognostiziert. Dadurch reduziert sich der Anteil der Abschreibungen an den H₂-Gestehungskosten in den Szenarien von 28 % im 2020-Szenario auf 12 % im 2050-Szenario. Der Anteil der Strom- an den Gesamtkosten steigt ebenfalls im Laufe der Jahre, ist jedoch im 2030-Szenario mit 2,75 €/kg_{H₂} absolut am höchsten.

Um den Einfluss der Stromkosten sowie der perspektivischen Technologiefortschreibung darzustellen, sind in **Abbildung 7.11** die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse graphisch dargestellt. Dabei wurden die Stromkosten für die PEM-Elektrolyse von 25 bis 100 €/MWh variiert. Dabei ist ersichtlich, dass durch weitere Technologieentwicklung die Kosten der Wasserstoffbereitstellung weiter reduziert werden können. Der Einfluss der Technologiefortschreibung ist jedoch begrenzt, da wie in **Abbildung 7.10** dargestellt die Wasserstoffkosten stark durch die Stromkosten beeinflusst werden.

7.3 Analysen zu der Kopernikus P2X-Wertschöpfungskette zur Nutzung von Wasserstoff in der Spezialglasherstellung

7.3.1 Prozessbeschreibung

Autor*innen: Michael Zier, Christina Wulf, Peter Stenzel, Petra Zapp, Leander Kotzur, Detlef Stoltzen

Die Glasindustrie ist ein Teil der energieintensiven Industrie, wobei der Großteil der Energie zum Aufschmelzen der Rohstoffe benötigt wird. In Deutschland ist fossiles Erdgas der dominierende Energieträger, seltener wird Öl eingesetzt [98]. Die Sparten der Glasindustrie, z. B. Behälter-, Flach- oder Spezialglas, sind sehr vielfältig und produzieren unterschiedliche Gläser mit abweichenden Qualitätsanforderungen und können über verschiedene Prozesse hergestellt werden. Im Folgenden wird zunächst sowohl für LCA und TÖA ein Referenzprozess aus der Spezialglasindustrie definiert und anschließend unterschiedliche, alternative Wasserstoff-basierte Bereitstellungspfade beschrieben.

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

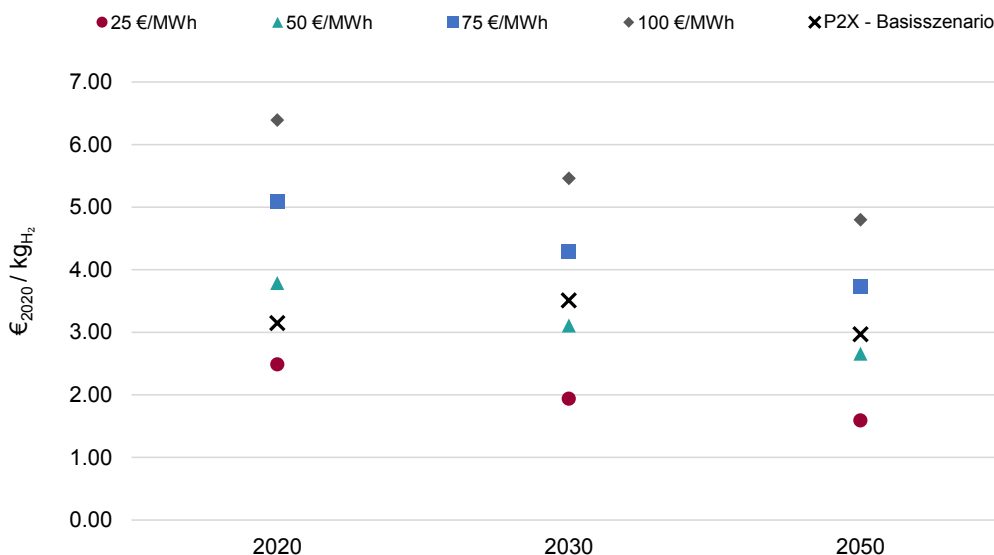


Abbildung 7.11: Sensitivitätsanalyse der H₂-Herstellungskosten in Abhängigkeit der Stromkosten.

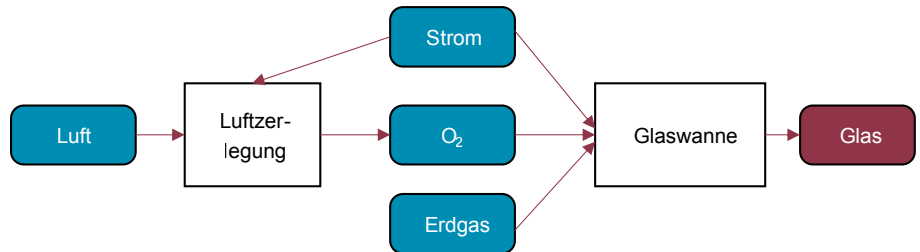


Abbildung 7.12: Referenzprozess zur Herstellung von Spezialglas. Fossiles Erdgas wird mit aufgereinigtem Sauerstoff im Oxy-Fuel-Verfahren verbrannt.

die TÖA die ausschließliche Befeuerung mit Erdgas zu Grunde gelegt (vgl. **Abbildung 7.12**). Feuerfeste Gesteine werden als Materialien für Glaswannen eingesetzt, die durchgehend über das Jahr betrieben werden (8.760 Volllaststunden). Für die betrachteten Spezialgläser wird fossiles Erdgas mit aufgereinigtem Sauerstoff (i. d. R. >93 Vol.-%) im Oxy-Fuel-Verfahren überstöchiometrisch verbrannt, wobei spezielle Brenner seitlich an der Glaswanne quer zur Flussrichtung des Glases angebracht sind und Flammen erzeugen. Aufgrund der hohen Temperaturen ist Wärmestrahlung die maßgebliche Energieübertragungsform von den Flammen in die Glasschmelze. Der Sauerstoff wird von einer kryogenen Luftzerlegungsanlage, die elektrischen Strom benötigt, bereitgestellt. Erdgas und Strom werden aus dem deutschen Gas- und Stromnetz bezogen, ein Reservespeicher für Erdgas am Glasproduktionsstandort ist nicht vorgesehen.

Um die CO₂-Emissionen des Glasindustriesektors maßgeblich zu senken, könnte Wasserstoff Erdgas als alternativen Brennstoff für das Aufschmelzen des Gemenges ersetzen, wobei bestimmte Verbrennungsparameter angepasst werden müssen. Für die modellbasierte Analyse wird im Folgenden angenommen, dass die äquivalente Energiemenge (LHV-basiert) an Wasserstoff wie Erdgas der Glaswanne zugeführt wird. Der benötigte Wasserstoff kann über verschiedene Versorgungspfade der Glaswanne zugeführt werden. Jeder hier betrachtete Wasserstoffversorgungspfad beginnt mit der PEM-Elektrolyse (siehe Kapitel 7.2.1) zur Wasserstoffproduktion. Die Elektrolyse erfolgt am Ort der Glasproduktion (on-site Elektrolyse, vgl. **Abbildung 7.13**) oder außerhalb des Glasproduktionsstandortes in beliebiger Distanz (zentrale Elektrolyse), wobei Wasserstoff über unterschiedliche externe Versorgungspfade zum Glasproduktionsstandort transportiert wird. Idealerweise herrschen am Ort der zentralen Elektrolyse günstige Bedingungen für erneuerbare Energie-

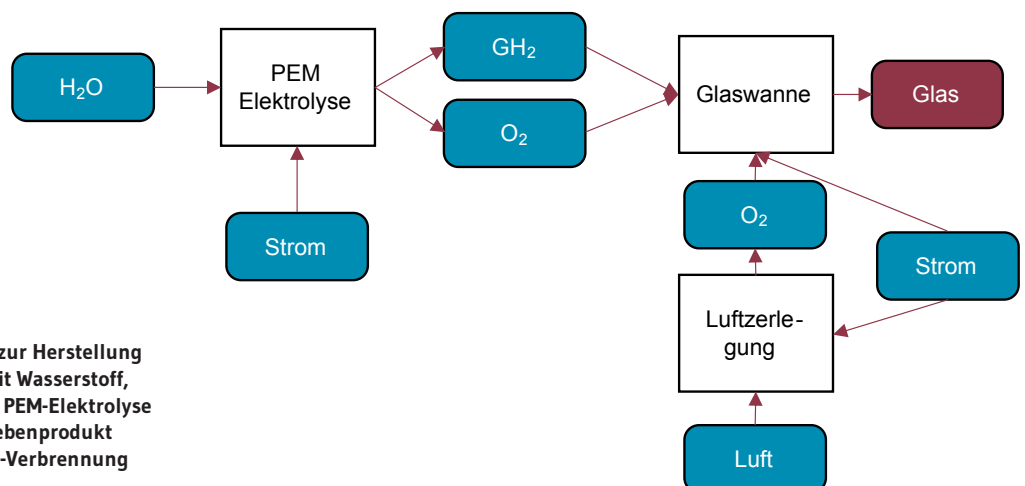


Abbildung 7.13: Alternativer Prozess zur Herstellung von Spezialglas durch Befeuerung mit Wasserstoff, der direkt am Standort durch on-site PEM-Elektrolyse bereitgestellt wird. Sauerstoff, ein Nebenprodukt der Elektrolyse, wird für die Oxy-Fuel-Verbrennung verwendet.

träger wie Wind oder Sonne. Die Distanz zwischen dem zentralen Elektrolysestandort und dem betrachteten Glasproduktionsstandort wird für diese Analyse mit einer Straßendistanz von 200 km angenommen.

Beim Elektrolyseverfahren wird unter Einsatz von elektrischem Strom Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Neben dem Hauptprodukt Wasserstoff kann somit bei der on-site Elektrolyse das Nebenprodukt Sauerstoff für die Oxy-Fuel-Verbrennung eingesetzt werden. Da die Verbrennung unter überstöchiometrischen Bedingungen erfolgt, wird zusätzlicher Sauerstoff benötigt. Dieser wird von einer kryogenen Luftzerlegungsanlage produziert.

Neben dem on-site Elektrolysepfad wird der LOHC-Pfad (**Abbildung 7.14** und vgl. Kapitel 8.2) 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 „Glaserstellung“ zu finden. Bei der Analyse des Pipelinetransports wird für die weitere Betrachtung des Glasproduktionsstandortes ausschließlich die Variante „Pipeline Hybrid“ (2030: 75 % Neubau, 25 % Umwidmung; 2050: 54 % Neubau, 46 % Umwidmung, vgl. Cerniauskas et al. [99]) als Eingangsparameter verwendet. 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 mögliches Trägermaterial ist Dibenzyltoluol (DBT), das momentan hauptsächlich als Wärmeträgeröl eingesetzt wird. Nähere Erläuterungen finden sich in Abschnitt 8.2. Beim LOHC-Pfad wird der produzierte Wasserstoff durch eine exotherm stattfindende Hydrierreaktion am flüssigen LOHC gebunden und in Tanklastern abgefüllt, die in großen Mengen für den Transport von Benzin und Diesel eingesetzt werden. Im Anschluss wird das mit Wasserstoff beladene LOHC (H18-DBT) 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. Für die betrachtete Spezialglasschmelze kann die nutzbare Abwärme aus den heißen Abgasen der Glaswanne in einem Temperaturintervall zwischen 300 und 400 °C lediglich 37 % des theoretischen Energiebedarfs der Dehydrierung decken. Der übrige Anteil Wärme für die Dehydrierung, der nicht durch die Abwärme der Glaswanne bereitgestellt werden kann, wird durch elektrische Heizelemente zur Verfügung gestellt. Die entleerten Tanklasten werden mit dehydriertem LOHC (H0-DBT) befüllt und transportieren dieses wieder an den Elektrolyse- und Hydrierstandort zur erneuten Befüllung.

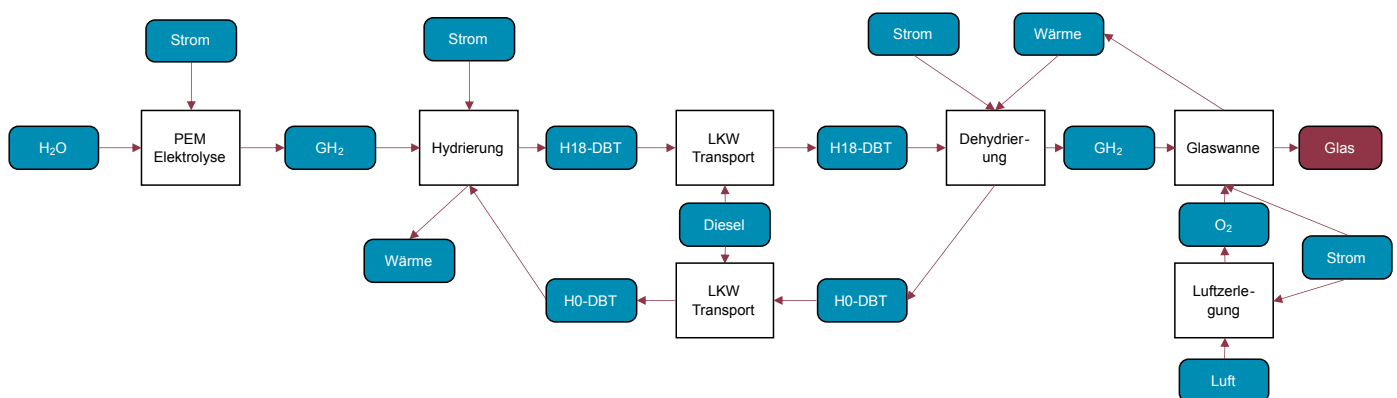


Abbildung 7.14: Alternativer Prozess zur Herstellung von Spezialglas durch Befeuerung mit Wasserstoff über den LOHC-Pfad. In 200 km Entfernung wird Wasserstoff durch PEM-Elektrolyse produziert, durch Hydrierung an LOHC gebunden und per Lkw zum Ort der Spezialglasproduktion befördert. Abwärme aus der Glaswanne wird für die endotherme Dehydrierung verwendet.

7.3.2 Life Cycle Assessment

Autorinnen: Christina Wulf, Petra Zapp

ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN

Für die Bereitstellung von Wasserstoff in der Spezialglasherstellung werden hier vier Optionen diskutiert: 1. Wasserstofftransport per Lkw LOHC-Technologie (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 derzeit 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. In **Abbildung 7.15** 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 7.2.2 für eine detaillierte Diskussion der Wasserstoffproduktion) und die herkömmliche Beheizung der Glaswanne mit Erdgas verursacht 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 Wasserstoffbeheizung 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 Trans-

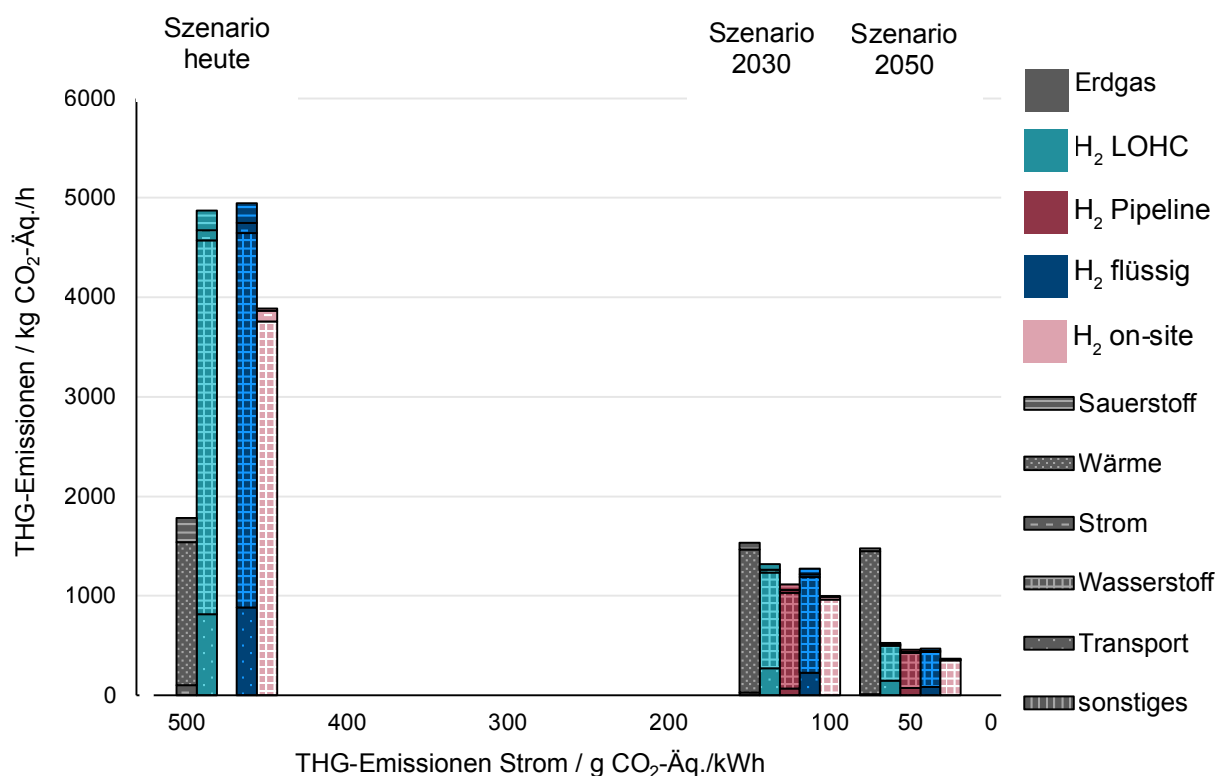


Abbildung 7.15: Wirkung auf Klimawandel durch Wärmebereitstellung für die Spezialglasherstellung pro Stunde in Abhängigkeit der Treibhausgas (THG)-Emissionen des Stroms. LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier.

port von flüssigem Wasserstoff. 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 vorteilhafter. Da weitere Annahmen, z. B. die tatsächlich verfügbare Abwärme aus der Glasschmelze oder die Transportdistanz, das Ergebnis beeinflussen, ist für den Vergleich dieser beiden Optionen eine detailliertere Sensitivitätsanalyse zu empfehlen. Die klimafreundlichste Option für den Transport von Wasserstoff ist für den Fall der Glasherstellung der Neubau oder die Umwidmung bereits existierender Pipelines für Wasserstoff, weil Treibhausgasemissionen fast ausschließlich durch die Anfangs- und Zwischenverdichtung (Druckniveau max. 100 bar) anfallen. Der Aufbau der Infrastruktur hat einen zu vernachlässigenden Effekt.

ALLE UMWELTKATEGORIEN

Wie oben diskutiert, sind durch eine Wasserstoffheizung für die Glasschmelze deutliche Vorteile im Bereich Klimawandel möglich ebenso wie beim Ressourcenverbrauch. Es wird jedoch aus **Abbildung 7.16** deutlich, dass dies nicht für alle analysierten Umweltwirkungen der Fall ist.

Insbesondere der Metallverbrauch und die Landnutzung steigen bei der Nutzung der Wasserstoffheizung extrem stark an. Dies hängt maßgeblich mit dem höheren Strombedarf dieser Optionen zusammen, der hauptsächlich bei der Wasserstoffproduktion anfällt. Dies betrifft jedoch auch die Konditionierung des Wasserstoffs für den Transport, d. h. Verflüssigung, (De-)Hydrierung und Kompression. Die on-site Wasserstoffproduktion ist neben dem Klimawandel und dem Ressourcenverbrauch auch für die Wirkungen Sommersmog und Wasserverbrauch die beste Alternative. Beim Wasserverbrauch können diese niedrigen 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. 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.

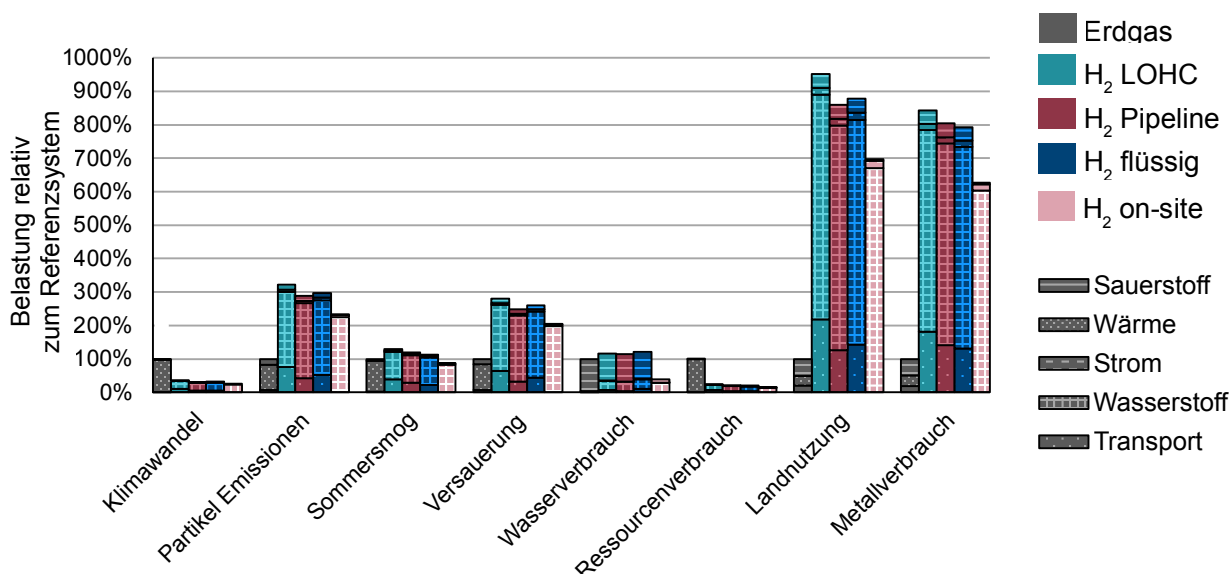


Abbildung 7.16: Trade-offs der Spezialglasherstellung mit Wasserstoffheizung im Vergleich zur herkömmlichen Beheizung mit Erdgas im Szenario 2050. LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier.

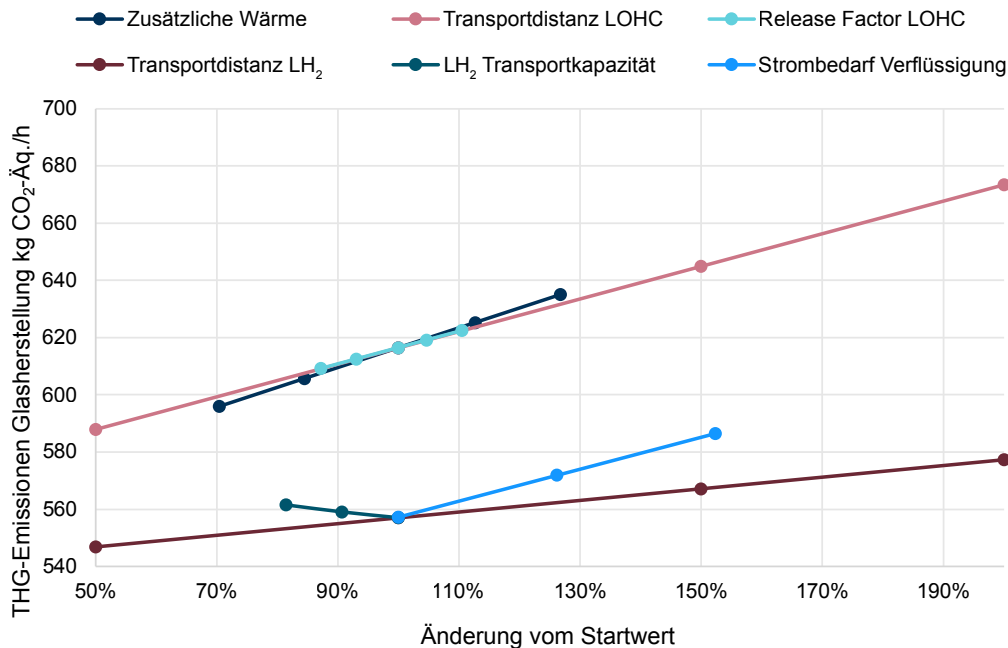


Abbildung 7.17: Parametervariation des Wasserstofftransports mit LOHC und in flüssiger Form für das Szenario 2050. LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier, LH₂: flüssiger Wasserstoff.

FOKUSUNTERSUCHUNG LOHC

VS. FLÜSSIG-WASSERSTOFF TRANSPORT

Die Ergebnisse der Umweltwirkung Klimawandel (vgl. **Abbildung 7.15**) haben gezeigt, dass die Prozessketten für den Transport von flüssigem Wasserstoff und von Wasserstoff mit der LOHC-Technologie sehr eng zusammen liegen. Daher werden an dieser Stelle unterschiedliche Parameter für diese beiden Prozessketten für das Szenario 2050 variiert. Dazu gehören jeweils die Transportdistanzen (Startwert 200 km, Variation 100 bis 400 km), Transportkapazität und Einzelparameter für die Prozessketten. Die Transportkapazität der LOHC Prozesskette wird bestimmt durch den Release Factor der Dehydrierung, der angibt, welcher Anteil des im DBT gespeicherten Wasserstoffs bei der Dehydrierung wieder herausgelöst werden kann. Der Startwert liegt bei 85 % und wird von 75 bis 95 % variiert. Der Wert für die Transportkapazität des flüssigen Wasserstoffes für das Szenario 2050 ist ein optimistischer Zielwert [100]. Daher werden hier die Annahmen für das heutige und das 2030 Szenario für die Parametervariation herangezogen. Für den zu variiierenden Prozessparameter der Verflüssigung wird der Strombedarf gewählt, da der Strombedarf einen großen Einfluss auf das Ergebnis hat und auch bei diesem Parameter ein optimistischer Zielwert angenommen wurde [101]. Für die Variation werden der

Ist-Bedarf aus dem heutigen Szenario sowie der Wert für das Szenario 2030 ausgewählt. Für die Dehydrierung bei der Spezialglasherstellung steht Abwärme zur Verfügung, die bisher nicht genutzt wurde. Daher wird diese Wärme als Abfallstrom angenommen, der keine Umweltwirkung besitzt. Der Rest der benötigten Wärme wird mit einer Stromheizung bereitgestellt und beträgt als Startwert 73 %. Dieser zusätzliche Wärmebedarf wird von 50 bis 90 % variiert. Um all diese unterschiedlichen Parameter einheitlich in **Abbildung 7.17** darzustellen, werden sie als prozentuale Änderung vom Startwert (100 %) abgebildet. Dabei wird die größte prozentuale Variation bei der Transportdistanz erreicht (50 bis 200 %).

Es zeigt sich, dass sowohl der Transport von flüssigem Wasserstoff als auch der LOHC-Transport am stärksten sensitiv auf die Prozessparameter bezüglich Strom- und Wärmebedarf reagieren. Jedoch ist keine Variation eines einzelnen Parameters stark genug, um die Rangfolge dieser beiden Transporttechnologien zu verändern. Erst eine Kombination von Änderungen, z.B. geringere Transportkapazität flüssiger Wasserstoff und höherer Strombedarf Verflüssigung – wie im heutigen Szenario –, bewirkt, dass insgesamt der LOHC-Transport eine geringere Klimawirkung besitzt als der Transport von flüssigem Wasserstoff.

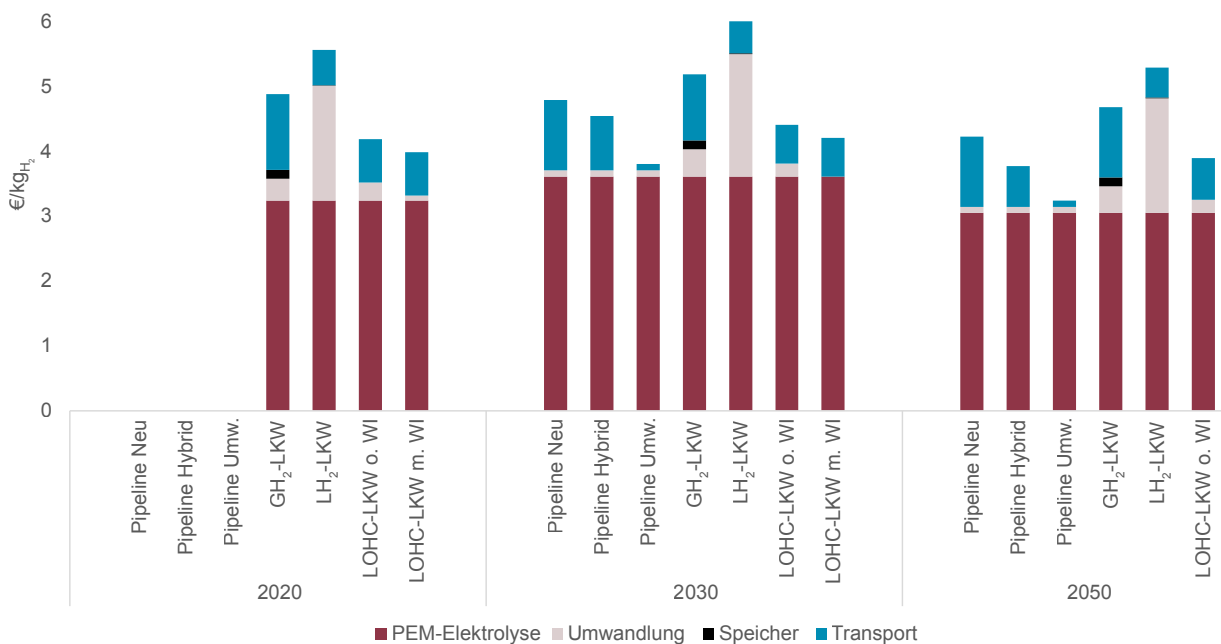


Abbildung 7.18: Wasserstoffbereitstellungskosten der einzelnen Prozessschritte für einen Wasserstoffbedarf von 12 t/d und einer Straßendistanz von 200 km.

7.3.3 Techno-ökonomische Analyse

Autoren: Michael Zier, Peter Stenzel, Leander Kotzur, Detlef Stolten

Neben dem in 7.2.3 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 [102].

Die Struktur der TÖA gliedert sich in die Modellierung³ externer Wasserstoffversorgungsoptionen (vgl. Kapitel 7.2.3) zur Bestimmung entsprechender Wasserstoffbereitstellungskosten und die Optimierung⁴ der jährlichen Gesamtkosten am Glasproduktionsstandort. Hierbei werden die zuvor bestimmten Wasserstoffbereitstellungskosten als Eingangsparameter für die Optimierung des Glasproduktionsstandortes herangezogen.

Neben den in Kapitel 4.1.2 aufgeführten allgemeine Annahmen sind die techno-ökonomischen Parameter für dieses Kapitel im Technischen Anhang im Kapitel „Glasherstellung“ aufgeführt. Weitere techno-ökonomische Parameter für Umwandlungs- oder Speicherkomponenten (z.B. Kompressoren, Verdampfer, GH₂-Speicher oder LH₂-Speicher) bzw. Pipelinetransport sind Reuß et al. [102], [103] bzw. Cerniauskas et al. [99] zu entnehmen.

Abbildung 7.18 illustriert die berechneten Wasserstoffbereitstellungskosten unterschiedlicher externer Wasserstoffversorgungsoptionen für die Zieljahre 2020, 2030 und 2050. Die Kosten für die Elektrolyse, die sehr stark vom erhobenen Strompreis (vgl. Tabelle 3.7 „Betriebskosten“ im Technischen Anhang) beeinflusst werden, stellen hierbei den dominierenden Kostenpunkt dar. Der Bau neuer Wasserstoffpipelines sowie die Umwidmung bestehender Erdgaspipelines wird ausschließlich für die Zieljahre 2030 und 2050 betrachtet und stellt bereits bei einer relativ geringen Menge Wasserstoff (12 t_{H₂}/d) eine wirtschaftlich attraktive Option dar. Bei höheren Durchsätzen, ein wesentlich realistischeres Pipeline-Szenario, können die spezifischen Kosten der Pipeline deutlich reduziert werden. Für die Optimierung des Glasproduktionsstandortes wird ausschließlich die Variante „Pipeline Hybrid“ (2030: 75 % Neubau, 25 % Umwidmung; 2050: 54 % Neubau, 46 % Umwidmung,

³Für die Modellierung wurde das Hydrogen Supply Chain Model (HSCM) verwendet: <https://github.com/FZJ-IEK3-VSA/HIM>

⁴Für die Optimierung wurde der Framework for Integrated Energy System Assessment (FINE) verwendet: <https://github.com/FZJ-IEK3-VSA/FINE>

vgl. Cerniauskas et al. [99]) als Eingangsparameter verwendet. Die gasförmige Komprimierung und der anschließende Lkw-Transport (GH₂-Lkw) von Wasserstoff führen zu vergleichsweise hohen kombinierten Umwandlungs- und Transportkosten. Bei der Verflüssigung von Wasserstoff sind hohe Investitionskosten für die Verflüssigungsanlage erforderlich. Zudem haben Strombedarf und Strompreis einen hohen Einfluss auf die Gestehungskosten der Verflüssigung. Beim LOHC-Pfad wurde die exotherme Hydrierung mit (m. WI) und ohne (o. WI) Wärmeintegration und entsprechender Bepreisung untersucht. In den Umwandlungskosten der LOHC-Pfade sind die Kosten für die Dehydrierung nicht mit inbegriffen. Diese werden aufgrund der Wärmeintegration mit der Abwärme der Glaswanne bei der Optimierung des Glasproduktionsstandortes betrachtet. Die Ergebnisse decken sich mit den Arbeiten von Reuß et al. [102], wo gezeigt wurde, dass die LOHC-Technologie im kleinskaligen Maßstab ökonomisch wettbewerbsfähig sein kann und der Neubau von Pipelines bereits ab geringen Wasserstoffbedarfen eine kostengünstige Wasserstofftransportoption ist. Die diskreten Werte der simulierten Wasserstoffbereitstellungskosten sind in **Abbildung 7.18** zu finden.

Abbildung 7.19 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 OPEX der Glaswannen sowie den Rohstoffkosten für Gläser dominiert. Beim Vergleich der jährlichen Gesamtkosten sind signifikante Kostenvorteile der konventionellen gegenüber den alternativen 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 zwischen den Jahren 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

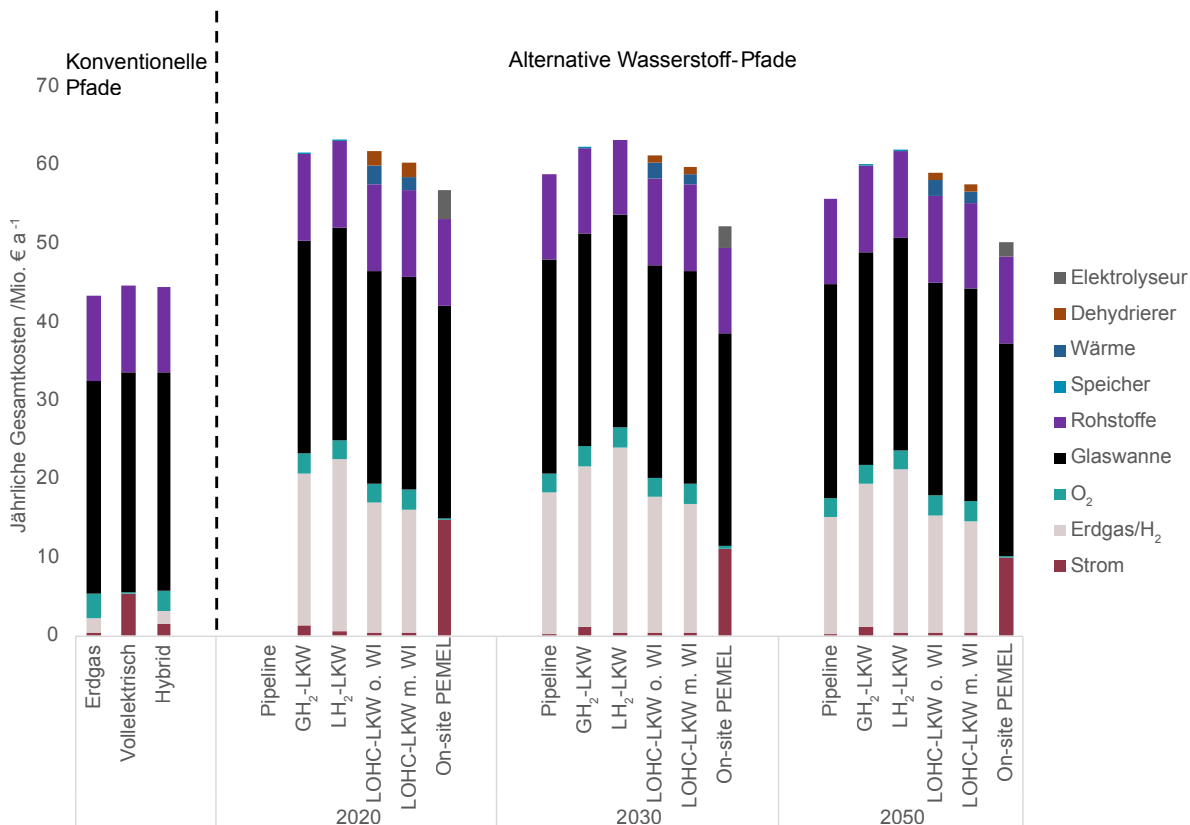


Abbildung 7.19: Jährliche Gesamtkosten für die Produktion von Spezialglas über unterschiedliche Prozesspfade.

Vergleich zur zentralen Elektrolyse bei der on-site Elektrolyse keine Wasserstoffaufreinigung notwendig. Je nach Effizienz des on-site Elektrolyseurs benötigt der Prozesspfad allerdings 2,4- bis 2,9-mal mehr elektrischen Strom als der konventionelle vollelektrische Prozesspfad. Unter den externen Versorgungsoptionen ist Wasserstoff per Pipeline die kostengünstigste, da neben vergleichsweise geringen Wasserstoffbereitstellungskosten keine zusätzlichen Investitionskosten für weitere Komponenten am Glasproduktionsstandort anfallen. Die LOHC-Technologie ist aufgrund der Dehydrierung etwas teurer als die Wasserstoffversorgung per Pipeline, liegt aber in vergleichbarer Größenordnung. Bei diesem Prozesspfad fallen Investitionskosten für die Dehydrieranlage an. 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 300 und 400 °C lediglich 37 % des theoretischen Energiebedarfs der Dehydrierung decken kann. Die veranschlagten Kosten für Wärme zeigen das Kosteneinsparpotenzial bei Annahme einer vollständigen industriellen Abwärmebereitstellung auf. Die LOHC-Technologie ist für die betrachteten Szenarien aller Zieljahre wirtschaftlich sinnvoller als die Belieferung von gasförmig komprimiertem Wasserstoff per Lkw, da deutlich geringere Wasserstofftransportkosten auf Seiten der LOHC-Technologie zu verzeichnen sind. Während der betrachteten Zieljahre weist die Versorgung mit flüssigem Wasserstoff aufgrund von hohen Investitionskosten und einem hohen elektrischen Energiebedarf der Verflüssigungsanlage durchweg die höchsten Wasserstoffbereitstellungskosten auf. Investitionskosten für Speicherkomponenten haben für eine Auslegungsdauer von einem Tag in allen Pfaden keinen signifikanten Anteil an den Gesamtkosten.

SENSITIVITÄTSANALYSE

Im vorherigen Abschnitt wurde erläutert, dass aufgrund günstiger Erdgaspreise (Gasbeheizung) sowie Effizienzvorteilen (vollelektrische Beheizung) ein deutlicher Kostenunterschied zwischen konventionellen und alternativen Prozesspfaden vorherrscht. Daher wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersucht, inwiefern 50-%ige Variationen der Bezugskosten für Sauerstoff, Erdgas, Strom oder Wasserstoff die Kostenlücke zwischen konventionellen und alternativen Wasserstoff-basierten Prozesspfaden reduziert werden kann. Beim Prozesspfad LOHC-Lkw mit Wärmeintegration (m. WI) wird zudem das Kosteneinspar-

potenzial betrachtet, bei der Wärme für die Dehydrierung komplett durch industrielle Abwärme bereitgestellt wird.

Die resultierenden Sensitivitäten ausgewählter Prozesspfade sind in **Abbildung 7.20** dargestellt. Aufgrund wachsender Preise von CO₂-Zertifikaten steigen die Erdgaspreise von 2020 bis 2050 (vgl. Tabelle 3.7 „Betriebskosten“ im Technischen Anhang) deutlich, was zu einer Zunahme der jährlichen Gesamtkosten der Erdgasroute um ca. 22 % führt. Jährliche Gesamtkosten der vollelektrischen Beheizung 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 alternativen Prozesspfade zu reduzieren. Bei gleichzeitiger Berücksichtigung von Wasserstoff- und Wärmekosteneinsparungen für den Prozesspfad LOHC-Lkw m. WI 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 zusätzlichen Effizienzverlusten und Investitionskosten der Elektrolyse nicht erreicht werden. Vergleicht man den Erdgas- und on-site PEMEL-Pfad bei gleichzeitiger Verdopplung von Sauerstoff- und Erdgaspreisen sowie Halbierung der Stromkosten, kann die Kostenabweichung auf 12 % reduziert werden.

Die deutliche Kostenreduzierung des on-site PEMEL-Pfades im Zeitraum von 2020 bis 2030 ist überwiegend auf eine deutliche Reduzierung des Strompreises (vgl. Tabelle 3.7 „Betriebskosten“ im Technischen Anhang) und weniger auf Investitionskosteneinsparungen und Effizienzverbesserungen zurückzuführen.

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 m. WI 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 Bereiche der Glasindustrie (Behälter- und Flachglas). Hierzu sind weitere Untersuchungen erforderlich.

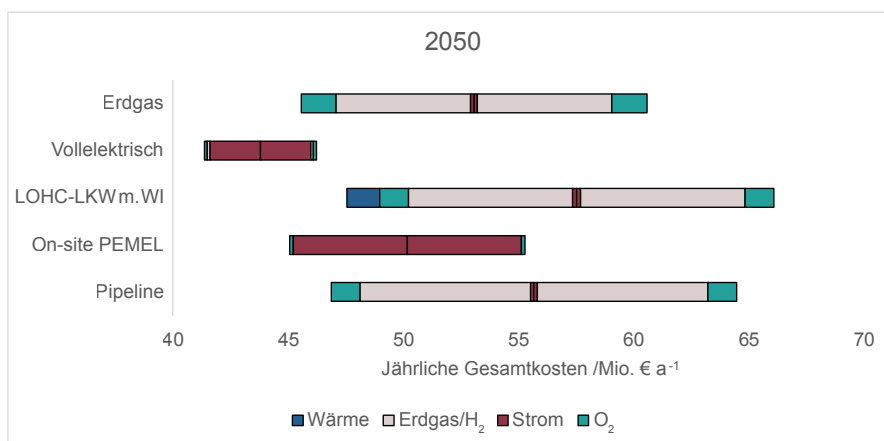
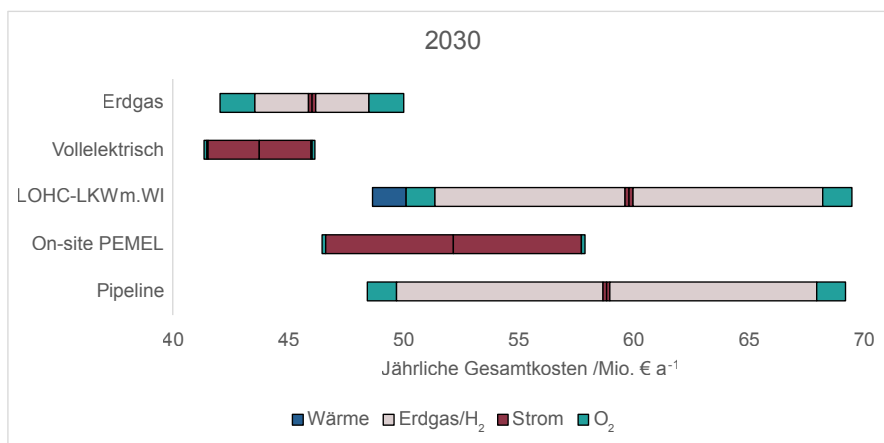
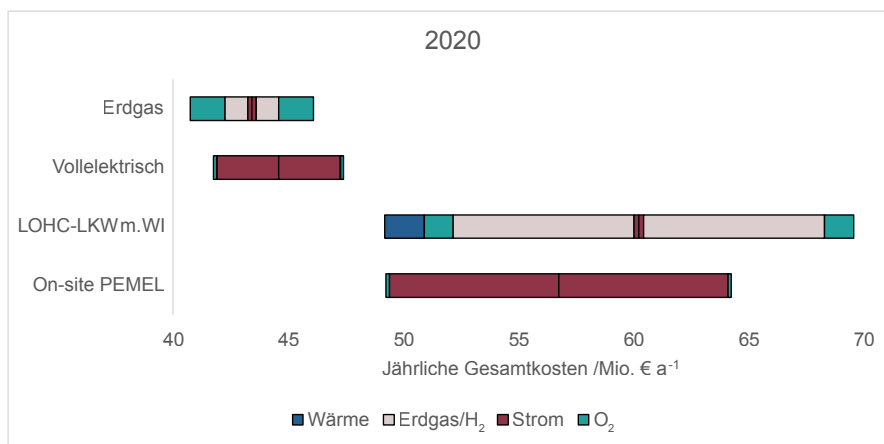


Abbildung 7.20: Sensitivitäten für eine 50-%ige Zu- oder Abnahme der Kosten für Sauerstoff, Erdgas, Strom, oder Wasserstoff. Beim Prozesspfad LOHC-Lkw m. WI wird zudem aufgezeigt wie viel Kosten eingespart werden können, wenn Wärme für die Dehydrierung komplett durch industrielle Abwärme bereitgestellt wird.

7.4 Analyse der Akzeptanz hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff in der Industrie

Autor*innen: Jan Hildebrand, Timo Kortsch, Irina Rau

Die Akzeptanzuntersuchungen der Industrieanwendungen sind in der ersten Projekthälfte vor allem auf Ebene der industriellen Akteur*innen angesiedelt, da es sich hierbei noch um einen Expert*innendiskurs handelt. Ziel der Untersuchungen zu den Akzeptanzlagen ist die Identifikation von förderlichen und hinderlichen Faktoren zur Nutzung von H₂ in energieintensiven Industrien (v.a. Stahl- und Glasindustrie) sowie die Ableitung von Gestaltungshinweisen. Relevante Akteur*innen sind dabei vor allem Unternehmen der Stahl- und Glasindustrie inkl. Arbeitnehmer*innen sowie Akteur*innen aus den Bereichen Verbraucher*innen-, Umwelt- und Naturschutz sowie Nachhaltigkeit.

Die im Projekt untersuchten Fragestellungen lassen sich auf den folgenden Akzeptanzebenen verorten:

Soziopolitische Akzeptanz:

- Welche politischen Rahmenbedingungen sind erforderlich?
- Wie wird H₂ in der energieintensiven Industrie durch intermediäre (Umwelt-) Verbände gesehen?
- Welchen Effekt hat die Umstellung auf die gesellschaftliche Wahrnehmung der Stahlerzeugung und die verbundenen Zuschreibungen (Image)?
- Welche Rolle spielt die Herkunft des H₂ und die Einbettung im Gesamtsystem?

Marktakzeptanz:

- Welche Gründe sprechen aus Perspektive der handelnden Akteur*innen für und welche gegen eine Umstellung der Energieversorgung mit H₂?
- Welche Motive sind mit einer solchen Umstellung verbunden (finanzieller Vorteil, Image, etc.)?
- Wie wird H₂ in der energieintensiven Industrie durch Branchenverbände eingeschätzt?

Lokale Akzeptanz:

- Wie wird der Umstellungsprozess durch die Arbeitnehmer*innen (Gewerkschaften) wahrgenommen?
- Wie wird der Umstellungsprozess kommunikativ geframed, welche Narrative werden genutzt?
- Welche Wertschöpfungseffekte und sonstigen Transformationsimpulse werden für die Region angenommen?
- Welche Beteiligungsmöglichkeiten werden für regionale Akteur*innen ermöglicht?

In qualitativen Akteur*inneninterviews zeigt sich vor allem die Bedeutung der Kosten, dabei wurde auch die Relevanz von verlässlichen regulativen Rahmenbedingungen und Förderoptionen bei Investitions- und Betriebskosten angesprochen, wobei die Betriebskosten als relevanter eingeschätzt wurden. Zudem steht die Verlässlichkeit der dauerhaften und störungsfreien Energieversorgung als elementar für die industriellen Prozesse im Vordergrund. Prinzipiell werden PtX-Anwendungen als positiver Schritt Richtung Nachhaltigkeit und einer Möglichkeit zu Dekarbonisierung der industriellen Prozesse gesehen, womit auch ein positives Image und langfristig internationale Wettbewerbsvorteile verbunden werden, wenn die Rahmenbedingungen entsprechend gestaltet und dadurch kostenbezogene Nachteile gegenüber Mitbewerber*innen mit niedrigeren Umweltstandards ausgeglichen werden.

Im Rahmen der Panelbefragung wurde erhoben, inwieweit die befragten Personen einem Einsatz von PtX als Energieträger in der Industrie zustimmen, beispielsweise in der Glas- oder Stahlindustrie, und wie dies im Verhältnis zum Einsatz in Privathaushalten eingeschätzt wird. Die Ergebnisse zeigen sowohl die Unterstützung einer Nutzung auf beiden Ebenen mit einer leichten Tendenz zur industriellen Anwendung, zudem betonen sie die Relevanz der Alternativenprüfung (s. **Abbildung 7.21**).

Es wurde weiterhin untersucht, welche Faktoren die Akzeptanz für PtX-Technologien in industriellen Anwendungen begünstigen (s. **Abbildung 7.22**). Die Abbildung zeigt, welche Faktoren sich innerhalb der Panelbefragung als statistisch bedeutsam erweisen:

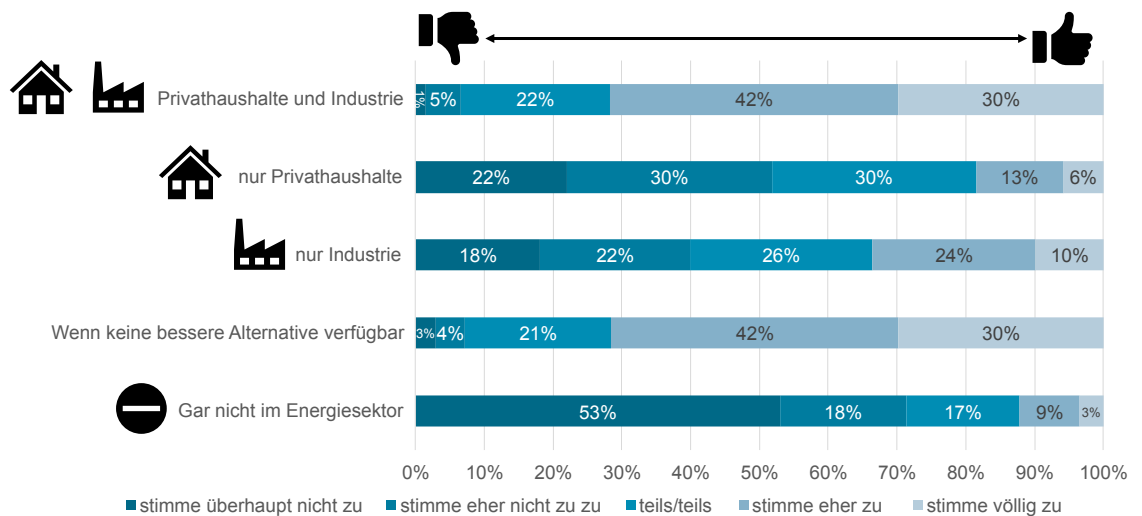


Abbildung 7.21: Prozentuale Zustimmung bezüglich der Anwendung von durch PtX-Technologien gewonnener Energie in verschiedenen Bereichen.

➤ **Umweltbewusstsein:** In beträchtlichem Maße ist die Überzeugung der Befragten relevant, ob genug getan wird, um die knappen natürlichen Ressourcen zu schützen und inwieweit jede*r Einzelne Verantwortung für den Umweltschutz trägt.

➤ **Soziale Norm:** In Nachhaltigkeitsfragen spielen für die Befragten die Meinungen und Erwartungen wichtiger anderer Menschen (z. B. Partner*in) eine Rolle. Es zeigt sich, dass stärkere Nachhaltigkeitserwartungen anderer Menschen im geringen Maße zu einer geringen Akzeptanz von PtX-Technologien im Energiesektor führen.

➤ **Verteilungsgerechtigkeit:** Es spielt für die Befragten eine sehr große Rolle, inwiefern die Kosten (z. B. der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien, zunehmende Importabhängigkeit und Ressourcenkonkurrenz) und

Nutzen (z. B. Reduzierung von CO₂, Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern wie Kohle und Erdöl und neue Arbeitsplätze vor Ort) verteilt sind. Ein ausgeglichenes oder positives Kosten-Nutzen-Verhältnis ist förderlich für die Akzeptanz von PtX im Industriesektor.

➤ **Alter:** Die Akzeptanz steigt mit zunehmendem Alter leicht an.

➤ **Geschlecht:** Männer weisen tendenziell eine leicht höhere Akzeptanz von PtX als Energieträger für die Industrie auf.

Die dargestellten Ergebnisse zeigen erste Tendenzen in den Bewertungen und geben Hinweise auf relevante Faktoren, in den weiteren Untersuchungen werden verstärkt die Perspektiven der Arbeitnehmer*innen sowie mögliche regionale Transformationsimpulse adressiert.

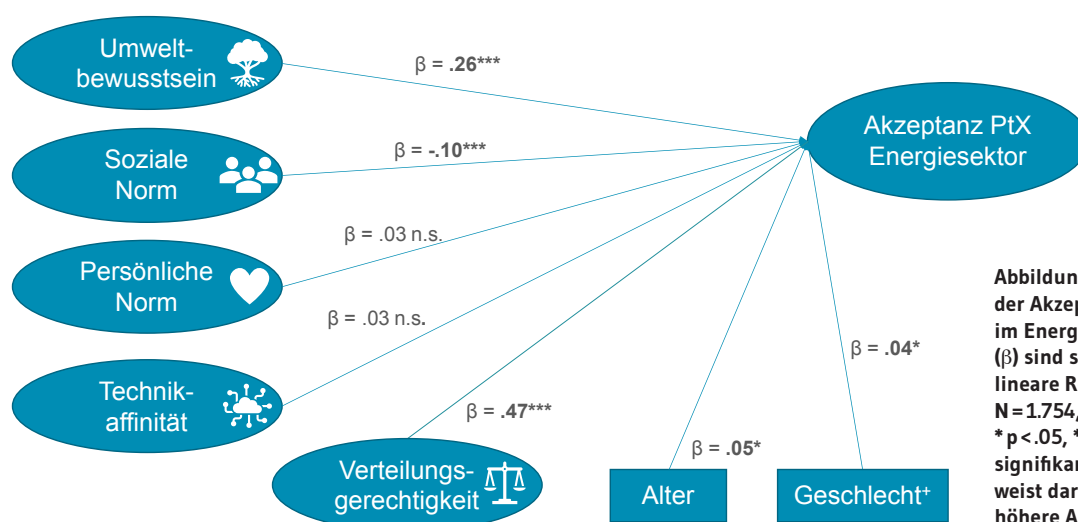


Abbildung 7.22: Modell zur Vorhersage der Akzeptanz von PtX-Technologien im Energiesektor. Fett gedruckte Effekte (β) sind statistisch bedeutsam. Multiple lineare Regression, Datenbasis: $N=1.754$, $R^2=23\%$, Signifikanzniveaus: * $p<.05$, ** $p<.01$, *** $p<.001$, n.s. nicht signifikant, + ein positives Beta Gewicht weist darauf hin, dass Männer eine höhere Allgemeine Akzeptanz aufweisen.

7.5 Potenzialanalyse zur Nutzung von Wasserstoff in der Industrie

Autor: Dinh Du Tran

7.5.1 Berechnungsgrundlagen

Für die Potenzialanalyse von Wasserstoff wird lediglich die Wasserelektrolyse betrachtet, bei der Wasser mit Hilfe von elektrischem Strom in seine elementaren Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff zerlegt wird. Im industriellen Maßstab kommen hierfür drei relevante Technologien in Frage: Die Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse (engl.: proton exchange membrane electrolysis, PEM), bei der die Elektrolyse mit einem polymeren Festelektrolyten im sauren Milieu stattfindet, die alkalische Elektrolyse mit flüssigen, basischen Elektrolyten (auch: alkalische Elektrolyse, AEL) oder die Hochtemperatur-Elektrolyse mit einem Festoxid als Elektrolyt (HTEL oder SOEL, für solid oxide electrolysis).

Für die Berechnung des Potenzials wurden die technischen Prozessparameter verwendet, die im Technischen Anhang (Kapitel 7.5) gelistet sind. Im Gegensatz zu den auf der Fischer-Tropsch-Synthese basierenden PtX-Produkten wurde die notwendige Menge an Wasser über den Parameter des Prozesswassers bestimmt, der aus der 1. Roadmap von Kopernikus P2X entnommen wurde [4]. Der für die Elektrolyse notwendige Strom wird dabei zu gleichen Anteilen auf die drei Elektrolysetechnologien PEM, AEL und SOEC aufgeteilt. Für die Berechnung der Nachfrage der Massenmengen von Wasserstoff wird der notwendige Strombedarf bestimmt. Auch hier wird der Mittelwert des Betriebsstroms aus allen drei Elektrolysetechnologien verwendet.

7.5.2 Ergebnisse der Potenzialanalyse zu Wasserstoff

Die Ergebnisse der Potenzialanalyse zu grünem Wasserstoff sind in **Abbildung 7.23** dargestellt. Wie auch schon in den vorangegangenen Kapiteln der Potenzialanalyse übersteigt der originäre Strombedarf bis einschließlich 2030 die verfügbaren Mengen an erneuerbaren Energien, die für eine PtX-Produktion zur Verfügung stehen würden (s. **Abbildung 3.8**). Erst ab 2040 steht ein ausreichendes Stromangebot zur Verfügung, um 6,7 Mio. t (222 TWh⁵) grünen Wasserstoff zu produzieren. Bis 2050 steigt das Produktionspotenzial in Deutschland auf 14,1 Mio. t (471 TWh) an, wobei eine technische Verbesserung

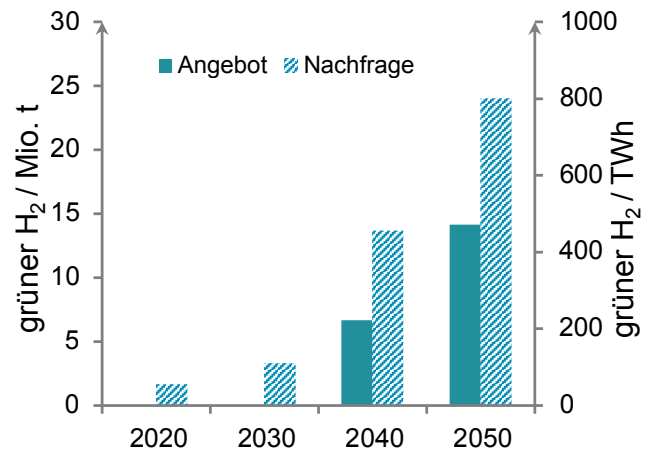


Abbildung 7.23: Gegenüberstellung des Angebotspotenzials mit der Nachfrage nach grünem Wasserstoff. Es sind die absoluten Mengen (in Mio. t bzw. TWh) angegeben. Für die Berechnungen wurden nur erneuerbare Energien (beim Angebotspotenzial nach Abzug des originären Strombedarfs) verwendet.

bspw. des Wirkungsgrades lediglich einen geringen Einfluss hat. Hierfür werden Wassermengen von 156 Mio. t benötigt, was einem Anteil von 0,131 % der erneuerbaren Wasserressourcen in Deutschland (in 2018) entspricht.

Aus den diversen Studien zum Wasserstoffbedarf wurde für 2050 mit 24 Mio. t (bzw. 800 TWh; Szenario B aus [104]) ein etwas höheres Nachfragepotenzial als im Energiemodell in Kapitel 4.1.3 angenommen. Als chemisches Element kommt es in allen stofflichen Energieträgern vor und wird daher als Baustein für klimaneutrale Alternativen gesehen, welche sektorenübergreifend zum Einsatz kommen können. Hierin liegt die Herausforderung, „das eine Potenzial“ für Wasserstoff sowie dessen Weiterverarbeitung zu beziffern, welches nicht nur in der (chemischen) Industrie, sondern auch als Kraftstoff, als Heizmittel oder zuletzt als Energiespeicher für die Rückverstromung benötigt wird bzw. werden könnte. Aus der Abbildung geht eindeutig hervor, dass der nationale Wasserstoffbedarf in 2050 mehr als doppelt so hoch ist, wie durch die in Deutschland zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energien bereitgestellt werden könnte. Daraus folgt, dass entweder Wasserstoff (und die daraus verarbeiteten PtX-Produkte) oder Strom (oder beides) importiert werden muss, was im Einklang mit den Ergebnissen des „Basisszenarios“ des Energiemodells steht.

⁵ Es wurde ein Heizwert von 33,3 kWh/kg H₂ angenommen.

8. Transportalternativen für Wasserstoff

Eine der großen Herausforderungen, die es für die Energiewende noch zu bewältigen gilt, ist der Transport von Wasserstoff, welcher sich aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften gegenwärtig noch als schwierig darstellt. In den folgenden Kapiteln werden zunächst auf übergeordneter Ebene die unterschiedlichen Transportmöglichkeiten für Wasserstoff dargelegt und eingeordnet. Im Anschluss wird die Transporttechnologie mittels LOHC, welche in P2X II weiterentwickelt wird, hinsichtlich ökologischer und ökonomischer Aspekte am Beispiel einer Wasserstofftankstelle für Busse genauer analysiert.

8.1 Einordnung relevanter Technologien für den Transport von Wasserstoff

Autorin: Hanna Dura

Der Transport und die Speicherung von Wasserstoff birgt einige Herausforderungen, die noch bewältigt werden müssen, um Wasserstoff in großen Mengen verfügbar zu machen. Aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte ist für das Speichern bzw. den Transport von Wasserstoff ein entsprechend größerer Tank im Vergleich zu fossilen Energieträgern notwendig. Bei Raumtemperatur besitzt Wasserstoff ein sehr hohes Diffusions- und Effusionsvermögen, d. h. er kann durch gängige Materialien wie Metalle hindurchdiffundieren, was einerseits zu Verlusten des Energieträgers und andererseits zur Versprödung und somit zu Schäden an der Speicherhülle führt. Folglich wird Wasserstoff gegenwärtig in komprimierter oder verflüssigter Form gespeichert und transportiert. Aufgrund der zur Komprimierung erforderlichen hohen Drücke bzw. zur Verflüssigung notwendiger niedriger Temperaturen sind beide Varianten mit entsprechenden Energiebedarfen verbunden. Darüber hinaus darf nicht außer Acht gelassen werden, dass es sich bei Wasserstoff um einen hochentzündlichen Stoff mit Explosionsgefahr handelt, sodass adäquate Sicherheitsmaßnahmen erfüllt sein müssen.

Gegenwärtig ist Wasserstoff noch kein Produkt, welches in großen Mengen gehandelt und transportiert wird, sodass sich der Transport von verflüssigtem oder komprimiert gasförmigem Wasserstoff auf Lkw-Trailer konzentriert. Zwar existieren auch Wasserstoffpipelines, jedoch beläuft sich ihre Gesamtlänge weltweit auf rund 5.000 km; demgegenüber steht ein weltweites Erdgaspipelinesystem von rund 3 Mio. km [105]. Auch Deutschland verfügt über Wasserstoffpipelines, jedoch liegen diese innerhalb oder zwischen Industriestandorten (beispielsweise im Ruhrgebiet und in Leuna) und befinden sich in privater Hand von AirLiquide und Linde. Die im Jahr 2050 benötigten Mengen Wasserstoff von 662 TWh (vgl. Ergebnisse des Energiemodells Kapitel 4) und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die in Zukunft für Wasserstoff genauso gelten muss, wie es heute für die fossilen Energieträger der Fall ist, wird folglich den Aufbau einer adäquaten Wasserstoffinfrastruktur erfordern.

Grundsätzlich steht der Lkw-Transport von flüssigem oder gasförmigem Wasserstoff auch in Zukunft als Option zur Verfügung. Die notwendige Technologie hierfür ist bereits

erprobt und im Einsatz, was eine schnelle Implementierung ermöglichen würde. Jedoch stehen dem die geringen Transportkapazitäten gegenüber: im gasförmigen Zustand lassen sich bei bis zu 500 bar rund 1.100 kg H₂ pro Lkw transportieren [106] (Druckwasserstoff), in flüssigem Zustand bei -253 °C sind immerhin 3.500 kg möglich (Flüssigwasserstoff) [106]. Die Komprimierung bzw. Verflüssigung des Wasserstoffs erfordert zusätzliche Energie sowie spezielle Tanklasten. Dabei sind die Sicherheitsaspekte nicht zu vernachlässigen, da Druckwasserstoff explosiv und hochentzündlich ist. Insbesondere industrielle Produktionsprozesse werden eine kontinuierliche Wasserstoffversorgung in großen Mengen benötigen, weshalb ein Lkw-Transport unpraktisch erscheint.

Eine weitere Möglichkeit Wasserstoff gasförmig zu transportieren ist die Nutzung von Pipelines. Wie eingangs dargelegt, existieren bereits einzelne Pipelines. Folglich ist auch hier die notwendige Technologie bekannt und erprobt, daher besteht die Herausforderung vielmehr in der Skalierung und Implementierung. Um hier in technischer, ökonomischer sowie ökologischer Hinsicht möglichst effizient vorzugehen, wird gegenwärtig daran geforscht, bestehende Erdgaspipelines sukzessive für den Transport von Wasserstoff umzurüsten. Mit dem Ausstieg aus fossilen Energieträgern werden bestehende Erdgaspipelines zunehmend an Bedeutung verlieren, bis hin zur Stilllegung bei der Erreichung der THG-Neutralität. Eine Stilllegung oder gar der Rückbau einer solchen Infrastruktur würde enorme Kosten verursachen und wäre im Sinne der nachhaltigen Nutzung bestehender Anlagengüter nicht sinnvoll. Erste Studien haben gezeigt, dass eine entsprechende Umrüstung bestehender Erdgaspipelines technisch möglich und ökonomisch sinnvoll wäre [36], [107], [108]. Mit der Umrüstung könnte in vergleichsweise kurzer Zeit eine grenzüberschreitende Infrastruktur geschaffen werden, die große Mengen Wasserstoff an Verbrauchszentren transportieren könnte. Weitere Vorteile liegen in den niedrigen operativen Kosten, der hohen Sicherheit hinsichtlich der Kontinuität der Versorgung und langen Lebenszeiten von 40–80 Jahren. Hierfür haben elf Fernleitungsnetzbetreiber bereits einen Plan für einen Europäischen „Hydrogen-Backbone“ vorgelegt [36]. Dieser sieht die schrittweise Umrüstung bestehender Erdgaspipelines ergänzt durch neue Abschnitte vor. Für die Umsetzung stellen sich jedoch noch einige Herausforderungen, wie die Prüfung und Umrüstung der Pipelines vor dem Hintergrund der eingangs erwähnten Wasserstoffkorrosion. Des Weiteren muss berücksichtigt werden, dass aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte des Wasserstoffs, drei Mal mehr Wasserstoff transportiert werden müsste, um den gleichen Energiegehalt bereitzustellen wie mit Erdgas.

Auf regulatorischer Seite ist eine der Voraussetzungen für ein öffentliches Netz die diskriminierungsfreie Einspeisemöglichkeit von Wasserstoff, was weitere Fragestellungen hinsichtlich des Ursprungs des Wasserstoffs aufwirft, die in Kapitel 12 näher beleuchtet werden.

Darüber hinaus werden gegenwärtig Möglichkeiten erforscht, Wasserstoff nicht molekular, sondern chemisch gebunden zu transportieren. So kann Wasserstoff an eine organische Trägerflüssigkeit (englisch: liquid organic hydrogen carrier, LOHC) gebunden werden. Gegenwärtig werden unterschiedliche LOHC-Moleküle erforscht, die jeweils unterschiedliche Eigenschaften aufweisen, die bei der Bewertung der Transportmöglichkeiten unbedingt berücksichtigt werden sollten. In einem Beladungsvorgang (Hydrierung) wird der Wasserstoff an den LOHC gebunden und liegt dann in einer flüssigen Form vor, die sich ähnlich problemlos dem Diesel- oder Benzin-Kraftstoff transportieren lässt. Im Anschluss wird die Flüssigkeit wieder entladen und das LOHC kann unter geringen Verlusten erneut verwendet werden (eine detaillierte Beschreibung des Prozesses ist in Kapitel 8.2.1 gegeben). Da sich der am LOHC gebundene Wasserstoff ebenso leicht transportieren lässt wie die bekannten fossilen Energieträger, würden grundsätzlich ähnliche Transportmöglichkeiten in Frage kommen wie beispielsweise der Transport per Pipeline, Tankschiff und Tanklastwagen. Der Transport über Pipelines erscheint jedoch nicht sinnvoll, da die Trägerflüssigkeit nach der Entladung wieder zurück an den Produktionsstandort des Wasserstoffs geleitet werden müsste. Folglich müsste quasi eine parallele Infrastruktur für das entladene LOHC aufgebaut und betrieben werden. Auch wenn diese Beschränkung der Rückbeförderung für alle Transportmodi des LOHC gilt, lässt sich dies für einen flexibleren Transport per Tankschiff oder Tanklastwagen besser abbilden, da auch der Transport von gasförmigem oder verflüssigtem Wasserstoff Konverterstationen an Häfen und Umschlagplätzen benötigen würde. In beiden Fällen können jedoch bestehende Schiffs- und Lkw-Tanker umgerüstet und weiterverwendet werden. Damit würden die LOHC auf eine bereits bestehende Infrastruktur aufbauen. Ein Vorhaben, welches sich auf den Schiffstransport von Wasserstoff mittels LOHC fokussiert, ist in Japan angesiedelt [109], [110]. Im Kopernikus-Projekt P2X II wird der Transport von Wasserstoff mittels LOHC in Tanklastwagen erforscht; die entsprechenden detaillierten Analysen zu den ökologischen und ökonomischen Eigenschaften der Transporttechnologie sind in den folgenden Kapiteln dargelegt.

Weitere Transportmöglichkeiten bestehen darin nicht den Wasserstoff selbst zu transportieren, sondern in weiteren Verfahrensschritten besser transportierbare Moleküle zu synthetisieren und im Anschluss den Wasserstoff rückzugewinnen. In diesem Zusammenhang wird gegenwärtig Ammoniak erforscht, da es weniger anspruchsvolle Anforderungen an eine Transportinfrastruktur stellt und gleichzeitig bereits in größeren Mengen international transportiert und gehandelt wird. Es kann bereits bei -33 °C verflüssigt und bei ca. 9 bar bei 20 °C in Drucktanks transportiert werden. Bereits heute stehen grundsätzlich Transportmöglichkeiten per Schiff und Pipelines zur Verfügung. Während ersteres die üblichen Handelsrouten abbildet, handelt es sich bei letzterem, ähnlich den heutigen Wasserstoffpipelines, um einzelne Pipelines bzw. Netze (z. B. verfügt die USA über ein knapp 5.000 km langes Verteilnetz) [36]. Dabei muss ebenfalls die Umwandlungseffizienz von Wasserstoff zu Ammoniak und wieder zurück beachtet werden, diese beläuft sich für die Umwandlung auf 7–18 % und rund 20 % für die Rückwandlung zu Wasserstoff [105]. Darüber hinaus handelt es sich bei Ammoniak um einen Gefahrenstoff, der als toxisch, ätzend und gewässergefährdend eingestuft wird, sodass entsprechende Sicherheitsvorkehrungen zwingend notwendig sind. Jedoch kann hier bereits auf Erfahrungen und Lösungen aufgebaut werden.

Für fossile Energieträger wie Erdgas, Erdöl sowie ihre Derivate existieren unterschiedliche Infrastrukturen, je nach Energieträger, Transportdistanz und Abnehmer, die aufeinander aufbauen und ineinandergreifen. So werden z. B. Raffinerien und große Industrieparks teilweise durch Pipelines mit Rohöl bzw. Erdgas versorgt. Auf diese Weise können große Mengen mit entsprechender Versorgungssicherheit bereitgestellt werden. Tankstellen z. B. benötigen jedoch wesentlich geringere Mengen Kraftstoffe und sind im Vergleich räumlich sehr stark gestreut, sodass ein Transport der Kraftstoffe über individuelle Tanklastwagen erfolgt. Folglich ist anzunehmen, dass auch eine Wasserstoffinfrastruktur auf unterschiedlichen Transportmöglichkeiten aufbauen wird, entsprechend den notwendigen Mengen, Abnehmern, Transportdistanzen, Kosten, usw.

8.2 Analysen zu der im Kopernikus P2X erforschten Transportoption über LOHC

Im Folgenden wird der spezielle Anwendungsfall für den Transport von Wasserstoff mittels LOHC für die Versorgung von zehn Wasserstofftankstellen im Detail analysiert. Eine allgemeine Untersuchung hinsichtlich der Sensitivität von Transportdistanz und Transportmenge auf die jeweiligen Vor- und Nachteile unterschiedliche Transportmöglichkeiten des Wasserstoffs findet sich in der 2. Roadmap [5].

8.2.1 Prozessbeschreibung

*Autor*innen: Moritz Raab, Christina Wulf*

Bei diesem Prozess wird Wasserstoff in einer exothermen (Wärme wird frei) Hydrierreaktion an eine Trägerflüssigkeit chemisch gebunden. Diese Bindung wird bei Bedarf bzw. nach einem Transport in einer endothermen (Wärme wird benötigt) Dehydrierung gelöst und der Wasserstoff wieder freigesetzt. Das hier eingesetzte LOHC-Molekül ist Dibenzyltoluol (DBT) (vgl. Abschnitt 7.3), welches an seinen drei aromatischen Ringen insgesamt 18 Wasserstoffatome binden kann. Die unbeladene Form wird als HO-DBT, die beladene Form als H18-DBT bezeichnet. Perspektivisch soll auch Benzyltoluol (BT) als weiteres LOHC-Molekül betrachtet werden.

Im hier betrachteten Einsatzfall wird der Wasserstoff an einer Tankstelle für Brennstoffzellenbusse bereitgestellt. Dabei soll in sog. Tank-Kampagnen je die Hälfte einer Busflotte mit Wasserstoff versorgt werden. Pro Kampagne werden 600 kg in 90 Minuten in 20 Busse vertankt. 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.

In der betrachteten in **Abbildung 8.1** dargestellten Prozesskette sollen insgesamt zehn Wasserstofftankstellen mit je $1,2\text{ t}_{\text{H}_2}/\text{d}$ versorgt werden. Dazu wird Wasserstoff in einer PEM-Elektrolyse (siehe Abschnitt 7.2) zentral erzeugt und anschließend an DBT gebunden. Die Erzeugung des Wasserstoffs ist in der Abbildung nicht dargestellt. Die entstehende Hydrierwärme muss durch aktive Kühlung abgeführt werden. Hierbei werden zwei Fälle unterschieden: Kühlung durch Dampferzeugung mit anschließender Verstromung in einer Dampfturbine oder durch Kühlwasser ohne Nutzung

der Hydrierwärme. Das beladene H18-DBT wird über 200 km per Lkw an die dezentralen Dehydriereinheiten transportiert. Als Energiequelle für die endotherme Dehydrierung wird Strom, Erdgas sowie industrielle Abwärme analysiert. Das entladene H0-DBT 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 Dibenzyltoluols. Der wieder gasförmige Wasserstoff (GH₂) wird im letzten Teilschritt kontinuierlich der Tankstelle zugeführt. Der finale Druck in den Tanks der Busse beträgt 350 bar. Da die Dehydrierung des H18-DBT kontinuierlich sowie bei 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 300 bar und 38 m³) vorgesehen und drei Hochdruckspeicher (bis 500 bar á 25 m³). Die eigentliche Vertankung erfolgt durch „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. Hierbei wurde eine Sensitivitätsanalyse bei der LCA und der TÖA durchgeführt, bei welcher der Druck in den Transporttrailern variiert wurde. Weitere Einflussgrößen, welche jedoch nicht variiert wurden, sind beispielsweise die Transportdistanz oder die Anzahl der Dehydriereinheiten pro Hydriereinheit. Diese Aspekte werden in zukünftigen Arbeiten näher betrachtet. Der Referenzprozess ist ebenfalls graphisch in **Abbildung 8.1** dargestellt.

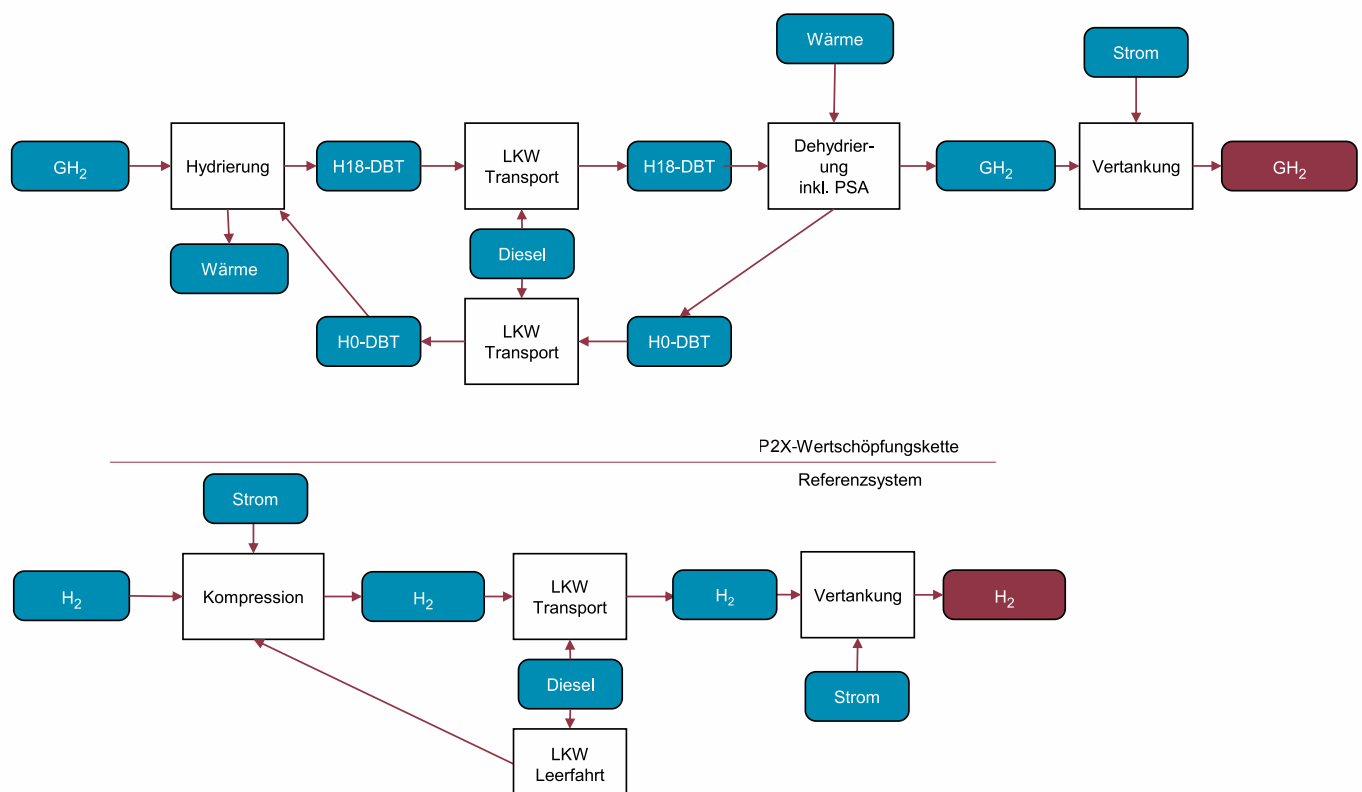


Abbildung 8.1: Fließbild der LOHC-Prozesskette sowie des Referenzfalls.

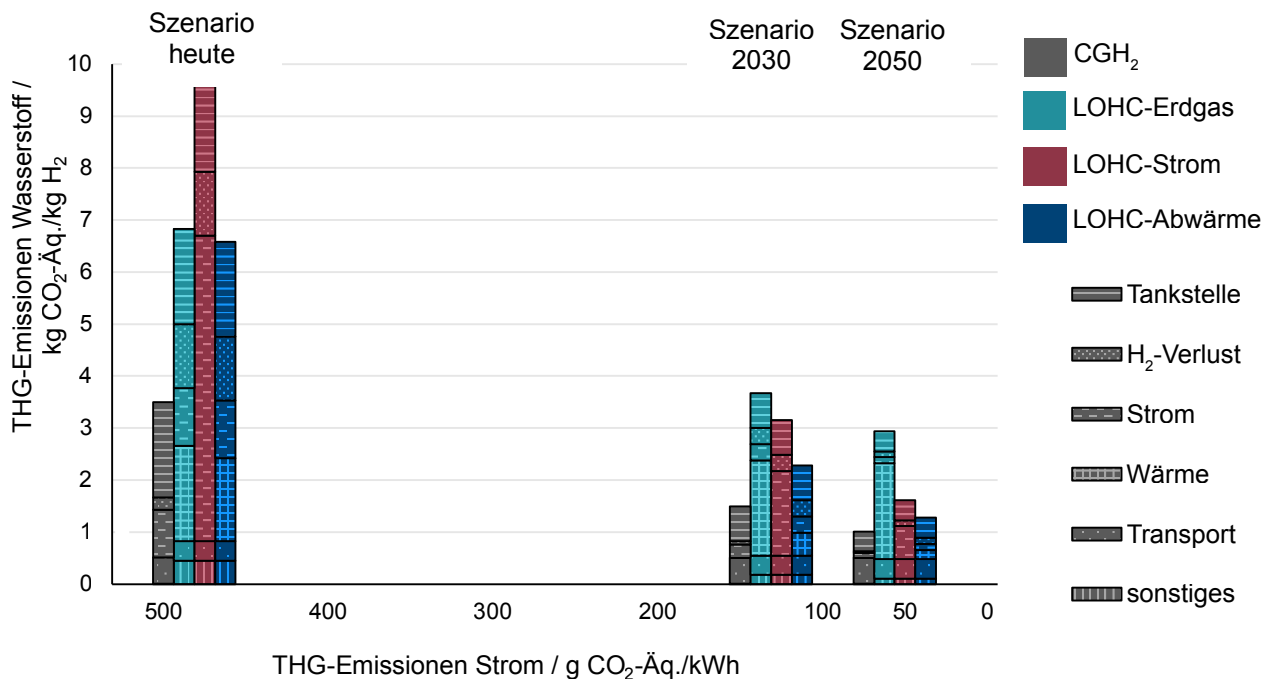


Abbildung 8.2: Wirkung auf Klimawandel durch Wasserstoffanlieferung für Bustankstellen pro Kilogramm Wasserstoff in Abhängigkeit der Treibhausgas (THG)-Emissionen des Strommix. CGH₂: komprimierter, gasförmiger (compressed, gaseous) Wasserstoff, LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier.

8.2.2 Life Cycle Assessment

Autorinnen: Christina Wulf, Petra Zapp

ENTWICKLUNG DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN

Bei der Analyse der Wasserstoffanlieferung für Bustankstellen werden nur Wasserstoffverluste durch die PSA⁶ berücksichtigt, da an der Tankstelle keine weiteren Wasserstoffverluste auftreten. Nicht berücksichtigt sind die Teile der Vorkette zur Produktion des abgegebenen Wasserstoffs an 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 (**Abbildung 8.2**). Hier wird als Standardprozess die Kühlung der Hydrierung mit Kühlwasser ohne Stromrückgewinnung betrachtet. Der Einfluss der Stromrückgewinnung wird als Einzelfall separat diskutiert.

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 davon auszugehen, dass diese ohne die Verwendung in der Dehydrierung zur Stromerzeugung genutzt worden wäre. Das Temperaturniveau von 300 °C legt diese Vermutung nahe. Es werden also für die LOHC-Abwärmeprozesskette die Umweltwirkungen zugrunde gelegt, die im jeweiligen Stromszenario durch die Erzeugung von Strom mit der benötigten Wärmemenge entstehen würden. Dafür werden in der Modellierung zusätzlich die Umweltwirkungen für die Stromerzeugung – basierend auf dem jeweiligen Szenario – hinzugefügt. Dies bedeutet für das heutige Szenario eine deutliche Reduktion der Emissionen im Vergleich zur Stromheizung, ist aber nur unwesentlich niedriger als bei der Heizung mit Erdgas (LOHC-Erdgas). Die Prozesskette LOHC-Erdgas ist deutlich weniger stark vom Strommix abhängig als die anderen, sodass bereits im Szenario 2030 Erdgas 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 ca. 40 % geringere Transportkapazität eines CGH₂-Trucks und der benötigte Strom für die Kompression wird durch die eingesparten Emissionen bei der Dehydrierung kompensiert. Mit sinkenden Emissionen des Strommix verringert sich jedoch der Vorteil der CGH₂-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

⁶ Wasserstoffverluste bei der PSA werden zur Wärmeproduktion für die Dehydrierung eingesetzt, sind also kein vollständiger Verlust.

den Prozessketten unterscheiden, hat dies keinen Einfluss auf die Rangfolge der einzelnen Optionen. Der Transport des Wasserstoffs wurde für alle Optionen mit dieselbetriebenen Lkw betrachtet. Im Szenario 2050 macht dies insbesondere für den Transport von komprimiertem Wasserstoff den Hauptteil der Emissionen aus. Für die LOHC-Prozessketten stammt der Hauptteil auch im Jahr 2050 aus der Wärmebereitstellung für die Dehydrierung.

Bei den oben diskutierten Prozessketten wurde angenommen, dass die Abwärme der Hydrierung durch Kühlwasser abgeführt wird. Alternativ kann eine zusätzliche Stromerzeugung aus dieser Abwärme erfolgen. Für das heutige Szenario bedeutet dies eine Senkung der Wirkung auf das Klima um 1,37 kg CO₂-Äq./kg Wasserstoff bei den LOHC-Prozessketten. Das Niveau des CGH₂-Transports kann jedoch nicht erreicht werden. Im Szenario 2050 beträgt die Verringerung wegen der sinkenden Treibhausgasemissionen des Strommix nur noch 0,15 kg CO₂-Äq./kg Wasserstoff. Selbst mit dieser Verbesserung besitzt der CGH₂-Transport immer noch 10 % weniger Wirkung auf das Klima als die beste LOHC-Prozesskette.

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 CGH₂-Transport für 2050 in **Abbildung 8.3** 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. In den Kategorien Wasser- und Metallverbrauch sowie Versauerung und Partikel Emissionen ist die Erzeugung des Stroms sowohl für die Wärme der Dehydrierung, den Strombedarf an der Tankstelle als auch den Wasserstoffverlusten bei der Dehydrierung für die hohen Ergebnisse des LOHC (Heizung mit Strom) Transports verantwortlich. Eine detaillierte Diskussion der Umweltwirkungen des Strommix findet sich in Abschnitt 4.2, für die Umweltwirkungen der Wasserstoffproduktion sei auf Abschnitt 7.2.2 verwiesen.

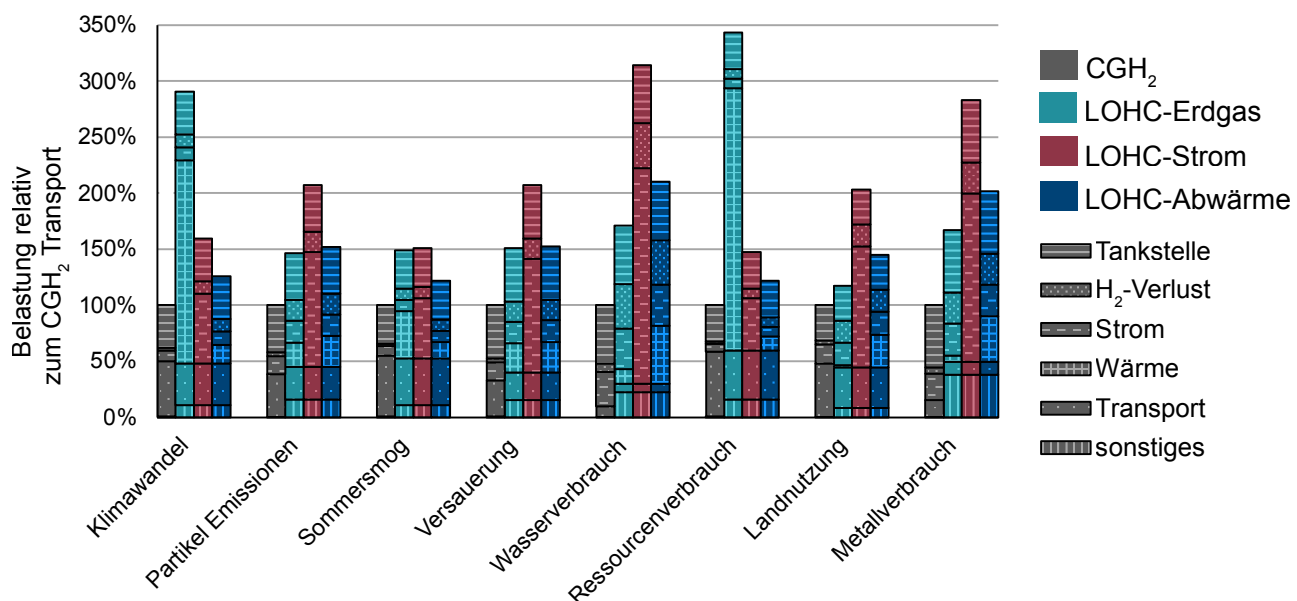


Abbildung 8.3: Trade-offs der Wasserstoffanlieferung an Tankstellen mit Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) im Vergleich zum komprimierten, gasförmigen (compressed, gaseous) Wasserstoff (CGH₂) Transport im Szenario 2050.

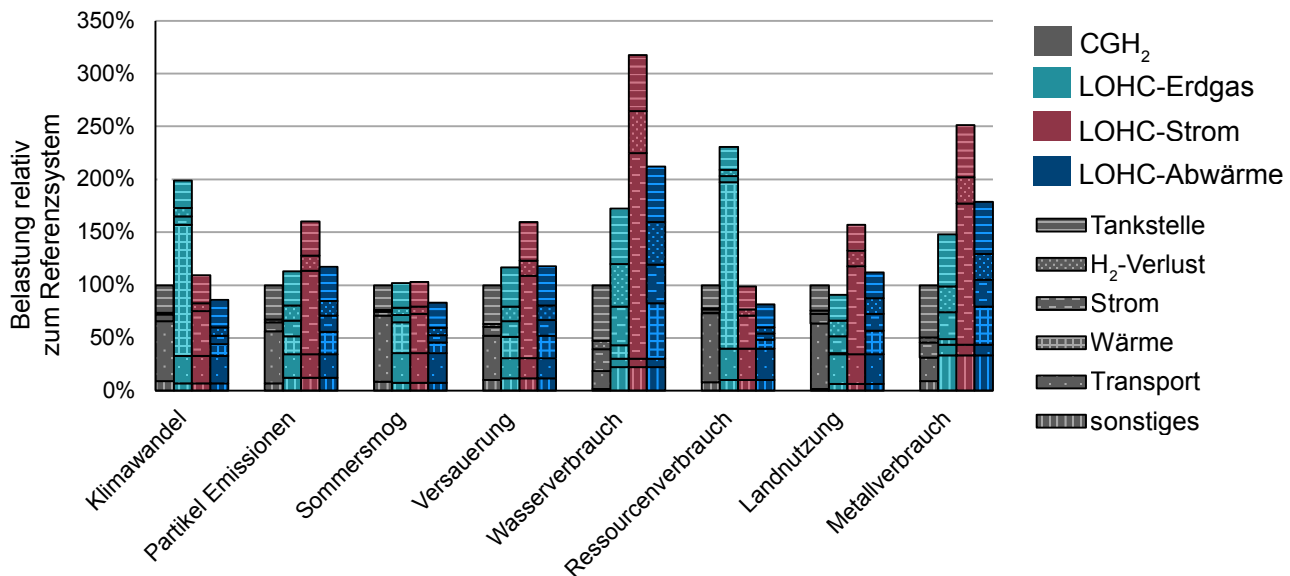


Abbildung 8.4: Trade-offs der Wasserstoffanlieferung an Tankstellen mit Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) im Vergleich zum komprimierten, gasförmigen (compressed, gaseous) Wasserstofftransport (CGH₂) Transport mit 250 bar Tanks für das Szenario 2050.

Die Umwelteffekte, die durch den Einsatz der LOHC-Technologie (Anlagenbau, Kühlwasser Hydrierung, DBT; in **Abbildung 8.3** als sonstiges subsumiert) bedingt und nicht vom Strommix abhängig sind, sind meist gering und machen zwischen 4 % und 12 % der gesamten Umweltwirkung aus. Beim Metallverbrauch macht dieser Teil jedoch bis zu 25 % des gesamten Metallverbrauchs für die LOHC-Kette mit Erdgasheizung aus. Dabei entfallen drei Viertel der Aufwendungen auf den Anlagenbau für Hydrierer und Dehydrierer bzw. ein Drittel auf die Katalysatormaterialien. Für die LOHC-Kette mit Nutzung von industrieller Abwärme beim Ressourcenverbrauch macht „sonstiges“ noch einen Anteil von gut 15 % aus, die zu drei Vierteln aus der Produktion des DBT stammen. DBT wird auf Basis von Toluol hergestellt, was wiederum ein Raffinerieprodukt auf Basis von Erdöl ist. Als Letztes ist die Kategorie Wasserverbrauch am Beispiel der LOHC-Kette mit Erdgasheizung zu diskutieren. Hier nimmt „sonstiges“ einen Anteil von 13,4 % ein und wird zu 85 % bestimmt durch die DBT-Produktion. Wie in vielen Umweltkategorien zuvor ist die DBT-Produktion auch im Wasserverbrauch hauptsächlich vom Strommix bestimmt (zu zwei Dritteln). Das weitere Drittel stammt aus der Toluolproduktion.

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 [111]. Daher wird an dieser Stelle genau 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 Lkw-Transport in Hochdrucktanks bei 500 bar herangezogen wird. Dies bedeutet eine Nettotransportkapazität von 1.100 kg pro Lkw-Fahrt. Die günstigere Alternative sind Drucktanks mit einem Niveau von 250 bar. Das senkt die Nettotransportkapazität auf 600 kg. Gleichzeitig verringert sich jedoch der Strombedarf für die Anfangskompression. Insgesamt erhöht sich dadurch die Wirkung auf den Klimawandel in 2050 von 1,01 auf 1,49 kg CO₂-Äq./kg Wasserstoff bzw. steigen die Emissionen um 46 %. Die größten Auswirkungen hat dies auf die Umweltwirkung Ressourcenverbrauch mit einem Plus von 49 %. Am wenigsten ist davon der Wasserverbrauch betroffen mit einem Plus von nur 1%. Dementsprechend verschieben sich die Trade-offs mit den LOHC-Transportketten (vgl. **Abbildung 8.4**).

Die Änderung der Transportkapazität hat zur Folge, dass mit einer Lkw-Fahrt mit LOHC ca. die 2,5-fache Menge Wasserstoff im Vergleich zum CGH₂-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 nicht für alle Umweltkategorien am vorteilhaftesten. Nur bei den Kategorien Versauerung, Wasser- und Metallverbrauch ist der CGH₂-Transport eindeutig im Vorteil. Bei den übrigen Umweltwirkungen liegt der CGH₂-Transport entweder gleichauf mit den LOHC-Technologien, z. B. Sommersmog, oder zumindest eine Option des LOHC-Transports hat eine niedrigere Wirkung als der CGH₂-Transport, z. B. Klimaänderung.

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 basieren auf dem „Deliverable“ D8.3 des HySTOC-Projektes. Die Kostendaten für das erforderliche Equipment der Tankstelle wurden von den Partnern des technischen Arbeitspaketes zur Verfügung gestellt. Die Kosten für die Wasserstoffversorgung per LOHC inkl. Vertankung für das heutige Szenario sind in **Abbildung 8.5** Kostenübersicht der Prozesskette – H₂-Versorgung einer Tankstelle – Referenzjahr 2020 dargestellt. Dabei sind für jeden Abschnitt der Prozesskette (vgl. 8.2.1) die Kosten für die Abschreibungen der Investitionsausgaben sowie die Gesamtkosten des jeweiligen Schrittes angegeben.

Bei der Hydrierung werden zwei Fälle betrachtet inwiefern die Wärme der Reaktion abgeführt wird: Kühlung durch

Dampferzeugung mit anschließender Verstromung in einer Dampfturbine oder durch Kühlwasser ohne Nutzung der Hydrierwärme. Im Rahmen der TÖA hat sich bei einer Schätzgenauigkeit von $\pm 30\%$ für die Hydrierung keine Option als vorteilhafter erweisen, da die Differenz bei weniger als 0,01 €/kg H₂ liegt. Dieser Umstand gilt auch für die Jahre 2030 und 2050, für diese Jahre beträgt die Differenz knapp unter 0,02 €/kg H₂. Bei den Kosten für den Transport per Lkw sind für jedes Stützjahr die gleichen Annahmen (gemäß Technischer Anhang, Kapitel 7.3.3) getroffen worden, selbstfahrende Lkws bzw. alternative Antriebe für den Lkw wurden nicht weiter berücksichtigt. Bei der Dehydrierung werden drei Fälle betrachtet, wie die für die Reaktion erforderliche Wärme dem System zugeführt werden kann. Durch Verbrennung von Erdgas, durch Strom oder durch Nutzung von industrieller Abwärme. In jedem Fall wird der Wasserstoff, welcher bei der Aufreinigung verloren geht, mit für die Wärmebereitstellung genutzt. Durch die Vorgabe, dass industrielle Abwärme kostenfrei zur Verfügung steht, ist diese Option die mit den geringsten Kosten. Die Wasserstoffkosten aus **Abbildung 8.5** wurden in Abschnitt 7.2.3 ermittelt.

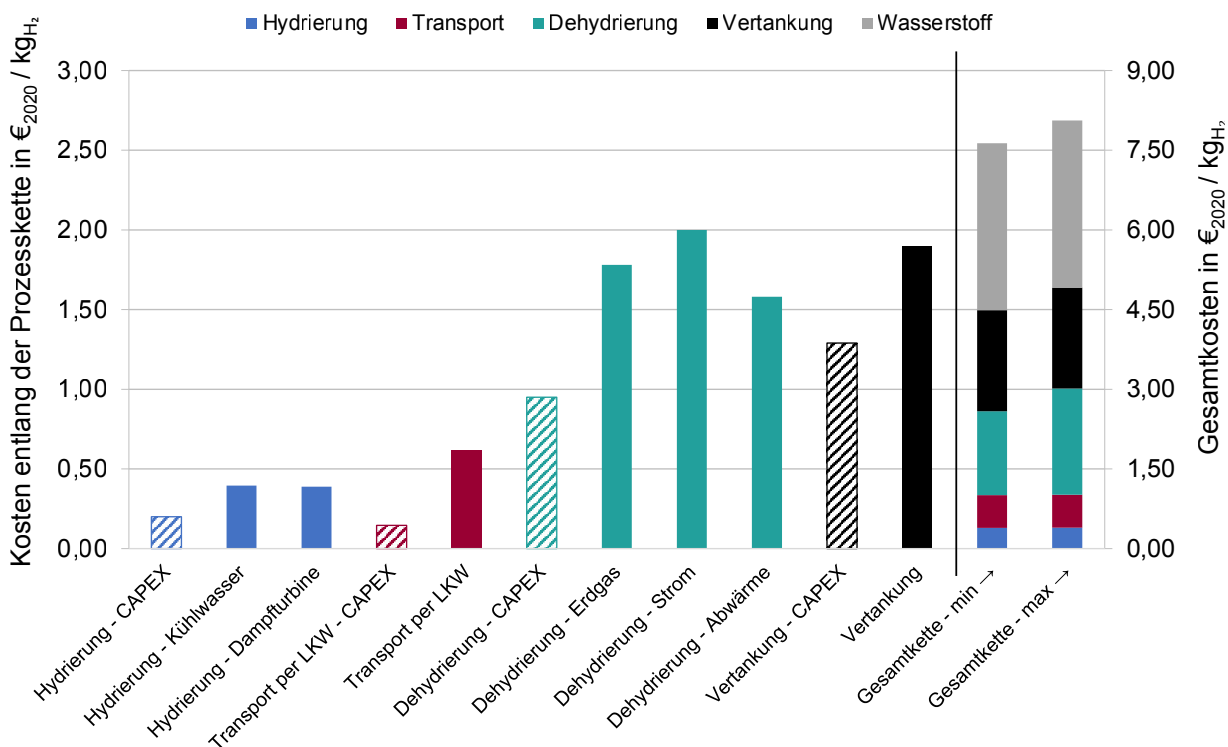
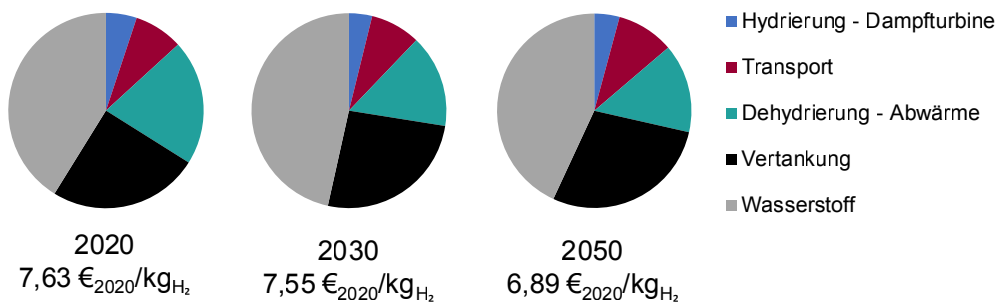
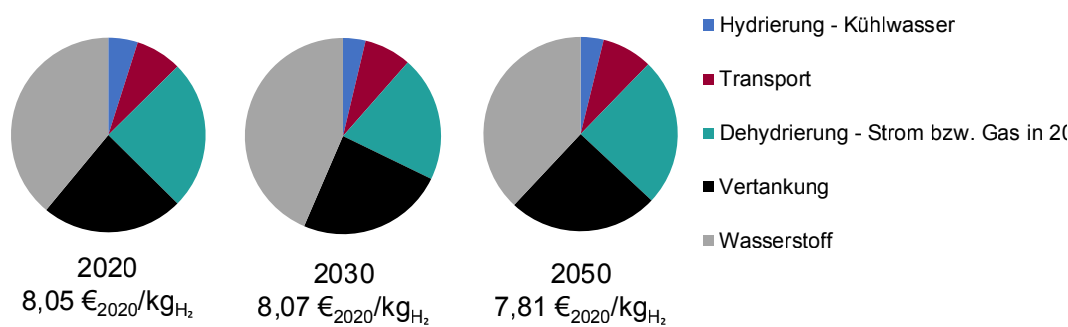


Abbildung 8.5: Kostenübersicht der Prozesskette – H₂ Versorgung einer Tankstelle – Referenzjahr 2020.

Abbildung 8.6: H₂-Kosten an der Tankstelle – Minimalfall.Abbildung 8.7: H₂-Kosten an der Tankstelle – Maximalfall.

Die Auswirkungen des Technologiefortschrittes auf die Kosten des Wasserstoffs sind in **Abbildung 8.6** und **Abbildung 8.7** abgebildet. Dabei wurden in Abhängigkeit der betrachteten Fälle jeweils die minimalen bzw. maximalen Kosten berücksichtigt. Bei den maximalen Kosten ist für 2020 und 2030 der Fall die teuerste Option, bei welchem Strom für die Dehydrierwärme verwendet wird. Durch die perspektivisch steigenden Preise für CO₂-Emissionen ist für 2050 das Einbringen der Dehydrierwärme durch Erdgas die teuerste Option.

Aus den Darstellungen aus **Abbildung 8.6** und **Abbildung 8.7** ist ersichtlich, dass die eigentliche Vertankung ca. ein Viertel der Gesamtkosten ausmacht. Diese relativ hohen Kosten ergeben sich aus dem vorgegebenen Vertankungskonzept, bei welchem relativ viel Wasserstoff bei hohem Druck vorgelegt werden muss und eine Kühlung vor der Vertankung

erforderlich ist. Des Weiteren ist ersichtlich, dass die Kosten sich in der gleichen Größenordnung befinden wie der heutige Wasserstoffpreis an deutschen Tankstellen, welcher bundesweit bei 9,50 €/kg H₂ liegt.

Als Referenzprozess wird der Transport in Druckbehältern per Lkw betrachtet. Da es bei den Kostendaten für die 500 bar Trailer einen großen Unterschied zwischen den einzelnen Quellen gibt, sind für zwei unterschiedliche Kostendaten die Ergebnisse angegeben (siehe [102]). Zusätzlich wurde der Transport mit einem 250 bar-Trailer als Sensitivität angegeben. Die Tankstellenkonfiguration wurde für den Referenzprozess nicht variiert. In [102] sind die Kosten für die Referenzprozesse (Bezeichnung CGH₂) im Vergleich zu den Kosten aus der P2X-Prozesskette (Bezeichnung LOHC) dargestellt. Die Indizes Hx bzw. R geben die Quelle der Kostendaten für den Trailer an.

Aus den Daten der **Abbildung 8.8** ist ersichtlich, dass unter den gegebenen Randbedingungen und im Rahmen der Schätzgenauigkeit von $\pm 30\%$ die Kosten für den Transport per LOHC mit denen des Transports in Drucktrailern vergleichen lässt. 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. Aus Gründen der Vergleich-

barkeit wurde bei den Berechnungen jedoch die Tankstellenkonfiguration nicht verändert. Technische Vorteile der LOHC-Technologie, welche in den Kosten nicht dargestellt sind, ist die Nutzbarkeit der bestehenden Infrastruktur an den vorhandenen Tankstellen sowie den geringeren Speicherkosten, falls größere Mengen an Wasserstoff vorgelagert werden sollen. Weitere Einflussgrößen für den Vergleich zwischen der LOHC-Technologie und den Drucktrailern ist die zu transportierende Menge sowie die Distanz.

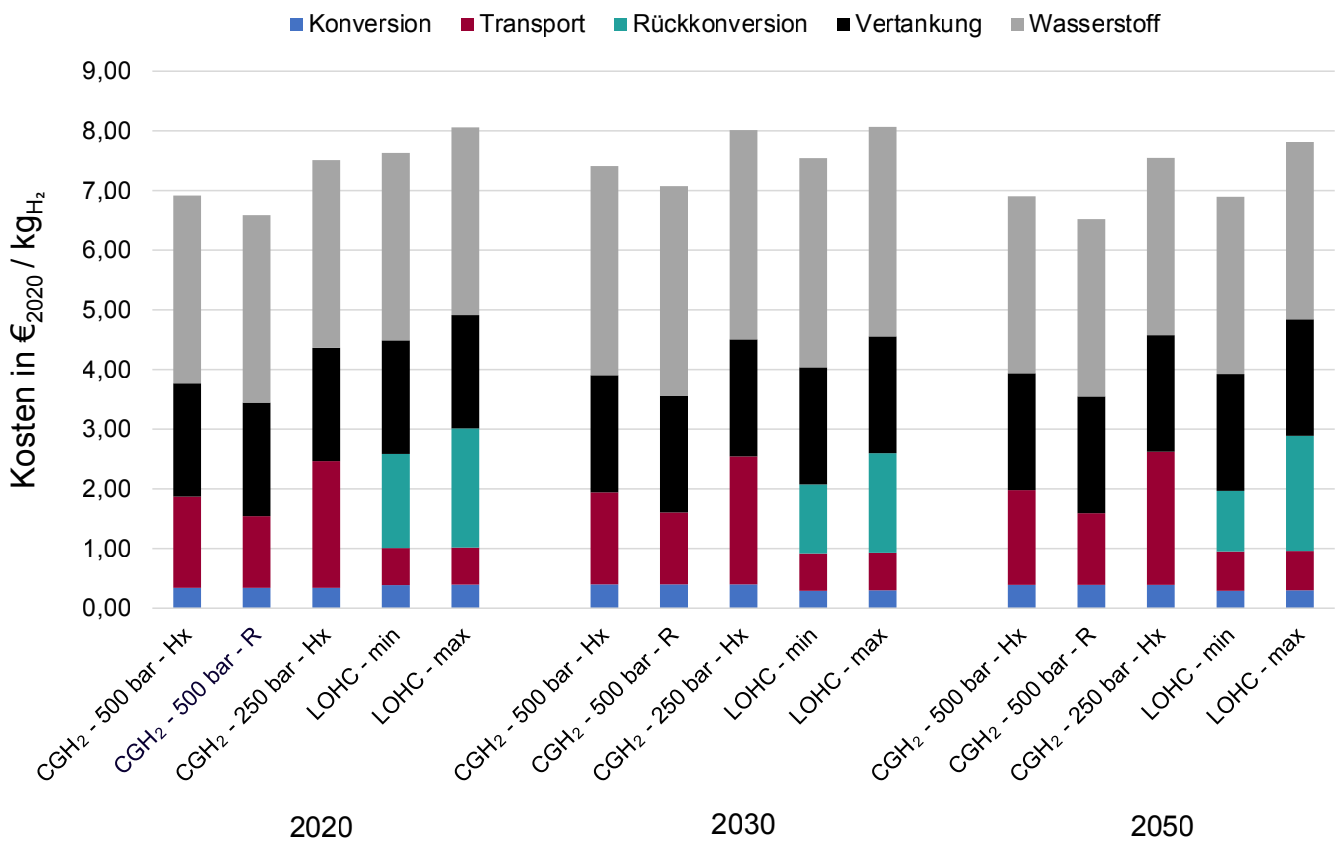


Abbildung 8.8: Kosten der Referenzprozesse und P2X-Prozesskette für die Versorgung einer H₂-Tankstelle.

9. Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff

Autor: Florian Ausfelder

9.1 Aktuelle Nutzung und Erzeugung von Wasserstoff

Wasserstoff wird von vielen als ein zentraler und universell einsetzbarer Energieträger der Zukunft gesehen. Dies ist eine Rolle, die er aktuell im Energiesystem praktisch nicht einnimmt. Wasserstoff kommt jedoch heute in großen Mengen stofflich genutzt zum Einsatz. Mengenmäßig am bedeutendsten ist dabei die Herstellung von Ammoniak über die Haber-Bosch-Synthese. Neben weiteren Anwendungen in der chemischen Industrie sowie eingeschränkt in anderen Industrien ist der Einsatz von Wasserstoff im Raffineriebereich, insbesondere zur Entschwefelung von Rohöl, von großer Bedeutung. Abbildung 9.1 stellt die aktuellen Anwendungsgebiete von Wasserstoff dar [112].

Der vorwiegend industrielle Einsatz von Wasserstoff erfolgt weitestgehend mit „captive hydrogen“, also Wasserstoff, der vor Ort erzeugt und umgesetzt wird. Durch die Dampfreformierung von Erdgas, die aktuell am weitesten verbreitete Technologie zur Erzeugung von Wasserstoff, ist eine praktisch universell einsetzbare und skalierbare Technologie verfügbar.

Von Nachteil sind die damit verbundenen CO₂-Emissionen, die in der Größenordnung von 10 t CO₂ pro t H₂ [105] anfallen. Die Technologie muss nicht bis zur vollständigen Umwandlung betrieben werden und kann zur Erzeugung von Synthesegasgemischen eingesetzt werden.

Die Wasserelektrolyse wird aktuell nur dort eingesetzt, wo die eingesetzten Mengen zu klein für den Einsatz der Dampfreformierung sind. Elektrolytisch erzeugter Wasserstoff fällt jedoch auch in der Größenordnung von rund 100 kt/a stöchiometrisch als Nebenprodukt in der Chlor-Alkali Elektrolyse an [113], [114]. Abhängig von den lokal verfügbaren Prozessen, erfolgt teilweise eine stoffliche Nutzung, ansonsten wird der Wasserstoff energetisch zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt.

Raffinerien erzeugen Wasserstoff in dem Prozess der katalytischen Reformierung als einem ihrer Umwandlungsprozesse von Erdölfractionen oder auch mit der Vergasung von Rückständen. Der Wasserstoff findet hauptsächlich Anwendung in der Entschwefelung des Rohöls. Große Mengen von Wasserstoff fallen auch in den Kokereien der Stahlindustrie an. Kokereigas enthält ungefähr 60% Wasserstoff [115]. Die sogenannten Kuppelgase werden aktuell durch Verbrennung in den Hüttenkraftwerken kontinuierlich in Strom und Wärme umgewandelt. Auch andere Vergasungsprozesse können wasserstoffhaltige Gase erzeugen.

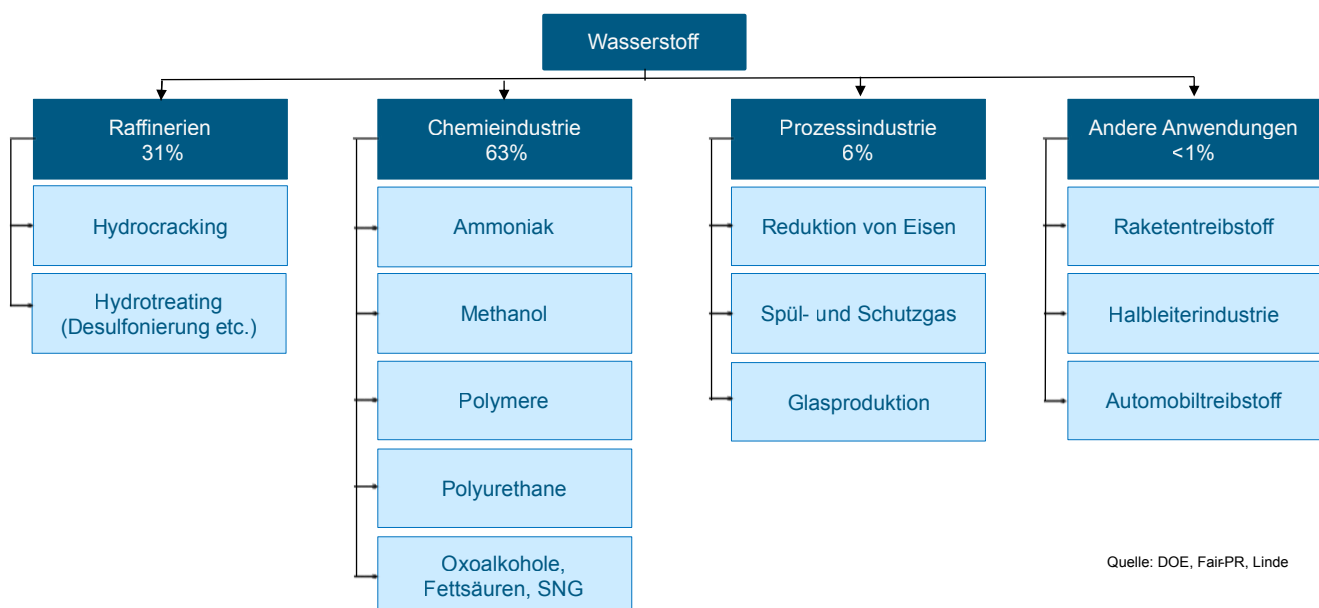


Abbildung 9.1: Aktuelle Nutzung von Wasserstoff, angepasst von [112].

9.2 Perspektivische Nutzungsoptionen für Wasserstoff

Die perspektivische Nutzung von Wasserstoff umfasst neben den oben genannten Bereichen, die auch in Zukunft einen, ggfs. veränderten Bedarf, an Wasserstoff haben werden, praktisch alle Bereiche des Energiesystems.

Im Bereich der industriellen Nutzung, insbesondere in der chemischen Industrie, kann die Transformation der Feedstockbasis vom Erdöl und -gas hin zu recycelten Materialien, Biomasse und synthetischem Feedstock in Form von CCU/ PtX-Produkten, einen beachtlichen Bedarf generieren. Unter den Annahmen einer Treibhausgasneutralität in 2050 für die chemische Industrie ermittelte die Studie Roadmap 2050 von Geres et al. einen Wasserstoffbedarf von rund 7 Mio. t/a [78], was im Rahmen der unterschiedlichen Annahmen konsistent mit dem Wasserstoffbedarf des Basisszenarios in der Größenordnung von 6,2 Mio. t ist. Ein Großteil davon kommt für die Erzeugung synthetischen Feedstocks zum Einsatz. Die chemische Industrie wird auch weiterhin Wasserstoff für die Herstellung von Ammoniak benötigen sowie Wasserstoff als Reduktionsmittel einsetzen. Neue Prozesse umfassen die Herstellung von synthetischen Grundchemikalien entweder über die Fischer-Tropsch-Route, oder über die Methanolroute mit Folgeprozessen zur Erzeugung von Olefinen oder Aromaten. Beide Routen sind in der Lage wesentliche Teile der Grundchemikalien bereitzustellen. Die Fischer-Tropsch-Route liefert, je nach den gewählten Prozessparametern, Stoffgemische, die mit der aktuellen erdölbasierten Infrastruktur weitgehend kompatibel sind, während die Methanol-Routen eindeutiger Produktspektren aufweisen. Stöchiometrisch benötigt die Fischer-Tropsch Route 429 kg H₂ für 1 t synthetisches Naphtha. Für die Methanolerzeugung ergibt sich entsprechend ein Bedarf von 188 kg H₂ für 1 t Methanol.

Der Kraftstoffsektor wird neben dem Einsatz von Biomasse auch auf synthetische Kraftstoffe zurückgreifen müssen, um die sich ständig verstärkenden Anforderungen in Bezug auf Treibhausgasreduktionen zu erfüllen. So werden im Basis-szenario insgesamt 102 TWh H₂ über PtL in den Verkehrssektor eingebracht, zusätzlich zur direkten Nutzung von 87 TWh H₂, also insgesamt ein Wasserstoffbedarf von ca. 5,7 Mio. t H₂. Perspektivisch werden bestimmte Bereiche verbleiben, wie Luft- und Schifffahrt oder auch isoliert eingesetzte Maschinen, die auch zukünftig zu großen Anteilen mit flüssigen Kraftstoffen versorgt werden müssen. Die dabei einsetzbaren Technologien entsprechen den für die chemische Industrie

dargestellten. Aktuell wird auch die mögliche Rolle von Ammoniak als Energieträger/Kraftstoff, insbesondere im Bereich der internationalen Schifffahrt diskutiert. Eine Kraftstoffnutzung des aktuell hauptsächlich als Düngemittel eingesetzten Moleküls würde den Strom- und den Kraftstoffmarkt eng mit dem Düngemittelmarkt verkoppeln.

Neben den synthetischen Kraftstoffen kann Wasserstoff auch direkt für Brennstoffzellen-betriebene Antriebe eingesetzt werden. Aktuell ist die Anzahl der mit Wasserstoff betriebenen Straßenfahrzeuge mit 507 Fahrzeugen [116] sehr überschaubar. Dies muss jedoch nicht so bleiben, auch wenn die Brennstoffzellen-Modelle im Pkw-Bereich aktuell fast ausschließlich die Domäne der asiatischen Fahrzeughersteller ist. Obwohl sie nicht in der gleichen Form den Reichweitenrestriktionen unterliegen, wie die Batterie-betriebenen Elektrofahrzeuge, wird die weitere Nutzung durch ein nur spärlich vorhandenes Tankstellennetz erschwert. Hier liefert die LOHC-Technologie ggfs. einen wertvollen Ansatz, mit dem die Implementierung dieser Technologie beschleunigt werden kann. Diese Vorbehalte bzgl. der Verfügbarkeit von Tankstellen sind deutlich weniger limitierend für den Flottenbetrieb und insbesondere für den Einsatz im Schienenverkehr. Hier bietet die Technologie die Möglichkeit, die verbleibenden Dieselaggregate auf Strecken, für die sich eine durchgehende Elektrifizierung nicht lohnt, oder auch im Rangierbetrieb, auf eine potenziell emissionsfreie Technologie umzurüsten. Daneben wird der Einsatz von Wasserstoff in der Stromversorgung von Schiffen in Häfen oder geparkten Flugzeugen diskutiert. Für Flugzeuge gibt es für den Kurzstreckenbereich auch Überlegungen, diese mit Brennstoffzellen-betriebenen Aggregaten zu betreiben [117].

Der Stahlsektor kann verschiedene Optionen verfolgen. Langfristig kann Wasserstoff über die Direktreduktionsroute (DRI) Eisenerz zu Eisenschwamm reduzieren, der dann über einen Elektrolichtbogenofen zur Weiterverarbeitung aufgeschmolzen wird. Hierfür werden stöchiometrisch 54 kg H₂ für 1 t Rohstahl benötigt. Für die Direktreduktion wird aktuell Erdgas eingesetzt und es ist noch unklar, ob und wie Wasserstoff kontinuierlich in den Prozess eingeführt werden kann. Eine andere Option ist der teilweise Einsatz von Wasserstoff als Reduktionsmittel im Hochofen, womit Einblaskohle substituiert wird. Hierzu kann ggfs. auch das Kokereigas direkt genutzt werden. Diese Nutzungsoption ist schnell und bezogen auf die eingesetzten Mengen flexibel umsetzbar. Sie spart CO₂-Emissionen ein, wobei allerdings die Erlöse aus der Stromerzeugung ebenfalls wegfallen. Wenn die heutige Stahlproduk-

tion perspektivisch auf DRI mit Wasserstoff umgestellt werden würde, ergäbe sich bei einer Produktionsmenge von rund 30 Mio. t Primärstahl [118] ein Bedarf von 1,62 Mio. t H₂.

Der Einsatz in Hochtemperaturprozessen und zur industriellen Wärmeerzeugung ist ebenfalls möglich. So bedarf die Behälterglas- bzw. Flachglasherstellung, abhängig vom Scherbenanteil, einen Wärmeeintrag von 7,2 GJ/t bzw. 9,0 GJ/t Glas [119] der aktuell durch die Verbrennung von Erdgas bereitgestellt wird. Eine vereinfachte Abschätzung des Wärmebedarfs würde daher einen Wasserstoffbedarf von rund 0,4 Mio. t/a für die aktuelle Produktion ergeben. Es ist jedoch zu beachten, dass für einige Prozesse nicht nur der Wärmeeintrag relevant ist, sondern auch die Prozessatmosphäre, so dass z.B. auch der Einsatz von synthetischem Methan denkbar wäre, um die Prozessanforderungen zu bedienen.

Wasserstoff kann als Brennstoff gemeinsam mit Erdgas in GuD-Kraftwerken zur Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt werden. Dies kommt bereits heute an Standorten zum Einsatz, die einen Wasserstoffüberschuss haben und diesen nicht stofflich verwerten können. Wasserstoff als Energieträger ist ähnlich wie Erdgas in Kavernen in großen Mengen speicherbar und kann daher zur Absicherung der Versorgung an Strom und Wärme eingesetzt werden.

Wasserstoff kann in engen Grenzen von 2 % (wegen Kompatibilität zur Nutzung in Erdgasfahrzeugen gemäß DIN 51624) aktuell in das Erdgasnetz zugemischt werden. Die aktuellen Grenzwerte sind nicht durch die Fähigkeit des Erdgasnetzes definiert, sondern durch die Limitierungen aufgrund des Einsatzes von Erdgas in Erdgas-betriebenen Pkw. Das Erdgasnetz selbst kann mit deutlich höheren Konzentrationen von Wasserstoff bis hin zu 20 % [120] sicher betrieben werden. Damit kann Wasserstoff im Brennstoffgemisch für industrielle, gewerbliche und private Anwendungen zur Verfügung gestellt werden. Langfristig könnte die Umwidmung von Erdgaspipelines und ggfs. der Neubau von Leitungen auch eine Versorgung mit reinem Wasserstoff für diese Anwendungen sicherstellen.

9.3 Bedingungen für den Einsatz von Wasserstoff

Technisch gesehen ist Wasserstoff ein universell einsetzbarer Energieträger und kann als Reduktionsmittel und Rohstoff Anwendung finden. Der Einsatz von Wasserstoff ist abhängig von einzelnen Anwendungsgebieten an bestimmte Bedingungen geknüpft.

Im industriellen Bereich ist die Beantwortung der Frage der Versorgungssicherheit eine notwendige Bedingung für eine Implementierung der entsprechenden Technologie. Dies ist jedoch nicht hinreichend, da die mit Wasserstoff erzeugten Produkte in der Regel in direkter Konkurrenz zu entsprechenden fossil-basierten Produkten stehen. Eine Kostenparität gegenüber der fossilen Referenz ist auch bei der Annahme von hohen CO₂-Zertifikatspreisen eine Herausforderung. Allerdings fallen eventuelle Mehrkosten hauptsächlich in der Materialerzeugung, d.h. den ersten Prozessschritten der industriellen Wertschöpfung an. Während also spezifisch deutlich höhere Kosten für die Rohmaterialien, z.B. für Stahl oder Naphtha, zu erwarten sind, ist der Anteil dieser Kosten am finalen Produkt, z.B. in einem Fahrzeug gering, so dass die Kostensteigerung in der Materialerzeugung durch die folgenden Wertschöpfungsschritte gedämpft wird.

Der Transportsektor hingegen ist stark von Regulierungen geprägt. So müssen EU-Flottengrenzwerte bei Lkw und Pkw eingehalten werden, die internationale Luft- und Schifffahrt müssen sich auf globaler Ebene über die Randbedingungen einigen, während nationale Regelungen wie die Besteuerung oder Ausnahmen davon ebenfalls den Rahmen setzen. Diese regulatorischen Rahmenbedingungen führen zu einer relativ hohen Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff im Transportsektor und einer geringeren Preiselastizität als beispielsweise im Industriesektor.

Der Einsatz von Wasserstoff zur Prozesswärmeerzeugung im industriellen Umfeld wird sich ebenfalls in direkter Konkurrenz zu anderen, i.d.R. fossil-basierten Wärmeerzeugungsoptionen, etablieren müssen. Während einzelne Prozesse, z.B. im Falle einer Direktfeuerung, auf den neuen Brennstoff Wasserstoff, oder ein entsprechendes Wasserstoff-/Erdgasgemisch angepasst werden müssen und ggfs. relativ unflexibel auf Änderungen reagieren können, dürften diese Variationen für die Erzeugung von Gebäudewärme und Warmwasser eher unkritisch sein.

Für die Stromerzeugung kann Wasserstoff, oder ggfs. in der Übergangszeit Wasserstoff-/Erdgasgemische, über GuD-Kraftwerke die Volatilität der erneuerbaren Erzeugung ausgleichen und somit netzstabilisierend eingesetzt werden.

10. Einsatzmöglichkeiten von Synthesegas

Autor: Florian Ausfelder

Der Begriff „Synthesegas“ wird im Folgenden für Gas-mischungen verwendet, die variable Anteile von CO_2 , CO , H_2 und H_2O enthalten und für die unten beschriebenen Umsetzungen konditioniert werden können. Hierbei können neben verschiedenen fossilen Feedstocks, wie Erdgas, Öl oder Kohle, auch z. B. Biomasse oder Kunststoffabfälle eingesetzt werden. Die Vergasung der Rohstoffe führt zu einem entsprechend zusammengesetzten Synthesegas, welches durch weitere Umsetzungsschritte, wie z. B. die Wassergas-Konvertierungsreaktion oder partielle Oxidation sowie Abtrennung und Aufreinigung von Störstoffen für die folgende Synthese konditioniert werden kann.

Der große Vorteil von Synthesegas liegt in der einfachen Manipulierbarkeit der Zusammensetzung. In diesem Sinne kann auch die Dampfreformierung zu Wasserstoff (und CO_2) als ein Extremfall des Synthesegases gedeutet werden. CO hingegen kann als universeller C1-Baustein für Synthesen eingesetzt werden. Die technisch bedeutendste Anwendung ist die Methanolsynthese, wobei neben CO auch CO_2 über einem Kupferkatalysator zu Methanol umgesetzt wird. Es wird ein Stöchiometrieverhältnis $(\text{H}_2 - \text{CO}_2) / (\text{CO} + \text{CO}_2)$ von 2:1 angestrebt (in der Realität eher 2,2:1).

Weitere Anwendungen in Deutschland umfassen Hydroformylierungen, bei denen Olefine mit Synthesegas umgesetzt werden, die zu um eine C-Einheit verlängerten Aldehyden führen. Diese können dann u. a. mit verbleibendem Wasserstoff zu Alkoholen der entsprechenden Kettenlänge umgesetzt werden. Es sind verschiedene Verfahrensvarianten im Einsatz.

Im Falle der Fischer-Tropsch-Reaktion wird ein Synthesegas in einem Verhältnis von 2:1 benötigt. Dieses wird dann über einem Katalysator ein Produktgemisch in Abhängigkeit von den gewählten Prozessbedingungen. Die entsprechende Produktverteilung gehorcht einer Anderson-Schulz-Flory-Verteilung und das Gemisch muss im Anschluss durch Raffinerieprozesse aufgearbeitet werden. Daraus können dann entsprechend Naphtha, Kraftstoffe etc. dargestellt werden. Im P2X-Projekt wurde dieser Pfad für kleine modulare Einheiten weiterentwickelt, um z. B. die lokale Bereitstellung von Kerosin auf isolierten Flugfeldern zu ermöglichen (vgl. Kapitel 5.2).

Die Methanisierung, d. h. die Herstellung von Methan aus einem Synthesegasmisch, ist ein Prozess der perspektivisch an Bedeutung gewinnen könnte. Technisch ist der Prozess auf Basis von Braunkohle im großen Maßstab im Great Plains Synfuel Plant in North Dakota, USA implementiert. Eine technische Umsetzung auf Basis von CO_2 und aus erneuerbarem Strom erzeugtem Wasserstoff findet aktuell in kleinerem Maßstab statt. Bekannt wurde die Implementierung der Audi E-Gas Fabrik in Werlte, welche erneuerbares Methan erzeugte und bilanziell ins Erdgasnetz einspeiste, um die Audi E-Gas Fahrzeuge zu versorgen. Die Anlage ist nun unter neuer Leitung, wenn auch weiterhin mit dem Ziel, synthetische Kraftstoffe zu produzieren [121].

Dieses Projekt sticht insofern heraus, da es in einem relevanten Maßstab nicht von fossilen Rohstoffen ausging, um das Synthesegas herzustellen, sondern den umgekehrten Weg beschritt und mit einem Gemisch aus CO_2 (aus einer Biogasanlage) und Wasserstoff (aus einer Windkraft-betriebenen Wasserelektrolyse) die Methanisierung betrieb. Damit wurde die Flexibilität der Synthesegasnutzung eindrücklich unter Beweis gestellt und der Weg für zukünftige Verfahren aufgezeigt. In Zukunft wird auch die Bereitstellung von CO_2 aus der Luft als nachhaltige Kohlenstoffquelle an Bedeutung gewinnen.

Prinzipiell sind die o. g. Verfahren ausgehend von CO_2 und H_2 genauso durchführbar wie auf Basis fossiler Rohstoffe. Damit können chemische Rohstoffe, Zwischen- und Endprodukte hergestellt werden. Diese Aussage soll nicht darüber hinwegtäuschen, dass im Einzelfall massive Anpassungen der Verfahren vorgenommen werden müssen. Die Nutzung der Synthesegaschemie kann einen wesentlichen Technologiebaustein für die Defossilisierung des Kraftstoffsektors und der chemischen Industrie darstellen. Mit der CO_2 -Elektrolyse (vgl. Kapitel 6.2), ggfs. zusammen mit der Wasserelektrolyse, sowie durch die mikrobiologische Umsetzung von Synthesegas zu Alkoholen hat das P2X-Projekt den Werkzeugkasten und damit die Einsatzmöglichkeiten nochmals deutlich erweitert.





C. POWER-TO-X IM DISKURS

11. Flexibilisierungsmöglichkeiten von PtX-Prozessketten

*Autor*innen: Hanna Dura, Florian Ausfelder*

In der ersten Roadmap des Projektes wurde in Kapitel 24 die Kontroverse hinsichtlich der Funktion von PtX als Sektorkopplungstechnologie dargelegt [4]. PtX-Technologien sind mittels flexibler Fahrweise in der Lage Fluktuationen eines erneuerbaren Stromsystems abzufedern und es somit zu stabilisieren. Gleichzeitig ermöglichen PtX-Technologien den Eintrag erneuerbaren Stroms in andere, nur schwer defossilisierbare Sektoren und Anwendungen, wie z. B. im Bereich Industrie, Wärme und Verkehr, für die entsprechend große Mengen mit einer entsprechenden Versorgungssicherheit bereitgestellt werden müssen. Für die beiden extremen Fahrweisen, flexibilitätsorientiert oder produktionsorientiert, von PtX-Anlagen ergeben sich bestimmte Rahmenbedingungen, die in [4] angerissen und im Verlauf des Projektes weiter vertieft wurden. In einem gemeinsamen Fachgespräch, an dem sowohl Projektpartner*innen als auch externe Expert*innen beteiligt waren, konnten diese Rahmenbedingungen hinsichtlich eines flexiblen vs. produktionsorientierten Anlagenbetriebs detailliert diskutiert werden. Die folgenden Ausführungen geben den aktuellen Stand des Diskurses wieder.

AUSLEGUNG UND BETRIEB FLEXIBEL BETREIBBARER PTX-ANLAGEN

Die Frage der Flexibilitätsoption muss bereits in der Planungsphase der PtX-Anlage berücksichtigt werden, um die richtigen Weichen stellen zu können. Ist für die Anlage keine Flexibilität vorgesehen, so können die einzelnen Prozessschritte direkt aufeinander ausgelegt und integriert werden, ohne dass ein zusätzlicher Bedarf für Speicher oder Kapazitätsreserven anfällt. Die Anlagendimension wird rein an der gewünschten Produktkapazität ausgerichtet. Soll die Anlage jedoch flexibel betrieben werden, ergeben sich andere Rahmenbedingungen, die für die Auslegung der Anlage zu berücksichtigen sind.

Dazu müssen die einzelnen Prozessschritte einer Prozesskette daraufhin untersucht werden, welche Flexibilität sie aufweisen. Für die Flexibilität im Sinne des Stromnetzes ist häufig nur ein Schritt der Prozesskette dominant, was im Falle der PtX-Prozesskette die Wasserelektrolyse ist. Damit die mögliche Flexibilität dieses Schrittes nicht durch fehlende Flexibilität der Folgeprozesse beschränkt wird, bietet sich die Zwischenspeicherung von Zwischenprodukten in der Prozesskette an. Damit wird der flexible vom nicht flexiblen Abschnitt der Prozesskette entkoppelt und eine höhere Flexibilität kann bereitgestellt werden, ohne die Produktqualität und Betriebssicherheit der Folgeprozesse negativ zu beeinflussen. Zur Umsetzung dieser Entkopplung muss in der Gesamtproduktionskette ein geeignetes Speichermedium identifiziert werden. Mögliche Verbindungen, die sich gut als Speichermedium eignen, sind CO , NH_3 und H_2 . Auf diese Weise kann weiter untersucht werden, wie der erste flexible (im Fall von PtX die Elektrolyse) und der nachgelagerte nicht flexible Anlagenabschnitt (Synthese), sowie der Speicher dazwischen ausgelegt werden können.

Um positive und negative Flexibilität anbieten zu können, muss der flexible Anlagenabschnitt in der Lage sein, zu jedem Zeitpunkt Last abzuwerfen (d. h. die Produktion zu verringern oder gänzlich einzustellen, positive Flexibilität), wenn nicht genug Strom im System ist, und Last aufzunehmen (d. h. die Produktion zu erhöhen, negative Flexibilität), wenn zu viel Strom im System ist. Um diese Voraussetzung zu erfüllen, müsste der Elektrolyseur im Normalfall auf Teillast betrieben werden, was umgekehrt einer Überdimensionierung des Elektrolyseurs entspricht. Damit die nachfolgenden Syntheseprozesse stabil weiterbetrieben werden können, ist eine adäquate Auslegung eines Speichers unerlässlich, da hierüber die Überbrückungsdauer einer Lasterhöhung oder -verringering definiert wird. Auch der Speicher müsste de facto überdimensioniert sein, um genügend Speichervolumen bieten zu können, wenn der Elektrolyseur positive Flexibilität bereitstellt, also Last aus dem andernfalls überlasteten Stromsystem aufnimmt und damit mehr Wasserstoff produziert, als die Folgeprozesse zum gegebenen Zeitpunkt verarbeiten können. Wäre der Speicher voll und liefen die Folgeprozesse auf Volllast, könnte der Elektrolyseur lediglich negative Flexibilität anbieten, d. h. Last abwerfen, um weniger zu produzieren. Im Sinne der Stabilisierung des Stromnetzes und der Verhinderung der Abschaltung erneuerbarer Erzeugungsanlagen, wäre jedoch das Angebot positiver Flexibilität von besonderem Interesse. Unter diesen Voraussetzungen wäre folglich der

Elektrolyseur sowie der Speicher innerhalb der PtX-Prozesskette größer auszulegen, als das durchschnittliche Produktionsvolumen (oder eine nicht flexibel geplante PtX-Anlage) erfordern würde. Hierfür müssen vor allem die wirtschaftlichen Aspekte bzgl. der Mehrkosten einer Überdimensionierung des Elektrolyseurs und des zusätzlichen Speichers, ein wahrscheinlich erhöhter Wartungsaufwand durch die flexible Fahrweise des Elektrolyseurs und die erwarteten Einnahmen aus der Flexibilisierung gegeneinander abgewogen werden. Dabei muss grundsätzlich berücksichtigt werden, dass derartige Netzdienstleistungen in der Regel weniger Erlöse erwirtschaften als die produzierten Produkte, da der Strom lediglich als ein Input für die eigentliche Wertschöpfung, die in den Produkten liegt, genutzt wird. Die Abschätzung möglicher Erlöse aus der Flexibilität ist jedoch äußerst schwer. Es existieren bereits Berechnungen, die auf Basis vergangener Jahreslastkurven den optimalen flexiblen Betrieb von Elektrolyseuren identifizieren [122], [123]. Da diesen Berechnungen jedoch bekannte Lastkurven zugrunde liegen, können die entsprechenden Algorithmen vorausschauend den optimalen Betrieb der Anlage für die gesamte Lastkurve ermitteln. In der Realität ist eine derartige Voraussicht des Lastverlaufs jedoch nicht gegeben (vgl. unten folgenden Abschnitt zu „Stabilisierung des Stromsystems“), sodass im realen Anwendungsfall kein optimierter Betrieb des Elektrolyseurs im Vorfeld festgelegt werden kann. Darüber hinaus wird auch die Produktseite im Sinne von z. B. einzuhaltenden Lieferverträgen, der Auftragslage usw. einen gewissen Einfluss darauf haben, wann der Elektrolyseur Flexibilität anbieten und wann der Speicher be- oder entladen werden kann. Grundlegende Schwankungen in der Erzeugung erneuerbaren Stroms aus PV und Wind im täglichen und saisonalen Verlauf sind bekannt und können als gute Richtwerte dienen; auch können regionalisierte Lastkurven (z. B. pro Bilanzkreis) weitere detaillierte Hinweise auf die Menge und Dauer von Lastspitzen und -tälern liefern. Eine genaue Planung ist jedoch nicht möglich. Ist es das Ziel der flexiblen PtX-Anlage, dem Stromnetz möglichst umfassende Flexibilität zur Stabilisierung anbieten zu können, besteht die Herausforderung darin, den Elektrolyseur und den Speicher entsprechend so auszulegen und auszulasten, dass praktisch jede Flexibilitätsanfrage angenommen werden kann. Dem gegenüber steht die eigentliche Flexibilitätsanfrage aus dem Stromnetz. Um das Stromnetz zu stabilisieren, stehen den Stromnetzbetreibern unterschiedliche Optionen zur Verfügung (vgl. folgender Abschnitt „Stabilisierung des Stromsystems“), wobei naturgemäß auch

hier kostengünstig optimiert wird, d.h. gibt es günstigere Flexibilitätsanbieter im Bilanzraum, so kann es durchaus passieren, dass die PtX-Anlage Flexibilität anbietet, diese jedoch nicht in Anspruch genommen wird. Dies verursacht große Unsicherheiten in der Wirtschaftlichkeitsberechnung der Anlage, sodass das Angebot von Flexibilität lediglich als zusätzlicher Effekt einer möglichen Reduktion der Produktionskosten betrachtet werden sollte.

Vor diesem Hintergrund ist auch der Standort der PtX-Anlage nicht unbedeutend, denn der größte positive Effekt für die Stabilisierung des Stromnetzes und die größte Wahrscheinlichkeit für eine Inanspruchnahme der Flexibilität ist dort zu erzielen, wo die größten Netzengpässe zu erwarten sind. Unter dieser Prämisse wäre die Wahl des Produktionsstandortes gekoppelt an diese „Schwachstellen“ im Stromnetz, natürlich unter gleichzeitiger Berücksichtigung der Verfügbarkeit der übrigen notwendigen Grundressourcen und Infrastrukturen für die jeweilige PtX-Produktionskette. Analog zu den Flexibilisierungsmöglichkeiten von PtX-Prozessketten muss folglich auch die Frage des Standortes individuell betrachtet werden, wenn es um die Stabilisierung des Stromnetzes geht. Es ist dabei grundsätzlich zwischen einem Flexibilitätsbedarf des gesamten Stromnetzes im Sinne zeitlich stark begrenzten oder übermäßigen Verfügbarkeiten elektrischer Leistung und einem lokalen Flexibilitätsbedarf, der ggfs. stark von Netzrestriktionen geprägt sein kann, zu unterscheiden.

STABILISIERUNG DES STROMSYSTEMS

Aus Sicht des Stromnetzes stellt sich die Situation gegenwärtig so dar, dass die Einspeisung von Strom aktiv geregelt wird, um eine möglichst gleichmäßige Netzbeanspruchung zu erzielen, d. h. es erfolgt ein Ausgleich der Stromeinspeisung und Stromabnahme bei gleichbleibender Stromnetzfrequenz von 50 Hz. Grundsätzlich werden zwei Arten von „Störungen“ unterschieden: der Netzengpass, welcher auftritt, wenn mehr Strom in das Netz eingespeist wird, als das Netz übertragen kann, und dem Systembilanzproblem, welches aufgrund zu hoher oder zu niedriger Stromeinspeisung zu höheren Schwankungen der Stromnetzfrequenz führt. Zum Ausgleich stehen unterschiedliche Maßnahmen zur Verfügung.

Netzengpässe werden in erster Linie über den sog. Redispatch abgefangen. Kraftwerksbetreiber melden in Dispatch-Plänen die Einsatzplanung ihrer Kraftwerke in der Regelzone an den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber, welcher mithilfe einer

Lastflussberechnung frühzeitig mögliche Engpässe im Netz identifiziert und anschließend einen Redispatch-Plan mit entsprechenden Lastenänderungen an die Kraftwerksbetreiber zurückmeldet. Auf diese Weise wird in einem 24 h-Zeitfenster die Einspeisung für eine möglichst gleichmäßige Netzbeanspruchung geplant. Kommt es innerhalb dieses Zeitfensters dennoch zu Netzengpässen können weitere mögliche Maßnahmen ergriffen werden, deren Reihenfolge gemäß §13 EnWG gesetzlich geregelt ist. Hier kommen Anpassungsmaßnahmen, wie z. B. eine Umschaltung auf andere Netzschnitte ins Spiel, die Drosselung konventioneller Kraftwerke soweit technisch möglich, bis hin zur letzten ergreifbaren Maßnahme der Abregelung erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen.

Zur Erhaltung einer ausgeglichenen Systembilanz wird Regelenenergie vorgehalten, welche für deutlich kurzfristigere Zeiträume zum Einsatz kommt, in Sekunden- (Primärreserve), über fünf Minutenintervalle (Sekundärreserve) bis zu Viertelstundenintervallen (Minutenreserve). Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln turnusmäßig die benötigten Reserven, die anschließend am Regelenenergiemarkt ausgeschrieben und von zugelassenen Regelenenergieanbietern eingekauft werden können. Der Regelenenergiemarkt ist über ein Auktionsverfahren geregelt, indem jeder Anbieter „seine“ Regelenenergie zu einem definierten Arbeitspreis anbietet und die Stromnetzbetreiber gemäß eines Meritorderverfahrens vom günstigsten bis zum teuersten Anbieter Regelenenergie abrufen. Auf diese Weise werden die Mehrkosten für das Stromsystem möglichst gering gehalten. Für die Regelenenergieanbieter birgt dies jedoch entsprechende Unsicherheiten, da das reine Vorhalten von Flexibilität nicht vergütet wird, sondern nur ihr tatsächlicher Abruf. Eine Vorhersage von Erlösen aus dem Angebot von Flexibilität lässt sich aus Sicht der Anbieter (z. B. der flexibel betreibbaren PtX-Anlage) daher nicht machen. Die Teilnahme am Regelenenergiemarkt unterliegt strengen Auflagen, die teilweise große Hürden darstellen. So verpflichtet sich der Betreiber seinen Strom grundsätzlich im Rahmen der Direktvermarktung anzubieten (was wiederum an weitere Auflagen geknüpft ist) und eine Mindestleistung von 5 MW für die Minutenreserve und Sekundärreserve sowie 1 MW für die Primärreserve erbringen zu können.

Die getroffenen Maßnahmen zur Stabilisierung des Stromsystems verursachen im Stromsystem zusätzliche Kosten, die in der Regel über die Netznutzungsentgelte umgelegt werden. Im Falle der Regelenenergie kommt zusätzlich der

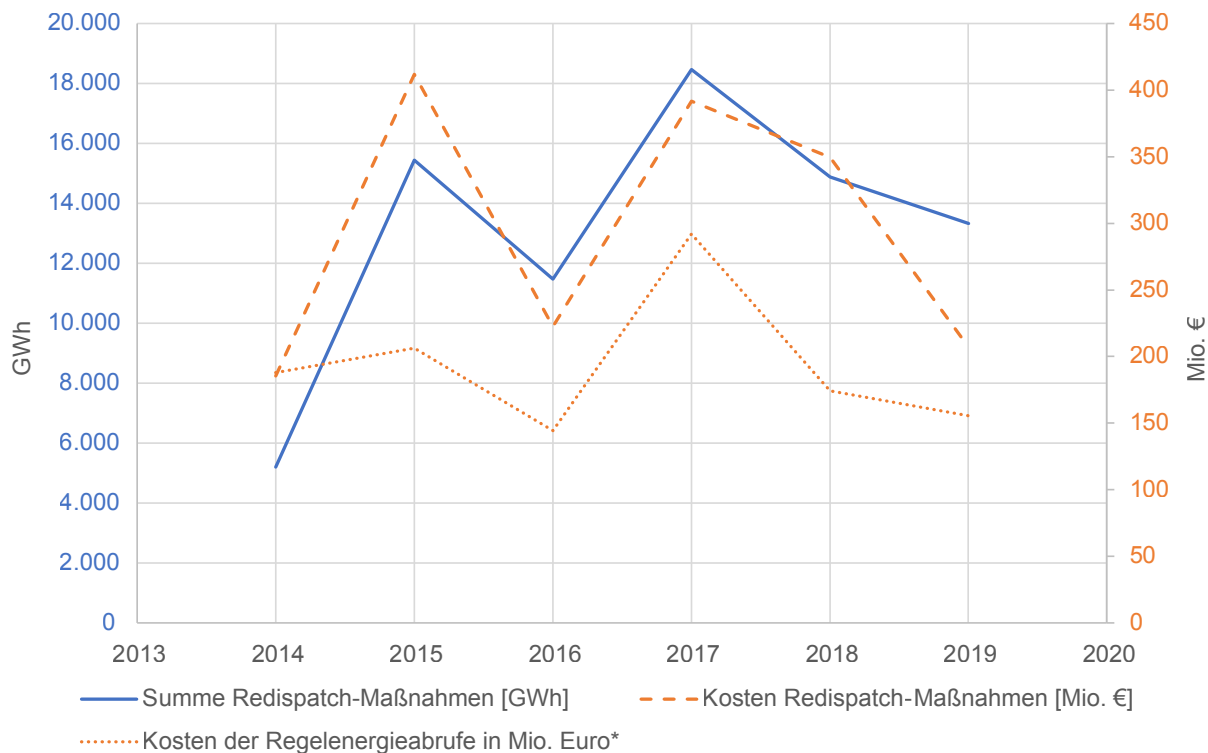


Abbildung 11.1: Zeitliche Entwicklung der Menge und Kosten von Redispatchmaßnahmen und abgerufener Regelenenergie.

*Es liegen keine offiziellen Erhebungen und Statistiken zu den tatsächlichen Kosten der Regelenenergieabrufe vor; daher können diese nur näherungsweise über den Regelarbeitsenergiepreis und dem NRV-Saldo ermittelt werden. Eigene Darstellung basierend auf [124], [125].

Ausgleichsenergiemechanismus zum Tragen. Dabei wird das Vorhalten von Regelenenergie (Leistungspreis) über die Netznutzungsentgelte über alle Stromverbraucher abgerechnet, während die Kosten für die tatsächlichen Abrufe von Regelenenergie (Arbeitsenergie) über den Ausgleichsenergiemechanismus von den jeweiligen Bilanzkreisen getragen werden. Wie in **Abbildung 11.1** dargestellt, unterliegen die Mengen sowie die Kosten für die Maßnahmen in den vergangenen Jahren sehr starken Schwankungen. Dies liegt in den zahlreichen Änderungen des Stromsystems begründet, wie dem vorzeitigen Ausstieg aus der Atomenergie und dem starken Ausbau von offshore-Windkraftanlagen, bei einem vergleichsweise zu langsamen Ausbau der Übertragungsnetze usw. Vor dem Hintergrund der zukünftig noch notwendigen Änderungen kann davon ausgegangen werden, dass derartige Schwankungen weiterhin bestehen bleiben. Dabei sollte nicht der Eindruck entstehen, dass diese Kosten jemals vollständig eliminiert werden können, denn dies würde zu jedem Zeitpunkt des Tages an jedem Netzabschnitt eine perfekte Voraussicht bedeuten. Folglich gilt es aus Sicht des Stromsystems, Flexibilitätsoptionen und Mechanismen zu finden, die eine technische Umsetzung einer kostenoptimierten Steuerung des Netzes ermöglichen.

Allen gegenwärtig zum Einsatz kommenden Maßnahmen ist gemein, dass es sich um einspeiseseitiges Management handelt, sodass PtX-Anlagen, welche primär Stromverbraucher sind, keine Berücksichtigung finden. Aufgrund der schlechteren Planbarkeit erneuerbarer Energieerzeugung wird jedoch ein einspeiseseitiges Lastenmanagement zukünftig erschwert. Entsprechende Nachfragereaktionsmechanismen könnten eine zusätzliche Möglichkeit zur Netzstabilisierung bieten. Die Umsetzung eines nachfrageseitigen Lastenmanagements ist im Gegensatz zu einem erzeugerseitigen jedoch deutlich komplexer. Bedingt erforderliche oder schlecht konzipierte Nachfragereaktionsmechanismen können zu Wettbewerbsverzerrungen, Hindernissen für die grenzüberschreitende Durchleitung von Strom und überhöhten Strompreisen führen. Es bedarf daher einer Anpassung der in Deutschland heute geltenden Regelwerke, die eine solche Flexibilität erlauben und für den Flexibilitätsanbieter wirtschaftlich interessant machen. Entsprechend heutigen Rahmenbedingungen regeln die Stromverträge zwischen Versorger und Industrieverbraucher eine festgelegte Abnahme von Strommenge und Leistung. Wird über die vereinbarte Menge und Leistung hinaus abgenommen,

so fallen empfindliche Strafzahlungen für den Industrie-verbraucher an, sodass gegenwärtig eine möglichst gleichbleibende, vorhersehbare Stromabnahme verankert wird. Erste Schritte hin zu flexibleren Verträgen macht die Maßnahme zur Verordnung abschaltbarer Lasten (AbLaV) von 2016, nach der deutsche Netzbetreiber flexible wöchentliche Verträge mit Kund*innen für eine Gesamtkapazität von 1.500 MW schließen können. Damit können Netzbetreiber den Verbrauch dieser Kund*innen gegen eine Zahlung einer Gebühr reduzieren.

Um das Stromsystem über ein nachfrageseitiges Lastenmanagement stabilisieren zu können, müssen somit zunächst adäquate regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden. Verteilnetzbetreiber müssen in die Lage versetzt werden, ohne Unsicherheiten auf die erforderlichen Mengen Regelenenergie zugreifen zu können, um das Stromsystem stabil zu halten. PtX-Anlagenbetreiber müssen als Produkthersteller primär den wirtschaftlichen Betrieb ihres Unternehmens sicherstellen. Es müssen daher Rahmenbedingungen geschaffen werden, die für beide Seiten, den „Flexibilitätsanbieter“ und den Verteilnetzbetreiber, wirtschaftlich sinnvoll sind. Dabei kann kaum davon ausgegangen werden, dass diese Art des Lastenmanagements zu merklich geringeren Mehrkosten im Vergleich zum Redispatch und zur Regelenenergie führen wird, da auch eine flexibel betreibbare PtX-Anlage ohne eine entsprechende Vergütung keine Flexibilität anbieten wird.

DAS ZUSAMMENSPIEL

Für die Defossilisierung weiterer Sektoren (Industrie, Wärme, Mobilität) in Deutschland werden enorme Mengen erneuerbaren Stroms u. a. für den Betrieb der PtX-Anlagen benötigt, die jedoch weder mittel- noch langfristig in Deutschland zur Verfügung stehen werden (vgl. Kapitel 4.1.3). Ein flexibler Betrieb von PtX-Anlagen ausschließlich zu Zeiten erneuerbarer Stromeinspeisung (d. h. die Anlage fährt hoch, wenn zu hundert Prozent erneuerbarer Strom im Netz ist und noch weiterhin darüber hinaus zur Verfügung steht) ist gegenwärtig sowie auf absehbare Zeit nicht wirtschaftlich, da die geringen Volllaststunden zu sehr hohen Gestehungskosten führen, die gegenüber einer kontinuierlichen Produktion nicht wirtschaftlich sind, wie in der Roadmap 2.0 gezeigt [5]. Ein zu „schmutziger“ Strommix, zu dem noch viele konventionelle Stromerzeuger beitragen, führt jedoch zu mehr CO₂-Emissionen wie die Ergebnisse der LCA-Analysen zeigen (vgl. Kapitel 4.2.1).

Folglich erscheint ein (flexibler) Betrieb von PtX-Anlagen in Deutschland erst ab einem Mindestanteil Erneuerbarer Energien am Strommix als sinnvoll, da die Anlagen dann regulär Strom aus dem Netz beziehen und ggf. zusätzlich Flexibilität als Service an die Verteilnetzbetreiber anbieten können. Aufgrund der Voraussetzungen und Hürden, die dafür auf Seiten der Anlagenkonzeption sowie des Betriebs berücksichtigt bzw. überwunden werden müssen, erfordern flexible PtX-Anlagen zusätzliche Anstrengungen und können keinesfalls als selbstverständliche Flexibilitätsoption zur Stabilisierung des Stromnetzes gesehen werden. Darüber hinaus bedarf es noch, wie oben skizziert, adäquater regulatorischer Rahmenbedingungen. Erst auf dieser Basis lassen sich mögliche Business Cases in Deutschland identifizieren, welche insbesondere gegenüber importierten PtX-Produkten aus günstigeren Produktionsstandorten, die gegenwärtig als „Sweet Spots“ diskutiert werden, konkurrenzfähig sind.

12. Wasserstofffarbenlehre

Autorin: Hanna Dura

Wasserstoff kann auf unterschiedliche Arten hergestellt werden. Je nach Produktionsart ergeben sich andere Randbedingungen und vor allem Treibhausgasemissionen. Zur Strukturierung der verschiedenen Produktionswege und ihres jeweiligen Einflusses auf die THG-Bilanz wurde die sogenannte „Wasserstofffarbenlehre“ entwickelt, welche quasi jedem Produktionsweg auf Basis der dabei entstehenden CO₂-Emissionen eine Farbe zuweist. Jedoch fehlt eine verbindliche internationale Definition der Farben und ihrer Einstufung entsprechend den THG-Emissionen. Im Folgenden werden die Wasserstofffarbenlehren auf der für Deutschland relevanten nationalen und europäischen Ebene dargelegt, mögliche Unterschiede herausgearbeitet und mit den zugrunde liegenden Annahmen des Kopernikus-Projektes P2X II in Bezug gesetzt.

Die Nationale Deutsche Farbenlehre des Wasserstoffs, entsprechend der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) unterscheidet zwischen den Wasserstofffarben in folgender Art [50]:

- **Grauer Wasserstoff:** Grauer Wasserstoff basiert auf dem Einsatz von fossilen Kohlenwasserstoffen. Maßgeblich für die Produktion von grauem Wasserstoff ist die Dampfreformierung von Erdgas. Seine Erzeugung ist – abhängig vom eingesetzten fossilen Ausgangsstoff – mit erheblichen CO₂-Emissionen verbunden.
- **Blauer Wasserstoff:** Als blauer Wasserstoff wird Wasserstoff bezeichnet, dessen Erzeugung mit einem CO₂-Abscheidungs- und -Speicherungsverfahren gekoppelt wird (engl. Carbon Capture and Storage, CCS). Das bei der Wasserstoffproduktion erzeugte CO₂ gelangt so nicht in die Atmosphäre und die Wasserstoffproduktion kann bilanziell als CO₂-neutral betrachtet werden.

- **Grüner Wasserstoff:** Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser hergestellt, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommen darf. Unabhängig von der gewählten Elektrolysetechnologie entstehen bei der Produktion von grünem Wasserstoff keine CO₂-Emissionen, da der eingesetzte Strom zu 100 Prozent aus erneuerbaren Quellen stammt und damit CO₂-frei ist.
- **Türkiser Wasserstoff:** Als „türkiser Wasserstoff“ wird Wasserstoff bezeichnet, der über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse) hergestellt wurde. Anstelle von CO₂ entsteht dabei fester Kohlenstoff. Voraussetzungen für die CO₂-Neutralität des Verfahrens sind die Wärmeversorgung des Hochtemperaturreaktors aus erneuerbaren oder CO₂-neutralen Energiequellen sowie die dauerhafte Bindung des Kohlenstoffs.
- **Folgeprodukte:** Aus Wasserstoff können weitere Folgeprodukte hergestellt werden (Ammoniak, Methanol, Methan usw.). Sofern diese Produkte unter der Verwendung von „grünem“ Wasserstoff erzeugt werden, wird im Folgenden übergreifend von Power-to-X (PtX) gesprochen. Je nachdem, ob die erzeugten Folgeprodukte in gasförmiger oder flüssiger Form anfallen, spricht man von Power-to-Gas (PtG) oder von Power-to-Liquid (PtL).

Über die vier offiziellen Farben der nationalen Wasserstofffarbenlehre hinaus werden in der Öffentlichkeit noch weitere Wasserstofffarben diskutiert, wobei die Definitionen jedoch teilweise auseinandergehen. **Abbildung 12.1** gibt eine Übersicht über die offiziellen und „nicht offiziellen“ Wasserstofffarben.

Weiterhin ist anzumerken, dass die Definition für Folgeprodukte, insbesondere die damit einhergehende Definition von Power-to-X nicht der Verwendung dieses Begriffes in dem P2X-Projekt und diesem Dokument entspricht, bei der nicht notwendigerweise nur „grüner“ Wasserstoff zum Einsatz kommt.

Die detaillierten ökonomischen und ökologischen Analysen, welche für die im Kopernikus-Projekt P2X II erforschten Prozessketten durchgeführt wurden, können somit nicht eindeutig einer Farbe gemäß der Definition der NWS zugeordnet werden. Durch den Anschluss an den Netzstrom sind sowohl erneuerbare als auch fossile Energieträger am Strommix beteiligt. Durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer am Strommix ließe sich jedoch sagen, dass



Abbildung 12.1: Darstellung der unterschiedlichen Farben des Wasserstoffs je nach Herstellungsart. Grauer, grüner, blauer und türkiser Wasserstoff sind entsprechend der Farbenlehre der NWS festgelegt, vgl. [50]. Die übrigen Farben werden teilweise unterschiedlich verwendet, wobei die folgenden Definitionen überwiegen: gelber Wasserstoff entspricht der elektrolytischen Herstellung mittels eines Strommixes (fossil, erneuerbar, Kernenergie), pinker Wasserstoff bezieht sich explizit auf Kernenergie als Stromquelle zur elektrolytischen Spaltung, brauner und schwarzer Wasserstoff wird aus Kohlevergasung gewonnen, wobei sich die Farbe nach Stein- oder Braunkohle richtet. Quellen: [126]–[128].

der Wasserstoff in der Betrachtung des Projektes sinngemäß seine Farbe ändert und erst bei 100% EE im Strommix wirklich die grüne Farbe erreicht.

Auch die Europäische Union hat eine Wasserstoffstrategie bzw. Roadmap vorgelegt, welche die Ziele und Pfade zur Implementierung von Wasserstoff für die Transformation des europäischen Energiesystems skizziert. Jedoch werden den unterschiedlichen Kategorien der Wasserstoffproduktionswege keine Farben zugeordnet [129]:

➤ **Strombasierter Wasserstoff** bezeichnet Wasserstoff, welcher durch elektrolytische Spaltung von Wasser hergestellt wird, unabhängig davon aus welchen Quellen der benötigte Strom stammt.

➤ **Erneuerbarer Wasserstoff** (auch als sauberer Wasserstoff bezeichnet) wird gemäß der europäischen Definition ausschließlich über erneuerbare Energieträger hergestellt, was erneuerbaren Strom für den elektrolytischen Herstellungsweg, die Reformierung von Biogas (statt fossilem Erdgas) und biochemische Umwandlung von Biomasse einschließt.

➤ **Fossiler Wasserstoff** bezieht sich auf die konventionelle Produktion unter der Nutzung fossiler Brennstoffe wie Erdgas oder Kohle.

➤ **Fossiler Wasserstoff mit CO₂-Abscheidung** (auch als CO₂-armer Wasserstoff bezeichnet) basiert ebenfalls auf der konventionellen Produktion, wobei das entstehende

CO₂ im Anschluss abgetrennt wird, sodass es nicht in die Atmosphäre gelangt. Auch der Herstellungsweg über die Methanpyrolyse, bei der fester Kohlenstoff anfällt, wird dieser Kategorie zugewiesen.

Mit der europäischen Definition lassen sich die hier betrachteten Szenarien zur Wasserstoffherstellung eindeutig der Kategorie des strombasierten Wasserstoffs zuordnen. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien bis zur Erreichung der vollständigen Deckung über diese, bewegt sich der hier betrachtet Wasserstoff ebenfalls immer weiter in Richtung des erneuerbaren Wasserstoffs.

In den europäischen Wasserstoffdefinitionen finden sich zusätzlich qualitative Hinweise hinsichtlich der Höhe lebenszyklusbezogener Emissionen. So wird bspw. bei erneuerbarem Wasserstoff davon gesprochen, dass die gesamten über den Lebenszyklus verursachten Treibhausgasemissionen gegen Null tendieren. Im Sinne der Nachhaltigkeit und der Erreichung der THG-Minderungsziele ist eine Betrachtung des gesamten Lebenszyklus wichtig, jedoch sind die angedeuteten qualitativen Aussagen wie „...die verursachten Lebenszyklustreibhausgasemissionen sind hoch.“, „...tendieren gegen Null.“, „...erheblich geringer.“ für eine stringente Einordnung und Bewertung der Wasserstofffarben bzw. -Kategorien nicht hilfreich. Es fehlt an konkreten quantitativen Angaben wie z. B. der konkret betrachteten Technologie, der Systemgrenzen der Lebenszyklusbewertung, usw. die notwendig sind, um Ergebnisse einer Lebenszyklusbetrachtung korrekt einordnen zu können. Darüber hinaus erleben insbesondere die Vorketten keine adäquate Prognose und Berücksichtigung von Rückkopplungseffekten, die, wie in **Infobox 4.1** dargelegt, erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse einer Lebenszyklusbetrachtung haben können. Das Projekt CertifHy hat in seiner ersten Projektphase bereits einen Grenzwert für die Unterscheidung zwischen zwei Kategorien vorgebracht, gemäß dem zwischen einem „not low-carbon“ und „low-carbon“ Wasserstoff mit dem Grenzwert 36,4 g CO₂-Äq. / MJ_{H₂} bezogen auf die Direkt-emissionen unterschieden wird [130]. Eine offizielle bindende Übernahme dieses Grenzwertes auf europäischer Ebene ist bisher jedoch nicht erfolgt. Bei einer zukünftigen Ausgestaltung von Grenzwerten zur Einordnung der unterschiedlichen Wasserstofffarben muss jedoch zwingend auf Konsistenz und Transparenz geachtet werden, sodass es beim Übergang von einer direkten zu einer lebenszyklusbasierten Betrachtung zu keinen

Verzerrungen (bspw. durch ungenaue Systemgrenzen, Rückkopplungseffekte) oder Unsicherheiten aufgrund wechselnder Bezugsrahmen kommt.

Darüber hinaus ist es wichtig, dass der Stand der Technik korrekt dargestellt und berücksichtigt wird. So definiert die europäische Wasserstoffstrategie die Abscheideeffizienz der CO₂-Abscheidung bei der Definition von fossilem Wasserstoff pauschal mit maximal 90 %, ohne dies jedoch detaillierter auszuführen oder zu belegen. Dieser Wert steht jedoch im Widerspruch zu dem aktuellen Stand der Technik, wie er von der europäischen Kommission selbst dargestellt wird, nach dem bspw. bei der Aminwäsche lediglich 50–3.000 ppmv CO₂ im Abgasstrom verbleiben [131]. Dieser Wert deckt sich mit entsprechenden Herstellerangaben, die CO₂-Abscheideeffizienzen von bis zu 98,5 % angeben [132]. Je nach Grenzwerten zur Einstufung in die unterschiedlichen Wasserstoffkategorien, können nicht korrekte Darstellungen des Standes der Technik dazu führen, dass bestimmte Technologien insbesondere während der Übergangsphase hin zur Treibhausgasneutralität nicht korrekt eingeordnet und berücksichtigt werden. Unter Umständen können so Potenziale hinsichtlich des Wasserstoffangebots sowie einer schnellen THG-Minderung unausgeschöpft bleiben, mit der Folge, dass die Umsetzung verzögert wird.

Die Wasserstofffarbenlehre der deutschen Bundesregierung und die Wasserstoffkategorien der europäischen Kommission weisen einige wichtige Unterschiede bzw. Unstimmigkeiten auf. Sollten von der europäischen Kommission in Zukunft bspw. Grenzwerte für erneuerbaren Wasserstoff vorgegeben werden, die zunächst mit den nationalen Festlegungen nicht zu vereinbaren sind, kann dies bei einer konkreten Umsetzung eines Wasserstoffmarktes zu Unsicherheiten, Verzögerungen und Umsetzungsproblemen führen.

Während für den grauen und blauen Wasserstoff Einigkeit herrscht (auf EU-Ebene entsprächen diese dem fossilen Wasserstoff ohne bzw. mit CO₂-Abscheidung), lassen sich die anderen Wasserstofffarben bzw. -kategorien nicht eins zu eins ineinander überführen.

Auf nationaler Ebene wird zwischen blauem und türkischem Wasserstoff unterschieden, während diese auf europäischer Ebene in die Kategorie „fossiler Wasserstoff mit CO₂-Abscheidung“ zusammengefasst sind. Die größten Unstimmig-

keiten bestehen jedoch für den grünen (nationale Farbenlehre) und strombasierten bzw. erneuerbaren Wasserstoff (europäische Ebene). Grüner Wasserstoff (nationale Farbenlehre) ist nicht deckungsgleich mit der europäischen Definition des erneuerbaren Wasserstoffs, da letztere Reformierung von Biogas und biochemische Umwandlung von Biomasse einschließt, während grüner Wasserstoff gemäß der NWS lediglich Wasserstoff aus elektrolytischer Wasserspaltung mittels erneuerbaren Stroms berücksichtigt. Folglich fehlen auf nationaler Ebene eindeutige Zuordnungen für Wasserstoff aus Biomasse sowie elektrolytisch hergestellter Wasserstoff auf Basis eines Strommixes aus erneuerbaren und fossilen Quellen.

Für die nationale Wasserstoffstrategie schließt sich hier die Frage an, wie mit diesen Diskrepanzen umgegangen werden kann, insbesondere, wenn auf Basis der europäischen Definition Regularien, Grenzwerte oder Kriterien in Zukunft abgeleitet werden. Setzt Deutschland beispielsweise ausschließlich auf grünen Wasserstoff (also gemäß der nationalen Farbenlehre auf Wasserstoff auf Basis erneuerbaren Stroms) schließt sich die Frage wie mit elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff auf Basis eines nicht ausschließlich grünen Strommixes oder Wasserstoff aus biogenen Quellen umgegangen werden soll. Insbesondere im Hinblick auf ein europäisches Wasserstoffnetz, analog zu den bereits bestehenden

Energieinfrastrukturen (z. B. für Strom, Erdgas usw.), ist es von großer Relevanz derartige Ungenauigkeiten und Diskrepanzen im Vorfeld zu adressieren. Denn in einem europäischen Wasserstoffnetz, in das nach europäischen Standards z. B. strombasierter, erneuerbarer oder blauer Wasserstoff eingespeist werden dürfte, würde dieser Wasserstoff auch durch deutsche Pipelines strömen und deutsche Verbraucher*innen erreichen. Eine Möglichkeit, wie Deutschland weiterhin an der Maßgabe von ausschließlich grünem Wasserstoff (also elektrolytisch mit erneuerbarem Strom hergestellt) festhalten könnte, wäre die Implementierung eines „guarantee of origin“ (GO scheme), wie 2016 von CertifHy vorgeschlagen [130]. Jedoch muss an dieser Stelle betont werden, dass es sich gegenwärtig noch um ein nicht abgeschlossenes Konzept handelt, welches noch entwickelt wird. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass das GO scheme zu seinem aktuellen Stand der Ausarbeitung lediglich als Informationsgrundlage für Konsument*innen dienen soll, jedoch keine Berücksichtigung in der Erfüllung geltender Regularien findet, wie z. B. das Einhalten von Grenzwerten oder Quoten. Selbstverständlich kann eine solche Berücksichtigung dennoch in entsprechende Regelwerke eingearbeitet werden, sofern es mit den europäischen Rahmenbedingungen vereinbar sein wird. Hier gibt es jedoch sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene noch erheblichen Konkretisierungsbedarf.





D. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

13. Kernaussagen der Zwischenbilanzen

*Autor*innen: Franz Bauer, Hanna Dura, Jan Hildebrand, Dinh Du Tran,
Kerstin Wiesner-Fleischer, Jan Wyndorps*

Das vorliegende Dokument und die hier dargestellten Analysen geben den Arbeitsstand der gegenwärtigen Forschungsarbeit im Kopernikus-Projekt P2X II wieder. Entsprechend der Entwicklung des Projektes in der zweiten Phase sind sowohl die Technologien als auch die Untersuchungen hinsichtlich der ökonomischen und ökologischen Einordnung sowie der sozialen Aspekte weitergereift, sodass die Ergebnisse zunehmend robuster werden. Darüber hinaus werden zusätzliche Methoden und Herangehensweisen für eine immer genauere und holistischere Einordnung implementiert. Hierzu gehört einerseits die Integration des Energiemodells andererseits auch die Erweiterung um die Potenzialanalyse. Die Integration des Energiemodells erlaubt es, dass alle Ergebnisse aus der TÖA und LCA sowie der Potenzialanalyse den gleichen Bezugsraum nutzen und somit ein integriertes und konsistentes Gesamtbild der Technologieentwicklung widerspiegeln.

Zur Einbettung der PtX-Pfade in den Kontext des sich wandelnden Energiesystems wurde ein entsprechendes Nachfragemodell (SPIKE der OTH Regensburg) mit detaillierten H₂/PtX-Produktionspfaden eingesetzt (vgl. Kapitel 3.1 und 4.1), welches mit dem Energiemodell zur Ausbau- und zur Einsatzplanung (urbs der TU München) gekoppelt wurde. In einem Back-Casting-Ansatz wurden die Erreichung der Klimaschutzziele sowie weitere Randbedingungen wie Einhaltung des CO₂-Budgets, Importmengen, Suffizienzmaßnahmen usw. fest vorgegeben und für das Gesamtsystem nach den kostengünstigsten Pfaden zur Erreichung dieses Ziels (z. B. Klimaneutralität im Jahr 2050) optimiert. Im Laufe der Projektarbeit konnte das Basisszenario, welches als Berechnungsgrundlage für die LCA, TÖA und Potenzialanalyse genutzt wird, von einer Einzeljahresbetrachtung zu einer intertemporalen Modellierung erweitert werden, welche jedoch noch nicht in die LCA und TÖA übernommen werden konnte. Die intertemporale Betrachtung birgt Vorteile wie eine Vorausschau in die Folgejahre. Nichtsdestotrotz hat ein überschlägiger Vergleich ergeben, dass die Unterschiede zwischen diesen beiden Modellierungsarten nur geringfügigen Einfluss auf die Ergebnisse der LCA und TÖA haben.

Die Ergebnisse dieser Modellierung zeigen, dass PtX für ein defossilisiertes Energiesystem in Zukunft unverzichtbar ist. Jedoch wird PtX nicht als technologische Pauschallösung für alle Anwendungsfelder eingesetzt, sondern kommt gezielt in Bereichen zum Einsatz, in denen keine effizienteren alternativen Technologien verfügbar sind oder in denen Kohlenstoffträger für die stoffliche Nutzung benötigt werden. Hierzu zählt u. a. die Nutzung als Energieträger in energieintensiven Industriezweigen (z. B. Glas- und Nichteisenmetallindustrie), sowie zur stofflichen Nutzung (z. B. in der chemischen Industrie), aber auch in bestimmten Bereichen des Verkehrssektors wie dem Flugverkehr. Der Gesamtbedarf an erneuerbarer Energie für die originären Stromverbraucher und PtX-Technologien, übersteigt im Zieljahr 2050 das in dieser Studie angenommene EE-Produktionspotenzial Deutschlands. Damit ist eine autarke Versorgung Deutschlands mit Energieträgern und Rohstoffen nicht zu leisten, sodass Deutschland auch in Zukunft Importland bleibt. Dies führt ebenfalls dazu, dass Europas Vernetzungsgrad weiter steigt, je ambitionierter die Klimaziele sind.

Die Größe und Bedeutung der PtX-Pfade im Jahr 2050 hängen ab vom Defossilisierungsgrad, welcher sich wiederum aus den Klimaschutzzielen ableitet. Je ambitionierter die Klimaziele sind, desto früher wird PtX zur Defossilisierung und Erreichung der Ziele benötigt. Werden die PtX-Anlagen mit dem allgemeinen Strommix betrieben, wie es für die hier vorgelegten Analysen der Fall ist, korreliert ihr Einsatz im Modell mit den Emissionen der Stromerzeugung. Um das entsprechend vorgegebene CO₂-Budget einhalten zu können, beginnt der Hochlauf jedoch erst wenn die strombedingten THG-Emissionen auf unter rund 200 g CO₂-Äq./kWh gesenkt sind (vgl. Kapitel 4.2). Die Ergebnisse der LCA haben gezeigt, dass es hier im Detail auf den konkreten PtX-Pfad ankommt. Für die Herstellung von Wasserstoff über die PEM-Elektrolyse ist der Break-Even-Point im Vergleich zur Produktion über die Dampfreformierung aus Erdgas (SMR) bereits ab < 225 g CO₂-Äq./kWh erreicht, bei den FT-Kraftstoffen jedoch erst ab < 150 g CO₂-Äq./kWh. Erfolgt die Stromerzeugung weitestgehend THG-neutral, so können alle PtX-Produkte zu einer weiteren Reduktion von THG-Emissionen gegenüber den fossilen Referenzen beitragen. Das relative Reduktionspotenzial an THG-Emissionen bei einem vollständig erneuerbaren Stromsektor in 2050 liegt zwischen 15 % (speziell für PME-Polyole) und 80 % (speziell für die PEM-Elektrolyse).

Auch hinsichtlich der Kosten spielt ebenfalls der Strom eine tragende Rolle für PtX-Technologien. Gegenwärtig sind

die Stromkosten und die Kosten für die Bereitstellung von CO₂ aus der DAC die größten Treiber in den Gesteungskosten für PtX-Produkte. Die Kosten für CO₂ könnten während der Übergangsphase durch die Nutzung günstigerer industrieller Punktquellen gesenkt werden. Abhängig vom Defossilisierungsgrad ist dieses Potenzial jedoch stark abnehmend bis nur noch unvermeidbare, prozessbedingte CO₂-Quellen zur Verfügung stünden. Gleichzeitig müssten die Kosten für die Bereitstellung über DAC stark gesenkt werden, wie hier angenommen (vgl. Technischen Anhang Tabelle 3.7). Der deutlich größere Kostentreiber ist jedoch der Strom. Aufgrund der hohen Stromkosten in Deutschland sind die hier untersuchten Wertschöpfungsketten unter den getroffenen Annahmen aus rein betriebswirtschaftlicher Sicht nicht konkurrenzfähig. Um jedoch den notwendigen Hochlauf zu ermöglichen, ist eine gesamtwirtschaftliche Perspektive unerlässlich und regulatorische Eingriffe sind gefordert.

Die Analysen zur Akzeptanz von PtX-Technologien auf den unterschiedlichen Akteursebenen und in den verschiedenen Anwendungsbereichen zeigen eine prinzipiell hohe allgemeine Zustimmung für den Grundansatz PtX, gleichwohl bestehen noch viele Unsicherheiten in den Einschätzungen. Diese sind zum einen dem individuellen Informations- und Wissensstand geschuldet, zum anderen spiegeln sich darin auch die noch offenen wissenschaftlichen Kontroversen wider. Beispielhaft seien die tatsächlich verfügbaren Mengen an grünem Wasserstoff bzw. Annahmen hinsichtlich der nationalen wie auch internationalen Importpotenziale und Einschätzungen zukünftiger Entwicklungen genannt.

Das individuelle Umweltbewusstsein ist über alle Anwendungsbereiche hinweg ein relevanter Prädiktor für die Akzeptanz von PtX. Dementsprechend ist die prinzipielle Befürwortung unmittelbar mit der Erwartung an einen grünen Wasserstoff als Basis für PtX verbunden, d. h. die zugrundeliegende erneuerbare Energie stellt das zentrale Kriterium für die Akzeptanz dar. Insbesondere im Mobilitätssektor zeigt sich die enge Verknüpfung mit breiteren gesellschaftlichen Diskursen im Kontext der Themen Klimaschutz und Verkehrswende und dort diskutierten Alternativen, beispielsweise E-Mobilität vs. ÖPNV und Sharing-Konzepten mit dem Ziel einer absoluten Vermeidung neben Verbesserung und Verlagerung im Straßenverkehr.

Mit den Arbeiten zur Potenzialanalyse konnte eine Methodik entwickelt werden, welche es ermöglicht, die allgemeine Diskussion rund um „das Potenzial von PtX“ zu strukturieren und einzuordnen (vgl. Kapitel 3.5). Es wurden 15 Kriterien

zugrunde gelegt, die Einfluss auf das Angebot von PtX-Produkten haben. Jedem Kriterium werden wiederum fünf Potenzialebenen (theoretisch, technisch, wirtschaftlich, politisch und sozial) zugeordnet. Dabei spielen sowohl das Angebot als auch die Nachfrage der PtX-Produkte eine zentrale Rolle ebenso wie die zeitliche Entwicklung der zugrunde gelegten Parameter. Die Methodik wird gegenwärtig am Beispiel Deutschlands validiert und zu diesem Zweck ein entsprechendes Berechnungstool entwickelt. Das Tool erlaubt u.a. die Untersuchung des Wechselspiels zwischen den unterschiedlichen Kriterien sowie ihrem Einfluss auf die Produktions- und Nachfragemengen der abgebildeten PtX-Produkte.

Insgesamt zeigen die Analysen der begleitenden Forschungsarbeiten, dass PtX in gezielten Anwendungsfeldern für das Gelingen der Energiewende und das Einhalten der Klimaziele zwingend notwendig ist. Gleichzeitig ist jedoch eine autarke heimische Versorgung nicht umsetzbar, sodass neue Handelspartner für den Import von Strom und PtX-Produkten mittelfristig identifiziert werden müssen. Dabei muss ebenfalls berücksichtigt werden, dass auf EE-basierende PtX-Technologien bisher noch in keinem Land der Welt in den notwendigen kommerziellen Maßstäben verfügbar sind. Um einen Import in relevanten Mengen realisieren zu können, müssen also andere Länder rasch Kapazitäten aufbauen und es muss ein entsprechendes internationales Transportsystem aufgebaut oder vorhandene Infrastrukturen (z. B. Gaspipelines, Tanker für Ammoniak und Methanol) genutzt werden.

14. Was Sie in der Roadmap 4.0 erwartet

*Autor*innen: Franz Bauer, Hanna Dura, Jan Hildebrand, Dinh Du Tran, Kerstin Wiesner-Fleischer, Jan Wyndorps*

Die in dieser Roadmap vorgestellten Inhalte zeigen die Zwischenergebnisse nach ca. der Hälfte der Projektlaufzeit und geben somit eine Momentaufnahme des Projektfortschritts. Entsprechend des Arbeitsplans werden alle Analysen stetig aktualisiert und erweitert, sodass zum Projektabschluss der zweiten Phase im Juli 2022 abschließende Ergebnisse in der Roadmap 4.0 veröffentlicht werden können.

In der Roadmap 4.0 werden alle dargestellten Wertschöpfungsketten entsprechend dem Technologiefortschritt hinsichtlich ihrer ökologischen, ökonomischen und sozialen Aspekte aktualisiert bewertet. Darüber hinaus werden die Untersuchungen zur Nutzung von Wasserstoff in der Industrie um die Behälterglasherstellung erweitert. Diese weist gegenüber der Spezialglasherstellung deutlich größere Produktionsvolumina auf und gibt somit noch mehr Aufschlüsse hinsichtlich der ökonomischen und ökologischen Faktoren für größere Mengenpotenziale.

Im Sinne einer systemübergreifenden, in sich konsistenten Analyse der PtX-Technologien im Projekt wird eine stärkere Rückkopplung zwischen den konkreten Wertschöpfungsketten und dem Energiemodell integriert. Zum gegenwärtigen Stand der Arbeiten fließen die Ergebnisse des Energieszenarios in die LCA und TÖA. Für die Roadmap 4.0 werden zusätzlich zu den bestehenden PtX-Technologien im Energiemodell SPIKE die konkret im Projekt erforschten Technologiepfade integriert und die Option CCS implementiert. Dies erlaubt eine Einordnung der Technologien hinsichtlich ihres Einflusses auf das Gesamtsystem und die Energiewende. Zudem wird eine Regionalisierung in das Modell SPIKE der OTH Regensburg eingebaut. Mit diesen regionalisierten Verbrauchsdaten wird eine noch detailliertere Abbildung des Transportes von Strom und Wasserstoff im Energiemodell urbs der TU München möglich sein. Des Weiteren werden weitere Szenarien aufgebaut und die Potenzialanalyse für das Nicht-europäische Ausland durchgeführt. Hierbei wird neben dem bisher implementierten Pipelinetransport auch der Schiffstransport (LH₂, LOHC und ggf. weitere Wasserstoffträger wie Ammoniak) in das Energiemodell urbs der TU München eingebaut, um zwischen den Transporttechnologien Unterschiede aufzeigen zu können.

Entsprechend der Aktualisierung und Weiterentwicklung des Energieszenarios werden die ökologische und techno-ökonomische Analyse um ein entsprechendes Import-szenario erweitert. Für die Gestehungskosten der PtX-Produkte sowie den CO₂-Vermeidungskosten spielen die Kosten von CO₂-Zertifikaten eine entscheidende Rolle. Auch diese sollen in der Roadmap 4.0 eingehender untersucht und dargestellt werden.

Hinsichtlich der sozialen Akzeptanz erfolgen im weiteren Projektverlauf neben der Fortführung der Paneluntersuchungen im Längsschnitt weitere Vertiefungen hinsichtlich der Akzeptanzlagen einzelner Akteursgruppen und Anwendungsbereiche. Dazu zählen u. a. die Perspektiven der Arbeitnehmer*innen in den betrachteten Branchen (Stahl- und Glasindustrie, Automotive, Chemie) sowie die Rollen von intermediären Akteursgruppen, welche für die Verbreitung von PtX-Technologien relevant sind. Ein weiterer thematischer Schwerpunkt im Sinne der Anwendungsorientierung liegt auf der Analyse und Identifikation von gesellschaftlichen Beteiligungsmöglichkeiten für eine konkrete Umsetzung von PtX-Technologien. Dies betrifft die Beteiligung nicht nur an der Planung, sondern auch an der Initiierung, aktiven Mitgestaltung und Wertschöpfung. Die Bedeutung dieses umfassenden Ansatzes wird durch die große Relevanz von Verteilungsgerechtigkeit bei den bisherigen Analysen unterstützt. Hierbei erfolgt auch ein Transfer von Erfahrungen aus dem Bereich Bürgerenergie im EE-Sektor, welche die gesamtgesellschaftliche Transformation des Energiesystems unterstützen.

Die Potenzialanalyse wird im Projektfortlauf ebenfalls weiterentwickelt. Ziel ist es hier die Interdependenzen zwischen den unterschiedlichen Kriterien und Potenzialebenen herauszuarbeiten und in einer öffentlich zugänglichen Version des Tools darzustellen (vgl. Kapitel 3.5.1). Dafür wird die Potenzialanalyse gezielt auf Länder ausgeweitet, die eine möglichst große Bandbreite an Voraussetzungen hinsichtlich des Stands bzw. der Ausrichtung der industriellen Entwicklung, dem

Ausbau erneuerbarer Energien, politischer Klimaschutzziele, usw. abdecken. Zu diesem Zweck wurden bereits Kategorien definiert, nach denen entsprechende Länder ausgesucht wurden:

- **„Early Adopter“:** Länder mit einem hohen Potenzial und bereits maßgeblich ausgebauten erneuerbaren Energien mit existierenden industriellen bzw. Energieinfrastrukturen, die zeitnah an die Voraussetzungen für PtX-Produktionsanlagen umgerüstet bzw. aufgebaut werden können. Als Vertreter werden hier gezielt Argentinien und Chile untersucht.
- **„In Transition“:** Länder mit einem hohen Potenzial für erneuerbare Energien, deren Wirtschaft sich bislang überwiegend auf fossile energetische Rohstoffe hinsichtlich Gewinnung und Export stützt. Dadurch liegen bereits notwendige Infrastrukturen für PtX-Produkte vor, jedoch wird dem Aufbau ein umfassender Umbau des Energiesystems vorangehen müssen. Als Vertreter wird hier gezielt Kasachstan untersucht.
- **„Newcomer“:** Länder mit einem hohen Potenzial erneuerbarer Energien, ansonsten jedoch kaum Infrastrukturen hinsichtlich Industrie und Energiebereitstellung oder -distribution. Als Vertreter wird hier gezielt Madagaskar untersucht.
- **„Global Player“:** Länder mit einem hohen Potenzial erneuerbarer Energien und vorhandener industrieller bzw. Energieinfrastrukturen, die mittel- bis langfristig sowohl einen hohen Eigenbedarf haben als auch Exportmöglichkeiten realisieren können. Als Vertreter wird hier gezielt China untersucht.

Das Ende der zweiten Phase von P2X markiert gleichzeitig den Beginn der dritten und letzten Phase der Kopernikus-Projekte, sodass in der Roadmap 4.0 außerdem ein Ausblick auf die Ausrichtung und die Kerninhalte der letzten Projektphase gegeben werden kann.

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)**, „Energiedaten: Gesamtausgabe“, Berlin, Okt. 2021. Zugriffen: März 31, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-pdf-grafiken.pdf?__blob=publicationFile&v=40
- [2] **J. Günther, H. Lehmann, U. Lorenz, und K. Purr**, „Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten“, Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau, 2019. Zugriffen: März 31, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/den-weg-zu-einem-treibhausgasneutralen-deutschland>
- [3] **Verband der Chemischen Industrie (VCI)**, „Rohstoffbasis der chemischen Industrie“, Frankfurt, 2020. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vci.de/top-themen/rohstoffbasis-chemieindustrie.jsp>
- [4] **F. Ausfelder und H. Dura, Hrsg.**, 1. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X). Frankfurt am Main, 2018. ISBN: 978-3-89746-212-0.
- [5] **F. Ausfelder und H. Dura, Hrsg.**, 2. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X). Frankfurt am Main, 2019. ISBN: 978-3-89746-218-2.
- [6] **tum-ens/urbs**: A linear optimisation model for distributed energy systems. [Online]. Verfügbar unter: <https://github.com/tum-ens/urbs>
- [7] 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.
- [8] DIN EN ISO 14040:2009-11, Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO_14040:2006) (ISO_14040:2006); Deutsche und Englische Fassung EN_ISO_14040:2006“, Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/1555059.
- [9] **M. A. J. Huijbregts u. a.**, „ReCiPe2016: a harmonised life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level“, Int J Life Cycle Assess, Bd. 22, Nr. 2, S. 138–147, Feb. 2017, doi: 10.1007/s11367-016-1246-y.
- [10] **M. S. Peters, K. Timmerhaus, und R. E. West**, Plant design and economics for chemical engineers, 5 internat. ed. Boston: McGraw-Hill Education, 2003. ISBN: 978-0-07-119872-1.
- [11] **J. Hildebrand, I. Rau, und P. Schweizer-Ries**, „Die Bedeutung dezentraler Beteiligungsprozesse für die Akzeptanz des Ausbaus erneuerbarer Energien. Eine umweltsychologische Betrachtung“, Informationen zur Raumentwicklung, Bd. 9, Nr. 10, S. 491–501, 2012.
- [12] **L. Steg, J. W. Bolderdijk, K. Keizer, und G. Perlaviciute**, „An Integrated Framework for Encouraging Pro-environmental Behaviour: The role of values, situational factors and goals“, Journal of Environmental Psychology, Bd. 38, S. 104–115, Juni 2014, doi: 10.1016/j.jenvp.2014.01.002.
- [13] **K. Arning, J. van Heek, und M. Zieffle**, „Acceptance profiles for a carbon-derived foam mattress. Exploring and segmenting consumer perceptions of a carbon capture and utilization product“, Journal of Cleaner Production, Bd. 188, S. 171–184, Juli 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.03.256.
- [14] **T. Kortsch, J. Hildebrand, und P. Schweizer-Ries**, „Acceptance of biomass plants – Results of a longitudinal study in the bioenergy-region Altmärk“, Renewable Energy, Bd. 83, S. 690–697, Nov. 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.04.059.
- [15] **P. Devine Wright**, „Rethinking NIMBYism: The role of place attachment and place identity in explaining place-protective action“, Journal of Community & Applied Social Psychology, Bd. 19, Nr. 6, S. 426–441, 2009, doi: 10.1002/casp.1004.
- [16] **N. M. A. Huijts, E. J. E. Molin, und L. Steg**, „Psychological factors influencing sustainable energy technology acceptance: A review-based comprehensive framework“, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 16, Nr. 1, S. 525–531, Jan. 2012, doi: 10.1016/j.rser.2011.08.018.
- [17] **V. Venkatesh und H. Bala**, „Technology Acceptance Model 3 and a Research Agenda on Interventions“, Decision Sciences, Bd. 39, Nr. 2, S. 273–315, 2008, doi: 10.1111/j.1540-5915.2008.00192.x.
- [18] **Y. Joshi und Z. Rahman**, „Factors Affecting Green Purchase Behaviour and Future Research Directions“, International Strategic Management Review, Bd. 3, Nr. 1, S. 128–143, Juni 2015, doi: 10.1016/j.ism.2015.04.001.
- [19] **G. Liobikienė und J. Bernatoniene**, „Why determinants of green purchase cannot be treated equally? The case of green cosmetics: Literature review“, Journal of Cleaner Production, Bd. 162, S. 109–120, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.05.204.
- [20] **H. Yeon Kim und J. Chung**, „Consumer purchase intention for organic personal care products“, Journal of Consumer Marketing, Bd. 28, Nr. 1, S. 40–47, Jan. 2011, doi: 10.1108/07363761111101930.
- [21] **D. Lucke**, Akzeptanz : Legitimität in der „Abstimmungsgesellschaft“. Opladen: Leske + Budrich, 1995. ISBN: 978-3-8100-1496-2.
- [22] **P. Schweizer-Ries, I. Rau, und J. Zoellner**, „Projektabschlussbericht ‚Akzeptanz erneuerbarer Energien und sozialwissenschaftliche Fragen‘: Forschungsprojekt der Forschungsgruppe; Projektlaufzeit: 01.07.2005 - 30.09.2008“, Otto-von-Guericke-Univ., Inst. f. Psychologie I, Forschungsgruppe Umweltsychologie, 2008. doi: 10.2314/GBV:612638286.
- [23] **R. Wüstenhagen, M. Wolsink, und M. J. Bürer**, „Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept“, Energy Policy, Bd. 35, Nr. 5, S. 2683–2691, Mai 2007, doi: 10.1016/j.enpol.2006.12.001.
- [24] **M. Albert u. a.**, Jugend 2019 – 18. Shell Jugendstudie: Eine Generation meldet sich zu Wort. Weinheim: Beltz, 2019. ISBN: 978-3-407-83195-8.

- [25] **J. Epp und E. Bellmann**, „Invisible Kids: Eine Akzeptanzuntersuchung zu Power-to-X-Technologien bei Jugendlichen“, in Akzeptanz und politische Partizipation in der Energietransformation: Gesellschaftliche Herausforderungen jenseits von Technik und Ressourcenausstattung, C. Fraune, M. Knodt, S. Gölz, und K. Langer, Hrsg. Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2019, S. 323–351. doi: 10.1007/978-3-658-24760-7_15.
- [26] **Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU)**, „Zukunft? Jugend fragen! Umwelt, Klima, Politik, Engagement – Was junge Menschen bewegt“, Berlin, Jan. 2020. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmu.de/publikation/zukunft-jugend-fragen-umwelt-klima-politik-engagement-was-junge-menschen-bewegt/>
- [27] **J. Perner und D. Bothe**, „International aspects of a Power-to-X Roadmap – A report prepared for the World Energy Council Germany“, World Energy Council, frontier economics, Okt. 2018. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.frontier-economics.com/media/2642/frontier-int-ptx-roadmap-stc-12-10-18-final-report.pdf>
- [28] **M. Pfennig, M. Bonin, und N. Gerhardt**, „PtX-Atlas: Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen“, Teilbericht im Rahmen des Projektes: DeV-KopSys, Mai 2021. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/FraunhoferIEE-PtX-Atlas_Hintergrundpapier_final.pdf
- [29] **Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.**, „Biomasse-Potenziale“. <https://bioenergie.fnr.de/bioenergie/biomasse/biomasse-potenziale> (zugegriffen Juni 21, 2021).
- [30] **P. Viebahn**, „Forschungsprojekt: MENA-Fuels – Roadmaps zur Erzeugung nachhaltiger synthetischer Kraftstoffe im MENA-Raum zur Dekarbonisierung des Verkehrs in Deutschland“, 03/2022 2018. <https://wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/789> (zugegriffen Juni 21, 2021).
- [31] **BayBO**, Art. 82 Windenergie und Nutzungsänderung ehemaliger landwirtschaftlicher Gebäude. 2007. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-bayern.de/Content/Document/BayBO-82?fontSize=large>
- [32] **European Environment Agency (EEA)**, „E-PRTR“, European Pollutant Release and Transfer Register. <https://prtr.eea.europa.eu/#/home> (zugegriffen März 19, 2021).
- [33] **T. Fröhlich, S. Blömer, D. Münter, und L.-A. Brischke**, „CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland – Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit“, Heidelberg, ifeu paper, Sep. 2019. Zugriffen: März 22, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_paper_03_2019_CO2-Quellen-f%C3%BCr-PtX.pdf
- [34] **C. Beuttler, L. Charles, und J. Wurzbacher**, „The Role of Direct Air Capture in Mitigation of Anthropogenic Greenhouse Gas Emissions“, Front. Clim., Bd. 1, 2019, doi: 10.3389/fclim.2019.00010.
- [35] **S. Wilke**, „Wasserbilanz für Deutschland“, Umweltbundesamt, Okt. 30, 2013. <https://www.umweltbundesamt.de/bild/tab-wasserbilanz-fuer-deutschland> (zugegriffen März 16, 2021).
- [36] **A. Wang, K. van der Leun, D. Peters, und M. Busemann**, „European Hydrogen Backbone – How a dedicated hydrogen infrastructure can be created“, Juli 2020. Zugriffen: März 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/
- [37] **Huppmann, Daniel u.a.**, „IAMC 1.5 °C Scenario Explorer and Data hosted by IIASA“. Zenodo, Aug. 08, 2019. doi: 10.5281/ZENODO.3363345.
- [38] **S. Jenkins, M. Cain, P. Friedlingstein, N. Gillett, und M. Allen**, „Quantifying non-CO₂ contributions to remaining carbon budgets“, oral, other, März 2020. doi: 10.5194/egusphere-egu2020-2452.
- [39] **K. Purr u.a.**, „Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität: RESCUE -Studie“, Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau, 2019. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet_aufgabe2_juni-2021.pdf
- [40] **F. Rudolph, T. Koska, und C. Schneider**, „Verkehrswende für Deutschland: Der Weg zu CO₂-freier Mobilität bis 2035“, Wuppertal Institut, Hamburg, 2017. Zugriffen: Juli 27, 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
- [41] **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, Jan. 2020. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/eu-ets-up-to-2030-adjusting-the-cap-in-light-of-the>
- [42] **M. Victoria, K. Zhu, T. Brown, G. B. Andresen, und M. Greiner**, „Early decarbonisation of the European energy system pays off“, Nature communications, Bd. 11, Nr. 1. S. 6223, 2020.
- [43] **K. Siala und Houssame Houmy, tum-ens/pyGRETA**: python Generator of RENEwable Time series and mApS. Zenodo, 2020. doi: 10.5281/ZENODO.3872068.
- [44] **R. Gelaro u.a.**, „The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2)“, J. Climate, Bd. 30, Nr. 14, Art. Nr. 14, Juli 2017, doi: 10.1175/JCLI-D-16-0758.1.
- [45] **D. Lewandrowski, N. Pauly, und J. Weiß**, „Auktionierung: Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen Periodischer Bericht: Jahresbericht 2018“, Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), Berlin, 2019. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2018/2018_Jahresbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=4

- [46] **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, Nov. 28, 2018. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf
- [47] **Destatis**, „Vorausberechneter Bevölkerungsstand: Deutschland, Stichtag, Varianten der Bevölkerungsvorausberechnung“, 2019. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=12421-0001> (zugegriffen Juli 27, 2021).
- [48] **P. Capros u. a.**, „EU Reference Scenario 2016 – Energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050“. Europäische Kommission, Juli 20, 2016. Zugriffen: März 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf
- [49] **Europäische Kommission**, „Zusammenschluss der Strommärkte zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit, Marktintegration und großflächiger Nutzung erneuerbarer Energien“, März 29, 2021. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/MEMO_15_4486 (zugegriffen März 29, 2021).
- [50] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)**, „Die Nationale Wasserstoffstrategie“. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html> (zugegriffen März 16, 2021).
- [51] **P. Sterchele u. a.**, „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen“, Fraunhofer ISE, Freiburg, Feb. 2020. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf>
- [52] **T. Bründlinger u. a.**, „Dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“, DENA, Berlin, Juli 2018. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf
- [53] **Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB)**, „Bruttostromerzeugung in Deutschland“, Dez. 2020. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bruttostromerzeugung.html> (zugegriffen März 29, 2021).
- [54] **A. Liebich u. a.**, „Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien“, Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau, 68, Nov. 2019. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/systemvergleich-speicherbarer-energietraeger-aus>
- [55] **Kraftfahrt-Bundesamt**, „Fahrzeugzulassungen (FZ), Bestand an Personenkraftwagen und Krafträdern nach Motorisierung, 1. Januar 2020, FZ21“, Flensburg, Jan. 2020. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2020/fz21_2020_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- [56] **J. Kretzmann**, „Zeit zum Abspecken“, März 22, 2012. <https://www.autobild.de/artikel/fahrzeuggewicht-frueher-und-heute-1268731.html> (zugegriffen Juli 02, 2021).
- [57] **statista**, „Durchschnittliches Leergewicht neu zugelassener Personenkraftwagen in Deutschland von 2010 bis 2020“. Zugriffen: Juli 05, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/12944/umfrage/entwicklung-des-leergewichts-von-neuwagen/>
- [58] **Umweltbundesamt (UBA)**, „Fahrleistungen, Verkehrsleistungen und ‚Modal Split‘“, Feb. 22, 2021. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/fahrleistungen-verkehrsaufwand-modal-split#fahrleistung-im-personen-und-guterverkehr> (zugegriffen Juli 02, 2021).
- [59] **Bundesregierung**, Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes. 2021. Zugriffen: Juli 02, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/19_Lp/ksg_aendg/Entwurf/ksg_aendg_bf.pdf
- [60] **F. Bergk u. a.**, „Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050“, Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau, 56/2016, Juni 2016. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/texte_56_2016_klimaschutzbeitrag_des_verkehrs_2050_getagged.pdf
- [61] **F. Hacker u. a.**, „StratON: Bewertung und Einführungsstrategien für oberleitungsgebundene schwere Nutzfahrzeuge“, 2020. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/StratON-O-Lkw-Endbericht.pdf>
- [62] **The Boston Consulting Group (BCG) und Prognos AG**, „Klimapfade für Deutschland“, Jan. 2018. Zugriffen: März 22, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/20180118_bdi_studie_klimapfade_fuer_deutschland_01.pdf
- [63] **K. Meisel, M. Millinger, K. Naumann, F. Müller-Langer, S. Majer, und D. Thrän**, „Future Renewable Fuel Mixes in Transport in Germany under RED II and Climate Protection Targets“, *Energies*, Bd. 13, Nr. 7, S. 1712, Apr. 2020, doi: 10.3390/en13071712.
- [64] **Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut**, „Klimaneutrales Deutschland. Zusammenfassung im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität“. Nov. 2020. Zugriffen: März 19, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_192_KNDE_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf

- [65] S. Riebl, M. Braun-Unkhoff, und U. Riedel, „A Study on the Emissions of Alternative Aviation Fuels“, *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, Bd. 139, Nr. 081503, März 2017, doi: 10.1115/1.4035816.
- [66] T. Schripp u. a., „Impact of Alternative Jet Fuels on Engine Exhaust Composition During the 2015 ECLIF Ground-Based Measurements Campaign“, *Environ. Sci. Technol.*, Bd. 52, Nr. 8, S. 4969–4978, Apr. 2018, doi: 10.1021/acs.est.7b06244.
- [67] S. Jürgens u. a., „Assessment of combustion properties of non-hydroprocessed Fischer-Tropsch fuels for aviation“, *Fuel Processing Technology*, Bd. 193, S. 232–243, Okt. 2019, doi: 10.1016/j.fuproc.2019.05.015.
- [68] M. Lindinger, „Synthetische Treibstoffe: Fliegen mit ‚grünem‘ Kerosin“, *Frankfurter Allgemeine*, Dez. 26, 2020. Zugegriffen: Apr. 14, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.faz.net/1.7114069>
- [69] M. Cames, H. Böttcher, U. F. Huthfilter, und R. Wilson, „Options for multilateral initiatives to close the global 2030 climate ambition and action gap – Policy field synthetic e-fuels“, Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau, 02/2021, Jan. 2021. Zugegriffen: Juni 21, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021_01_07_cc_02-2021_policy_paper_multilateral_initiatives_synthetic_e-fuels.pdf
- [70] D. S. Newsome, „The Water-Gas Shift Reaction“, *Catalysis Reviews*, Bd. 21, Nr. 2, S. 275–318, Jan. 1980, doi: 10.1080/03602458008067535.
- [71] P. J. Flory, „Molecular Size Distribution in Linear Condensation Polymers 1“, *J. Am. Chem. Soc.*, Bd. 58, Nr. 10, S. 1877–1885, Okt. 1936, doi: 10.1021/ja01301a016.
- [72] V. Gold, Hrsg., *The IUPAC Compendium of Chemical Terminology: The Gold Book*, 4. Aufl. Research Triangle Park, NC: International Union of Pure and Applied Chemistry (IUPAC), 2019. doi: 10.1351/goldbook.
- [73] Z. Gholami, Z. Tišler, R. Velvarská, und J. Kocík, „CoMn Catalysts Derived from Hydrotalcite-Like Precursors for Direct Conversion of Syngas to Fuel Range Hydrocarbons“, *Catalysts*, Bd. 10, Nr. 8, S. 813, Juli 2020, doi: 10.3390/catal10080813.
- [74] Z. Dong, H. Zhang, T. Whidden, Y. Zheng, und J. Zhao, „Highly selective Fischer-Tropsch synthesis for C 10 -C 20 diesel fuel under low pressure“, *Can. J. Chem. Eng.*, Bd. 95, Nr. 8, S. 1537–1543, Aug. 2017, doi: 10.1002/cjce.22812.
- [75] D. H. König, „Techno-ökonomische Prozessbewertung der Herstellung synthetischen Flugturbinentreibstoffes aus CO₂ und H₂“, 2016, doi: 10.18419/OPUS-9043.
- [76] H. Kirsch u. a., „CO₂-neutrale Fischer-Tropsch-Kraftstoffe aus dezentralen modularen Anlagen: Status und Perspektiven“, *Chemie Ingenieur Technik*, Bd. 92, Nr. 1–2, S. 91–99, Jan. 2020, doi: 10.1002/cite.201900120.
- [77] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), „Die Energieversorgung 2020–Jahresbericht –“, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin, Dez. 2020. Zugegriffen: Mai 05, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/original_images/jahresbericht-2020-final-korr.pdf
- [78] 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. ISBN: 978-3-89746-223-6.
- [79] Rosemarie Benndorf u. a., „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“, Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau, Okt. 2013. Zugegriffen: März 22, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales_deutschland_im_jahr_2050_langfassung.pdf
- [80] T. Haas, R. Krause, R. Weber, M. Demler, und G. Schmid, „Technical photosynthesis involving CO₂ electrolysis and fermentation“, *Nature Catalysis*, Bd. 1, Nr. 1, Art. Nr. 1, Jan. 2018, doi: 10.1038/s41929-017-0005-1.
- [81] J. Lane, „Biofuels Digest“, Juli 13, 2015. <https://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2015/07/13/steels-big-dog-jumps-into-low-carbon-fuels-arcelormittal-lanzatech-primetals-technologies-to-construct-96m-biofuel-production-facility/> (zugegriffen Juli 27, 2021).
- [82] ICIS, „Dashboard“. <https://www.icis.com/explore/commodities/chemicals/?intcmp=mega-menu-explore-commodities-chemicals> (zugegriffen Juli 27, 2021).
- [83] M. Ionescu, *Chemistry and technology of polyols for polyurethanes*. Shawbury, U.K.: Rapra Technology, 2005. ISBN: 978-1-85957-501-7.
- [84] R. Turton, *Analysis, synthesis, and design of chemical processes*, 4th ed. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall, 2012. ISBN: 0-13-261872-9.
- [85] K. Arning, J. van Heek, und M. Zieffle, „Risk Perception and Acceptance of CDU Consumer Products in Germany“, *Energy Procedia*, Bd. 114, S. 7186–7196, Juli 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1823.
- [86] P. Raftaani u. a., „Identifying Social Indicators for Sustainability Assessment of CCU Technologies: A Modified Multi-criteria Decision Making“, *Soc Indic Res*, Bd. 147, Nr. 1, S. 15–44, Jan. 2020, doi: 10.1007/s11205-019-02154-4.
- [87] J. van Heek, K. Arning, und M. Zieffle, „Reduce, reuse, recycle: Acceptance of CO₂-utilization for plastic products“, *Energy Policy*, Bd. 105, S. 53–66, Juni 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.02.016.
- [88] Q. Li, L.-C. Liu, Z.-A. Chen, X. Zhang, L. Jia, und G. Liu, „A Survey of Public Perception of CCUS in China“, *Energy Procedia*, Bd. 63, S. 7019–7023, Jan. 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.11.735.

- [89] **C. R. Jones, D. Kaklamanou, W. M. Stuttard, R. L. Radford, und J. Burley**, „Investigating public perceptions of carbon dioxide utilisation (CDU) technology: a mixed methods study“, *Faraday Discuss.*, Bd. 183, Nr. 0, S. 327–347, Dez. 2015, doi: 10.1039/C5FD00063G.
- [90] **J. Offermann-van Heek, K. Arning, A. Linzenich, und M. Ziefle**, „Trust and Distrust in Carbon Capture and Utilization Industry as Relevant Factors for the Acceptance of Carbon-Based Products“, *Front. Energy Res.*, Bd. 6, Nr. 73, 2018, doi: 10.3389/fenrg.2018.00073.
- [91] „How plastics are made: PlasticsEurope“. <https://www.plasticseurope.org/en/about-plastics/what-are-plastics/how-plastics-are-made> (zugegriffen März 23, 2021).
- [92] **F. Bauer und M. Sterner**, „Power-to-X im Kontext der Energiewende und des Klimaschutzes in Deutschland“, *Chemie Ingenieur Technik*, Bd. 92, Nr. 1–2, S. 85–90, Jan. 2020, doi: 10.1002/cite.201900167.
- [93] **M. Strogies u.a.**, „Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2019: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2017“, Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau, 23/2019, Mai 2019. Zugriffen: März 31, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/berichterstattung-unter-der-klimarahmenkonvention-4>
- [94] **Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB)**, „Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2018“, Berlin, 2020.
- [95] **T. Fleiter, B. Schlomann, und W. Eichhammer, Hrsg.**, Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien: Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Stuttgart: Fraunhofer-Verlag, 2013. ISBN: 978-3-8396-0515-8.
- [96] **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–F399, 2017, doi: 10.1149/2.1441704jes.
- [97] **A. Velazquez Abad und P. E. Dodds**, „Production of Hydrogen“, in *Encyclopedia of Sustainable Technologies*, Elsevier, 2017, S. 293–304. doi: 10.1016/B978-0-12-409548-9.10117-4.
- [98] **M. Leisin**, „Branchensteckbrief der Glasindustrie“, S. 19, Aug. 2019.
- [99] **S. Cerniauskas, A. Jose Chavez Junco, T. Grube, M. Robinus, und D. Stolten**, „Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 45, Nr. 21, S. 12095–12107, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.02.121.
- [100] **U.S. Department of Energy**, „3.2 Hydrogen Delivery“, Washington, 2015. Zugriffen: März 25, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energy.gov/sites/default/files/2015/08/f25/fcto_myrd_delivery.pdf
- [101] **K. Stolzenburg und R. Mubbala**, „Hydrogen Liquefaction Report“, Dez. 2013. Zugriffen: März 25, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.idealhy.eu/uploads/documents/IDEALHY_D3-16_Liquefaction_Report_web.pdf
- [102] **M. Reuß, T. Grube, M. Robinus, 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, Aug. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.05.050.
- [103] **M. Reuß, T. Grube, M. Robinus, und D. Stolten**, „A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany“, *Applied Energy*, Bd. 247, S. 438–453, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.04.064.
- [104] **C. Hebling u.a.**, „Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland“, Fraunhofer-Institute IMWS und IKTS, Karlsruhe und Freiburg, Okt. 2019. Zugriffen: März 31, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/ueber-fraunhofer/wissenschaftspolitik/Positionen/Fraunhofer-Wasserstoff-Roadmap.pdf>
- [105] **International Energy Agency (IEA)**, „The future of hydrogen“, IEA, Japan, Report prepared by the IEA for the G20, Japan, 06/19. Zugriffen: Mai 07, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- [106] **J. Adolf u.a.**, „Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂“, Shell Deutschland Oil GmbH, Wuppertal Institut, Hamburg, 2017. Zugriffen: März 31, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6647/file/6647_Wasserstoff-Studie.pdf
- [107] **G. Tezel und R. Hensgens**, „HiWay27: hydrogen transmission using the existing natural gas grid? – Final report for the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy“, Amsterdam, Juni 2021. Zugriffen: Juli 05, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hyway27.nl/en/latest-news/hyway-27-realisation-of-a-national-hydrogen-network>
- [108] **P. Adam, F. Heunemann, C. von dem Bussche, S. Engelshove, und T. Thiemann**, „Wasserstoffinfrastruktur – tragende Säule der Energiewende – Umstellung von Ferngasnetzen auf Wasserstoffbetrieb in der Praxis“, 2020. Zugriffen: Juli 05, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/200915-whitepaper-h2-infrastruktur-DE.pdf>
- [109] **D. Kurosaki**, „Introduction of Liquid Organic Hydrogen Carrier and the Global Hydrogen Supply Chain Project“. Sep. 12, 2018. Zugriffen: Mai 07, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/10/f56/fcto-infrastructure-workshop-2018-32-kurosaki.pdf>
- [110] „Chiyoda’s Hydrogen Supply Chain Business“, SPERA Hydrogen. <https://www.chiyodacorp.com/en/service/spera-hydrogen/innovations/> (zugegriffen Mai 07, 2021).

- [111] **H. Fehrenbach**, „The key role of composite storage systems in hydrogen distribution“, Hydrogen Online Conference, Bd. Mission Hydrogen, Nr. Ed. online, 2020.
- [112] **N. Schödel**, „Synthesegas, Wasserstoff und Folgeprodukte“, gehalten auf der 52. Tutzing-Symposium Ein Jahr Bioraffinerie-Roadmap: Wo steht Deutschland im internationalen Vergleich? Nationale Projekte Block 3: Syngas-Bioraffinerien, Evangelische Akademie Tutzing, Juni 10, 2013.
- [113] **Verband der Chemischen Industrie (VCI)**, „Chemiewirtschaft in Zahlen – online“. Juni 14, 2021. Zugriffen: Juli 05, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/01-kapitel-produktion.xlsx>
- [114] **F. Ausfelder, A. Seitz, und S. von Roon**, Hrsg., „Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie -Methodik | Potenziale | Hemmnisse. Zugriffen: März 26, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://dechema.de/dechema_media/Bilder/Publikationen/Buch_FLEXIBILITAETSOPTIONEN.pdf
- [115] **M. Sprecher**, „Energieverbund im integrierten Hüttenwerk“, gehalten auf der Stahlakademie, Düsseldorf, Nov. 22, 2016.
- [116] **Kraftfahrt-Bundesamt**, „Pressemitteilung Nr. 6/2020 – Der Fahrzeugbestand am 1. Januar 2020“, März 2020. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2020/fz21_2020_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- [117] „Zero Emission Aviation – Emissionsfreie Luftfahrt“, Köln, Okt. 2020. Zugriffen: Juli 05, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dlr.de/content/de/downloads/2020/white-paper-zero-emission-aviation.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- [118] **Wirtschaftsvereinigung Stahl (wV Stahl)**, „Statistiken, Stahlerzeugung in Deutschland“. Stahl online. Zugriffen: Juli 05, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stahl-online.de/startseite/stahl-in-deutschland/zahlen-und-fakten/>
- [119] **F. Ausfelder und et al.**, »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. München, 2017. ISBN: 978-3-9817048-9-1.
- [120] **Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs (DVGW)**, „Mehr Wasserstoff technisch sicher verankern“. https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/aktuelles/presse/2019-04-09_-_Wasserstoff_technisch_verankern.pdf (zugegriffen Juli 05, 2021).
- [121] „Öffentliches Protokoll Sitzung des Stadtrates Werlte“. https://sgwerlte.ratsinfomanagement.net/sdnetrim/UGhVMOhpd2NXNFdFcExjZengdZN7YVSvQKewS0-9IK4H54xZmAXN55mMlrXVMry/Oeffentliche_Niederschrift_Stadtrat_Werlte_24.03.2021.pdf (zugegriffen Juli 05, 2021).
- [122] **Z. Yang, C. Gao, B. Tang, H. Zhang, Y. Cao, und W. Tian**, „The power-to-hydrogen capacity optimization for balancing fluctuant wind power“, in 2017 4th International Conference on Systems and Informatics (ICSAI), Hangzhou, Nov. 2017, S. 278–282. doi: 10.1109/ICSAI.2017.8248304.
- [123] **Y. Jiang, B. Wen, und Y. Wang**, „Optimizing unit capacities for a wind-hydrogen power system of clustered wind farms“, Int Trans Electr Energ Syst, Bd. 29, Nr. 2, S. e2707, Feb. 2019, doi: 10.1002/etep.2707.
- [124] **Bundesnetzagentur (BNetzA)**, „Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Gesamtes Jahr 2019“, Berlin. Zugriffen: März 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=9
- [125] **Next Kraftwerke GmbH**, „Was ist Regelenergie?“, Was ist Regelenergie? Definition. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie> (zugegriffen März 29, 2021).
- [126] **Gas Connect Austria**, „The colours of hydrogen“, Gas Connect Austria, Juli 28, 2020. <https://www.gasconnect.at/en/news/news-press/news/detail/News/die-farben-des-wasserstoffs> (zugegriffen Mai 06, 2021).
- [127] **S. Giovannini**, „50 shades of (grey and blue and green) hydrogen“, ENERGYCITIES – The European association of cities in energy transition, Nov. 13, 2020. <https://energy-cities.eu/50-shades-of-grey-and-blue-and-green-hydrogen/> (zugegriffen Mai 06, 2021).
- [128] **Solarify**, „Wasserstoff-Farbenlehre“, Solarify, März 18, 2020. <https://www.solarify.eu/2020/03/18/wasserstoff-farbenlehre/> (zugegriffen Mai 06, 2021).
- [129] **Europäische Kommission**, „Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen – Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa“, Brüssel, COM(2020) 301 final, Juli 2020. Zugriffen: März 30, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=DE>
- [130] **M. Londo u. a.**, „Roadmap for the establishment of a well-functioning EU hydrogen GOsystem“, Deliverable No. 5.1, Okt. 2016. Zugriffen: März 30, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.certify.eu/images/media/files/D5_1_Implementation_Roadmap-v15-final.pdf
- [131] **Europäische Kommission**, „Reference Document on Best Available Techniques for the Manufacture of Large Volume Inorganic Chemicals - Ammonia, Acids and Fertilisers“, Aug. 2007. Zugriffen: März 30, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/2019-11/lvic_aaf.pdf
- [132] **Air Liquide Global E&C Solutions US Inc.**, „Lurgi RectisolTM The world’s leading synthesis gas purification process“. Zugriffen: März 30, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.engineering-airliquide.com/sites/activity_eandc/files/2017/11/22/air-liquide-e-c-lurgi-rectisol-technology-2017.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 3.0 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 GmbH

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

Herausgebende

Dr. Florian Ausfelder
Hanna Ewa Dura

DECHEMA Gesellschaft für Chemische
Technik und Biotechnologie e.V.
Theodor-Heuss-Allee 25
60486 Frankfurt am Main

Verantwortlicher im Sinne des Presserechts

Dr. Florian Ausfelder
DECHEMA Gesellschaft für Chemische
Technik und Biotechnologie e.V.
Theodor-Heuss-Allee 25
60486 Frankfurt am Main

Gestaltung und Satz

Lindner & Steffen GmbH,
Nastätten

Bildnachweis

U1 Chokri Boumrifak, vi-studio.de
AdobeStock: Abbildungsverzeichnis wladimir1804,
A sdecure, B BillionPhotos.com, C ipopba, D Sashkin,
U4 EtiAmmos

Gefördert vom
Bundesministerium für Bildung und Forschung

Betreut vom
Projektträger Jülich

Erschienen am 10. August 2021 in Frankfurt am Main
1. Auflage

ISBN: 978-3-89746-236-6

chance

change





*3. Roadmap
des Kopernikus-Projektes „P2X“:
Phase II*

TECHNISCHER ANHANG

Transformation – Anwendungen – Potenziale

Herausgebende:

Florian Ausfelder, Hanna Dura



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: 03SFK2W0-2 (DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.)

*3. Roadmap
des Kopernikus-Projektes „P2X“:
Phase II*

TECHNISCHER ANHANG

Transformation – Anwendungen – Potenziale

Herausgebende:

Florian Ausfelder, Hanna Dura



INHALT

1. ANHANG ZU KAPITEL 1	4
2. ANHANG ZU KAPITEL 2	4
3. ANHANG ZU KAPITEL 3	
Methodische Hintergründe	4
3.1 Energiemodell	4
3.1.1 Allgemeine Angaben	4
3.1.2 Annahmen zur Kostenentwicklung	5
3.1.3 Annahmen zum Industriesektor	6
3.1.4 Weitere Annahmen	6
3.2 Life Cycle Assessment	7
3.2.1 Wertschöpfungsketten-übergreifende Annahmen	7
3.2.2 Ausgewertete Umweltkategorien	7
3.3 Techno-ökonomische Analyse	8
3.4 Akzeptanz	10
3.5 Potenzialanalyse	14
3.5.1 Relevante Kriterien und Cluster für eine PtX-Potenzialanalyse	14
3.5.2 Zu untersuchende Länder	15
3.5.3 Verwendete Parameter der Potenzialanalyse	17
3.5.4 Annahmen für die zeitliche Entwicklung der CO ₂ -Punktquellen in der Potenzialanalyse	17
4. ANHANG ZU KAPITEL 4	
Einbettung der Analysen in den Gesamtkontext der Energiewende und Klimaschutzziele	19
4.1 Übergreifende Energiesystemmodellierung	19
4.1.1 Energiesystemmodellierung – Energie- und Rohstoffnachfrage	20
4.1.2 Energiesystemmodellierung – Stromerzeugung und Speicherbedarf	21
4.2 Strom als Haupteinflussfaktor für die ökologischen und ökonomischen Bewertungen	24
4.2.1 Umweltauswirkungen der Stromerzeugung	24
5. ANHANG ZU KAPITEL 5	
Verkehr	25
5.1 Entwicklung und Einordnung des Verkehrssektors	25
5.2 Prozessbeschreibung FT-Kraftstoffe	26
5.3 Life Cycle Assessment	27
5.4 Techno-ökonomische Analyse	29
5.5 Potenzialanalyse synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor	30
5.5.1 Berechnungsgrundlagen zur Potenzialanalyse von FT-Kraftstoffen	30
5.5.2 Annahmen zur Nachfrage von FT-Kraftstoffen	31
5.5.3 Detaillierte Ergebnisse zur Potenzialanalyse von FT-Kraftstoffen	32

**6. ANHANG ZU KAPITEL 6**

Chemische Grundstoffe

6.1	Entwicklung und Einordnung chemischer Grundstoffe	33
6.2	Biologische Umwandlung zu Butanol	34
6.3	PME-Polymere	37
6.3.1	Life Cycle Assessment	37
6.3.2	Techno-ökonomische Analyse	38
6.4	Potenzialanalyse	41
6.4.1	Annahmen zur Nachfrage von FT-Naphtha	41
6.4.2	Detaillierte Ergebnisse zur Potenzialanalyse von FT-Naphtha	41

7. ANHANG ZU KAPITEL 7

Energieträger für die Industrie

7.1	Entwicklung und Einordnung des Industriesektors	43
7.2	PEM Elektrolyse	44
7.3	Glaserstellung	46
7.3.1	Prozessbeschreibung	46
7.3.2	Life Cycle Assessment	49
7.3.3	Techno-ökonomische Analyse	50
7.4	Akzeptanzuntersuchungen	51
7.5	Potenzialanalyse	51
7.5.1	Berechnungsgrundlagen zur Potenzialanalyse von grünem Wasserstoff	51
7.5.2	Annahmen zur Nachfrage von grünem Wasserstoff	51
7.5.3	Detaillierte Ergebnisse zur Potenzialanalyse von grünem Wasserstoff	52

8. ANHANG ZU KAPITEL 8

Transportalternativen für Wasserstoff

8.1	Prozessbeschreibung	53
8.2	Life Cycle Assessment	53

9. ANHANG ZU KAPITEL 9

Vergleich der Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff

54

10. ANHANG ZU KAPITEL 10

Vergleich der Einsatzmöglichkeiten für Synthesegas

54

11. LITERATURVERZEICHNIS

55

1. ANHANG ZU KAPITEL 1

2. ANHANG ZU KAPITEL 2

3. ANHANG ZU KAPITEL 3

Methodische Hintergründe

3.1 Energiemodell

3.1.1 Allgemeine Angaben

Tabelle 3.1: Allgemeine Modellierungsgrößen.

Benzin	Wert	Szenario	Einheit	Quelle
THG-Budget 2020 – 2050 Deutschland	14	Basis, Import, Verkehrswende	Gt CO ₂ -Äq.	Eigene Berechnung
	7,5	1,5 Grad	Gt CO ₂ -Äq.	Eigene Berechnung
THG Budgets 2020 – 2050 EU-ETS	30	Basis, Import, Verkehrswende	Gt CO ₂ -Äq.	[1]
	19	1,5 Grad	Gt CO ₂ -Äq.	Eigene Berechnung
THG-Reduktion 2030 im Vergleich zu 1990	mind. 55	Alle	%	[2]
THG-Reduktion 2040 im Vergleich zu 1990	mind. 70	Alle	%	[2]
THG-Reduktion 2050 im Vergleich zu 1990	mind. 95	Alle	%	[2]
Wirtschaftswachstum	0,7	Alle	% pro Jahr	[3]

Tabelle 3.2: Bevölkerungsentwicklung nach [4].

	2019	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung in Mio.	83,2	83,4	83,1	80,7	77,6

Tabelle 3.3: Restriktionen und Potenzial erneuerbarer Energien.

Ausstiegspläne Deutschland	Atomausstieg bis 2022, Kohleausstieg bis spätestens 2038 (auch früher möglich – wird modellintern entschieden)
Ausstiegspläne Europa	Folgen den aktuellen Energiepolitiken der Länder.

3.1.2 Annahmen zur Kostenentwicklung

Tabelle 3.4: Kostenparameter für Stromerzeugungstechnologien und PtX-Technologien (Investkosten k_i , Betriebskosten k_{fix} , Brennstoffkosten k_{BS}).

	k_i in €/kW		k_{fix} in €/kW		k_{BS} in €/kW		Quellen
	2020	2050	2020	2050	2020	2050	
Steinkohle	1.660	1.660	50	50	5,7	4,3	[5]
Braunkohle	1.660	1.660	50	50	1,8	1,8	[5], [6]
Erdgas	623	623	19	19	14,1	19,2	[5]
Wasserkraft	2.718	2.718	56	56			[5]
Wind Onshore	1.113	938	13	12			[7]
Wind Offshore	2.590	1.285	93	46			[7]
PV	1.228	425	18	17			[5]
Biomasse	1.992	1.758	71	66	30	30	[5], [6]
Biogas	2.366	2.072	46	42	30	30	[5], [6]
PEM-Elektrolyse	1.150	400	28,8	10			[8], [9]
Methanisierung	600	250	18	8			[10]
Power-to-Liquid	840	340	34	14			[11], [12]

Tabelle 3.5: CO₂-Preis nach [13] für alle Emittenten der Erzeugungs- und Verbrauchssektoren.

	2020	2030	2040	2050
CO ₂ -Preis in €/t	37	141	246	350

3.1.3 Annahmen zum Industriesektor

- Die maximal zur Verfügung stehende Stahlschrottmenge beträgt 27 Mio. t [14].
- Der Klinkeranteil im Zement erhöht sich auf 90 % (aufgrund des Wegfallens der Hochofenroute bei der Stahlproduktion) und der Anteil neuartiger Bindemittel an der Zementproduktion beträgt maximal 50 % [3], [15].
- Die Altpapierquote wird auf 83 % erhöht und das Potenzial zur Nutzung von Sekundärbrennstoffen in der Papierindustrie kann auf maximal 15,1 TWh gesteigert werden [14].
- Der Scherbenanteil bei der Glasherstellung kann durch ein verbessertes Recyclingsystem auf die Maximalwerte gesteigert werden. Der maximale Anteil elektrischer Schmelzwannen wird auf 30 % der Gesamtmenge beschränkt und angenommen, dass die Technologie erst ab dem Jahr 2030 zur Verfügung steht [16].
- Die Obergrenze der Recyclingquote für NE-Metalle beträgt 90 % [3].
- Der Anteil von biogenen Energieträgern an der Brennstoffversorgung bei der Kalkproduktion ist auf 30 % limitiert [17].
- Das Amalgamverfahren bei der Herstellung von Chlor wird 2027 eingestellt [7].
- Die Obergrenze zur Herstellung von Methanol aus Biomasse liegt bei 120 kt pro Jahr [18].
- Der maximale Anteil des Methanol-to-Olefin-Verfahrens liegt bei 75 % [7].
- Der Einsatz nachwachsender Rohstoffe für stoffliche Zwecke in der Chemieindustrie wird auf 3,6 Mio. t begrenzt [14].
- Die Ausbringung in Gießereien kann auf 90 % gesteigert werden und der Anteil elektrischer Schmelzaggregate liegt unter 85 % [14].
- Im Sektor Nahrungsmittelherstellung beträgt der maximale Elektrifizierungsanteil bei der Wärmeerzeugung 95 % [3].
- Ab 2030 können Temperaturen über 500 °C mittels Power-to-Heat generiert werden [19].

3.1.4 Weitere Annahmen

- Energetische Sanierung aller Gebäude jenseits des unsanierbaren Sockels auf Passivhausstandard. Jährlich abnehmende Neubaurate von aktuell 0,85 % auf 0,2 % im Jahr 2050 und eine jährliche Abgangrate von 0,3 % (beide Angaben auf die Wohnfläche bezogen). Die Annahmen beruhen auf dem Szenario „Zielbild -70 %“ aus [20].
- Die Verkehrsnachfrage im Güterverkehr verhält sich proportional zum Wirtschaftswachstum.
- Verhaltensänderungen im Bereich Ernährung werden vorerst nicht betrachtet (ein Szenario hierzu ist im Aufbau), sodass die Emissionen aus der Landwirtschaft nur leicht aufgrund des Bevölkerungsrückgangs sinken.
- Für die Quellgruppen Abfall- und Abwasser sowie Produktverwendung werden die THG-Emissionen exogen vorgegeben. Es wird angenommen, dass in diesen Sektoren eine Senkung der Emissionen durch technische Maßnahmen erfolgt.
- Im Jahr 2050 verbleiben in den Quellgruppen Landwirtschaft, Abfall- und Abwasser und Produktverwendung 52 Mt CO₂-Äq. Für die zulässigen Emissionen aus Industrieprozessen (die sich aus der Modellierung ergeben) verbleiben demnach noch 10,2 Mt CO₂-Äq. um eine 95- %ige Treibhausgasreduzierung gegenüber 1990 im Jahr 2050 zu erreichen.

3.2 Life Cycle Assessment

3.2.1 Wertschöpfungsketten-übergreifende Annahmen

Datengrundlage des Hintergrundsystems	ecoinvent Datenbank Version 3.6 – System Model: Cut-Off by Classification
Wirkungsabschätzungsmethode.	ReCiPe 2016 Midpoint (H).
Systemgrenzen für • Chemische Produkte • Kraftstoffe / Energieträger • Transporttechnologien	Cradle-to-Gate Well-to-Wheel / Cradle-to-Grave Gate-to-Gate
Geografischer Bezugsraum	Deutschland (bei unzureichender geografischer Datenverfügbarkeit zunächst Europa, dann weltweit)
Betriebsweise	Kontinuierlich (90 % Anlagenverfügbarkeit)
Anlagen Lebensdauer	20 a (falls keine genaueren Herstellerangaben)
Anlagengröße	Die modellierten PtX-Anlagengrößen beziehen sich auf ihr langfristiges Potenzial im Jahr 2050
CO ₂ -Quelle	Einheitlich Direct Air Capture für alle P2X-Wertschöpfungsketten • Geschlossener Kohlenstoffkreislauf bei Kraftstoffanwendung • Unabhängige Quelle

3.2.2 Ausgewertete Umweltkategorien

Begriff in der Roadmap	Bezeichnung ReCiPe 2016	Referenzeinheit
Klimawandel	Climate Change	kg CO ₂ -Äq..
Partikel Emissionen	Fine Particulate Matter Formation	kg PM _{2.5} -Äq..
Stratosphärischer Ozonabbau	Stratospheric Ozone Depletion	kg CFC-11-Äq..
Sommersmog	Photochemical Ozone Formation, Human Health	kg NO _x -Äq..
Versauerung	Terrestrial Acidification	kg SO ₂ -Äq..
Wasserverbrauch	Freshwater Consumption	m ³
Ressourcenverbrauch	Fossil Depletion	RÖE.
Landnutzung	Land Use Occupation	jährliche Ernte-Äq.
Metallverbrauch	Metal Depletion	kg Cu-Äq..

3.3 Techno-ökonomische Analyse

Die Tabellen in diesem Kapitel geben die Wertschöpfungsketten-übergreifenden Annahmen wieder. Spezifische Annahmen der einzelnen Wertschöpfungsketten werden in den Kapiteln 4.2–7.4 des Anhangs aufgeführt.

Tabelle 3.6: Allgemeine Parameter der TÖA.

Parameter	Wert	Einheit	Quelle
CEPCI 2019	607,5		[21]
Betriebsstunden pro Jahr	8.000	h / a	Allg. Absprache in Roadmap 3.0
Abschreibedauer Anlagen allgemein	20	a	Allg. Absprache in Roadmap 3.0
Diskontierungssatz	5	%	Allg. Absprache in Roadmap 3.0
Lohnkosten Deutschland Verarbeitendes Gewerbe 2019	40,90	€ / h	[22]
Wechselkurs 1 € in US-\$ 2019	1,12		[23]

Tabelle 3.7: Betriebskosten.

Parameter	2020	2030	2050	Einheit	Quelle
Stromkosten	37,64	58,52	57,21	€/MWh	Berechnung aus Task „Energieszenario“
H ₂ Bereitstellungskosten aus PEM Elektrolyse	3,14	3,51	2,97	€/kg	Ergebnisse aus 7.2.3
CO ₂ Bereitstellungskosten aus DAC	740	150	110	€/t	Absprache mit technischem AP
Erdgas (reine Brennstoffkosten)	14,11	17,9	19,23	€/MWh	Berechnung aus Task „Energieszenario“
Erdgas inkl. CO ₂ -Preis	18,56	35,46	89,23	€/MWh	Berechnung aus Task „Energieszenario“
Wasser	2			€/m ³	[24]
Kühlwasser	0,0035			€/m ³	[25]
Entsorgung Prozesswasser	3,8			€/m ³	[26]

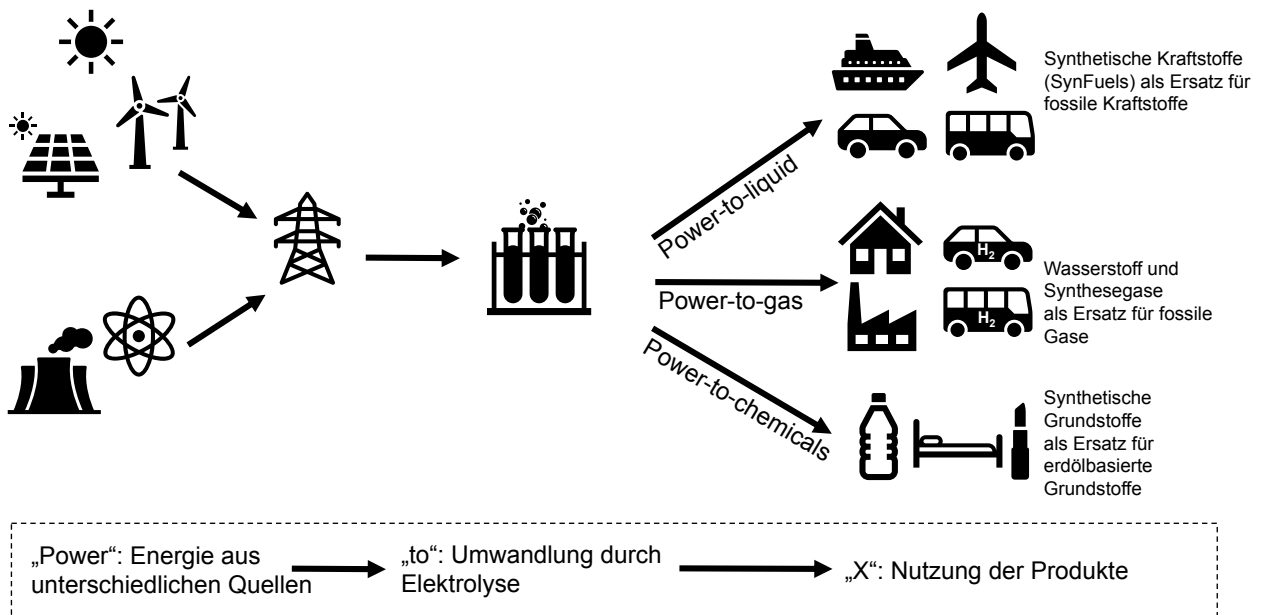
Tabelle 3.8: Kostenfaktoren für indirekte und direkte Betriebskosten.

Kostenfaktoren für Betriebskosten	Basis	Thermochemisch	Thermochemisch	Elektrochemisch
		großskalig	kleinskalig	
Indirekte Betriebskosten				
Versicherung und Steuern	FCI (fixed capital investments) (CAPEX)	0,02	0,02	0,02
Maintenance labor (ML)	FCI / CAPEX	0,01	0,005	Wartungskosten werden auf Basis der Elektrolyseleistung ermittelt
Maintenance material (MM)	FCI / CAPEX	0,01	0,005	
Operating supplies (OS)	ML+MM	0,15	0,15	0,15
Administrative costs	PO	0,25	0,25	0,25
Plant overhead costs (PO)	Lohnkosten OL+OV+OS	0,50	0,05	0,50
Direkte Betriebskosten		Basis		Faktor
Operating supervision (OV)		Lohnkosten		0,15
Laboratory charges		Lohnkosten		0,20

3.4 Akzeptanz

Power-to-X im Schaubild

In dem folgenden Schaubild ist die Grundidee von Power-to-X kurz dargestellt.



ALLGEMEINE INFORMATIONEN ZU POWER-TO-X

Der Hintergrund:

Unser Energiesystem beruht auf stofflichen Energieträgern, die fast ausschließlich fossiler Natur sind, wie Öl, Kohle und Erdgas. Stoffliche Energieträger haben viele Vorteile: Sie können nahezu unbegrenzt gelagert werden, haben sehr hohe Energiedichten und können über die vorhandene Infrastruktur (Tankstellen, Gasnetz) verteilt werden.

Die Vision:

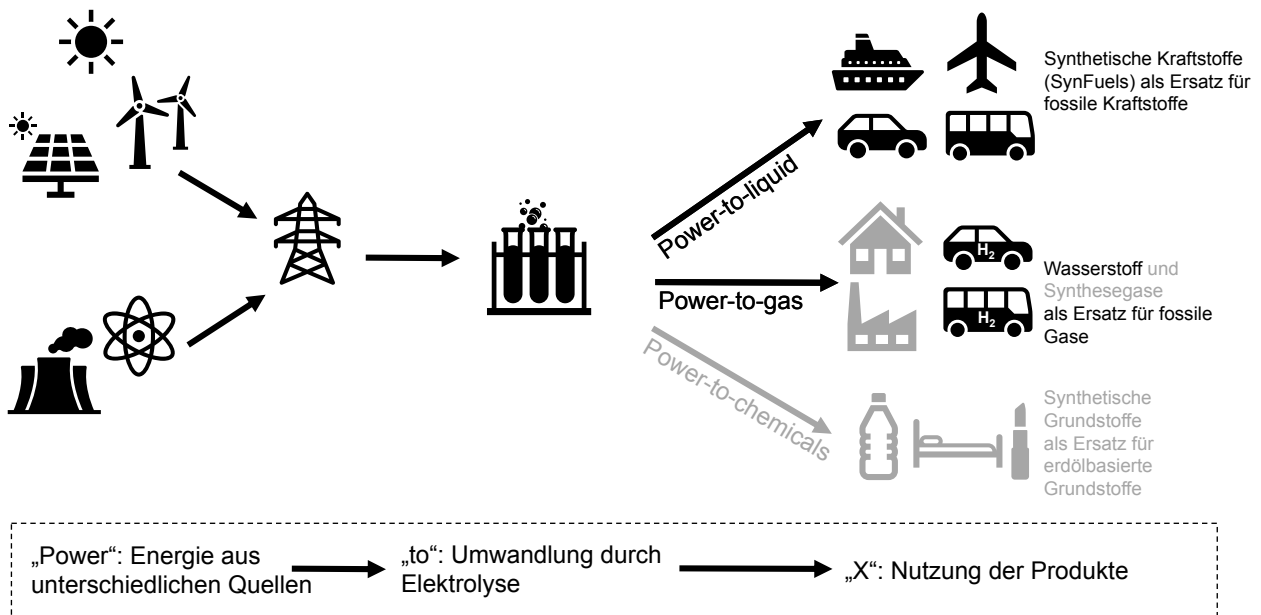
Mit Power-to-X können diese fossilen Ressourcen nachhaltig ersetzt werden. Aus erneuerbarem Strom („Power“) werden dafür stoffliche Energieträger („X“) wie Wasserstoff, Chemieprodukte oder synthetische Treibstoffe hergestellt und auf diese Weise Sektoren wie Verkehr, Industrie und Chemie dekarbonisiert.

Anwendungsbeispiele:

Beispiele sind die Chemieindustrie, wo Öl als Ausgangsstoff dient, und die Glasindustrie, die Erdgas zur Beheizung der Schmelztiegel verwendet. Aber auch Treibstoffe für Flugzeuge und Lastentransport sind Anwendungsgebiete für Power-to-X-Produkte.

Power-to-X im Verkehr

Ein möglicher Anwendungsbereich für Power-to-X-Technologien ist der Verkehrssektor. Die erzeugten synthetischen Kraftstoffe können alternativ zu herkömmlichen Kraftstoffen genutzt werden. Außerdem können Fahrzeuge auch direkt mit Wasserstoff betrieben werden. Dies wird in der Abbildung veranschaulicht.



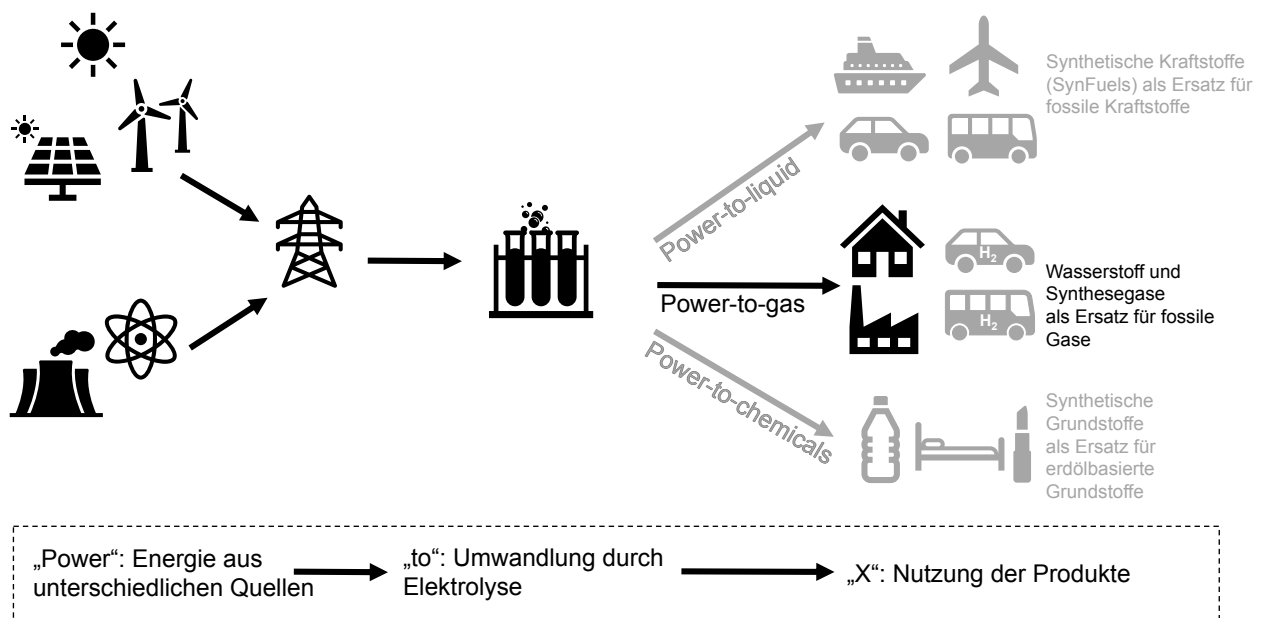
6. Nun interessiert uns, wie Du zu Power-to-X im Verkehrssektor stehst.

Inwiefern stimmst Du der folgenden Aussage zu?

	stimme überhaupt nicht zu	stimme eher nicht zu	teils / teils	stimme eher zu	stimme völlig zu	kann ich nicht beurteilen
Alles in allem unterstütze ich die Nutzung von Power-to-X-Technologien im Verkehrssektor in Deutschland.	☐	☐	☐	☐	☐	☐

Power-to-X im Energiesektor

Neben dem Verkehrssektor finden Power-to-X-Technologien auch im Energiesektor Verwendung. Wasserstoff kann z. B. zum Heizen von Industrieöfen (z. B. Glasindustrie) oder für die Heizung in Privathaushalten genutzt werden.



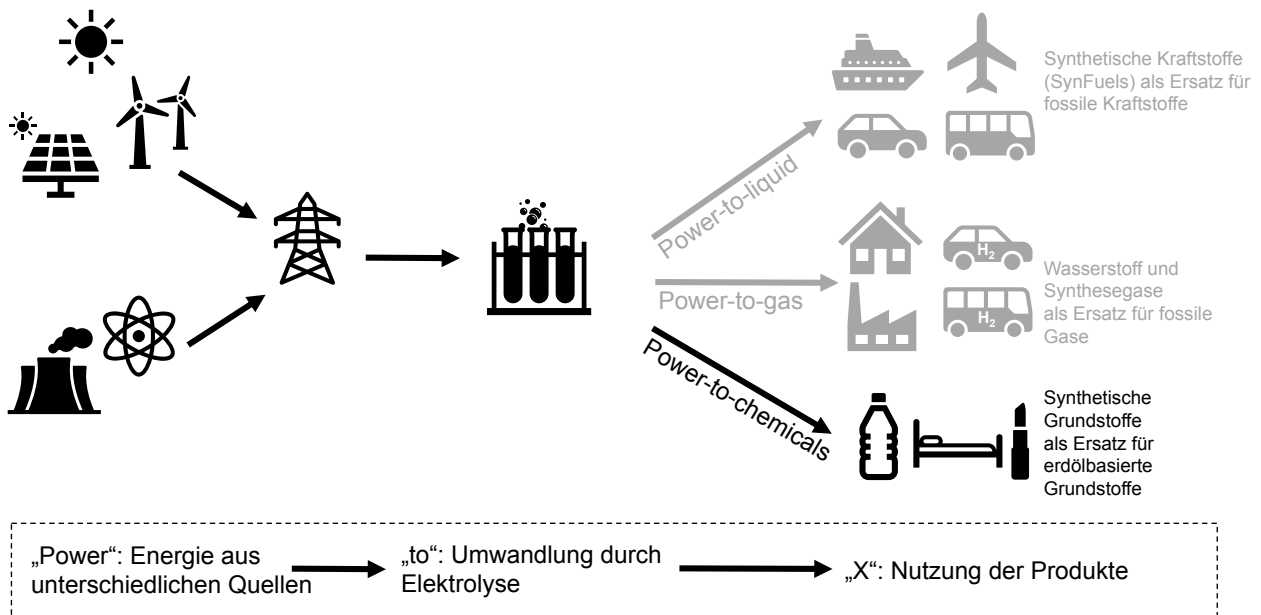
10. Nun interessiert uns, wie Du zu Power-to-X-Technologien im Energiesektor stehst.

Inwiefern stimmst Du der folgenden Aussage zu?

	stimme überhaupt nicht zu	stimme eher nicht zu	teils / teils	stimme eher zu	stimme völlig zu	kann ich nicht beurteilen
Alles in allem unterstütze ich die Nutzung von Power-to-X-Technologien im Energiesektor in Deutschland.	☐	☐	☐	☐	☐	☐

Power-to-X im Chemiesektor

Auch der Chemiesektor bietet unterschiedliche Anwendungsmöglichkeiten für Power-to-X-Technologien. Synthesegase können dazu genutzt werden chemische Grundstoffe herzustellen. Bisher werden diese Grundstoffe vornehmlich aus fossilen Ressourcen gewonnen.



12. Nun interessiert uns, wie Du zu Power-to-X-Technologien im Chemiesektor stehst.

Inwiefern stimmst Du der folgenden Aussage zu?

	stimme überhaupt nicht zu	stimme eher nicht zu	teils / teils	stimme eher zu	stimme völlig zu	kann ich nicht beurteilen
Alles in allem unterstütze ich die Nutzung von Power-to-X-Technologien im Chemiesektor in Deutschland.	☐	☐	☐	☐	☐	☐

3.5 Potenzialanalyse

3.5.1 Relevante Kriterien und Cluster für eine PtX-Potenzialanalyse

Tabelle 3.9: Kriterien, die für das Potenzial von PtX-Produkten berücksichtigt werden, eingeteilt in fünf Cluster.

Grundressourcen	Infrastruktur	Industrie	Politischer Rahmen	Kriterien-übergreifende Faktoren
Erneuerbare Energien	Verfügbarkeit von Flächen	Raffinerieanlagen	Emissionsreduktionsziele	Sozio-Politische Akzeptanz
Dargebot an Süß-/Salzwasser	Stromnetz	Chemieparks	Politische Förderinstrumente	Lokale Akzeptanz
CO ₂ -Quellen	Energiespeicher	Schaffung von Arbeitsplätzen unter Berücksichtigung des Ausbildungsstands	Länderstabilität	Marktakzeptanz
	Exportkapazität	Technologieziele		Politische Abstandsregelungen
				Datenverfügbarkeit

Tabelle 3.10: Verschiedenen Potenzialebenen am Beispiel Kriterium: „Erneuerbare Energien“ (eine Hierarische Betrachtung der Ebenen wird explizit ausgeschlossen).

Theoretisch	Technisch	Wirtschaftlich	Politisch	Sozial
gesamtes regionales Potenzial (Sonne/Wind/...), das sich theoretisch in EE-Strom umwandeln ließe	technische Wirkungsgrade	Herstellungs- bzw. Import und Betriebskosten.	bebaute, geschützte oder weitere, nicht zugängliche Flächen (Topographie)	Lokale Akzeptanz
	technische Mindestabstände	Marktakzeptanz	Regionales Klimaschutzziel (2050) und Etappen (2030)	Bereitschaft zu Eigenverbrauch
	Betriebsdauer		Politische Abstandsregelungen	Abstandsregelungen
			Förderungsmaßnahmen (bspw. pro TWh)	Nutzungskonkurrenz

3.5.2 Zu untersuchende Länder

Tabelle 3.9: Ausgewählte Länder, für die das PtX-Potenzial erhoben werden soll.

Early Adopter

Quellen	Argentinien	Chile
Ausbauzustand und Potenzial EE	• 2,4 %-Anteil EE am Strommix • weitere 29 %-Anteil am Strommix große Wasserkraftwerke >50 MW	• 34 %-Anteil EE (hauptsächlich Wasser) • Sehr hohes Wind- und PV-Potenzial, noch nicht ausgeschöpft
Infrastruktur	• Hochspannungsleitungen sind begrenzt verfügbar • Erdgaspipelines mit Chile • Terminals für Erdgas und fossile Kraft- und Brennstoffe an Häfen	• Erdgaspipelines mit Argentinien • Erdgasterminals an Häfen
Stand der Industrie	• geprägt von Landwirtschaft (Nahrungsmittel- und Futterindustrie) • Raffinerieprodukte, Kraftfahrzeuge	• BIP pro Kopf ca. 15.000 USD, Industrieanteil ca. 31 %
Wasserverfügbarkeit / -stress	• geringer Wasserstress gemäß WeltRisikoIndex (Fokus: Wasserversorgung, Rang 136, Stand 2019) [27]	• sehr hoher WeltRisikoIndex bei sehr geringer Vulnerabilität, Anfälligkeit und sehr guten Bewältigungs- und Anpassungskapazitäten (Fokus: Wasserversorgung Rang 27, Stand 2019) • Wasserversorgung privatisiert
Politische Ziele / Agenda hinsichtlich EE	• Ausbauziele für EE-Strom: 2025: 20 %, 2030: 25 %	• Ausbauziel EE 70 % bis 2030 • Unabhängigkeit von Importen (Erdgas, Kohle) und Wasserkraft (wg. zunehmender Dürreperioden) • H₂-Strategie erarbeitet
Besonderheiten	• Sehr hohes EE-Potenzial, das bisher jedoch kaum ausgebaut ist • Entwicklungspolitische und industriepolitisch Perspektive für einen „emerging market“	• Wird als "Hidden Champion" für H₂- und PtX-Produktion bezeichnet

Global Player	In Transition	Newcomer
China	Kasachstan	Madagaskar
• 26 %-Anteil EE an Stromerzeugung • extrem hohe EE-Zuwachsraten (von 2018 auf 2019 160 TWh)	• 1,27 %-Anteil EE an Stromerzeugung • großes Potenzial für Solar, theoretisch 2,5 TWh / Jahr • sehr großes Potenzial für Windstrom, theoretisch 920 TWh / Jahr • sehr niedriger Stromeigenbedarf (2017 bei ca. 87 TWh), sodass Exportpotenzial prinzipiell gegeben ist.	• 24 % Wasserkraft, 0,1 % Wind / PV Anteile am Strommix • hohe Potenziale für PV und Wind
• Infrastruktur für fossile Energieträger vorhanden • Strominfrastruktur wird zunehmend ausgebaut	• Pipelines Erdgas bis Europa • Stromtrassen vorhanden	• insgesamt schlecht entwickelt • kein flächendeckendes Stromnetz, gering belastbar • Häfen vorhanden
• Exportland, breit gefächert • Weltmarktführer für PV-Module und Batteriezellen	• gemessen am BIP größte Volkswirtschaft Zentralasiens • geprägt durch Bergbau (Kupfer, Chromit, Kohle, Bauxit) und Förderung von Erdöl und -gas • Stahl- und Aluminiumproduktion, chemische Industrie • Hauptexportprodukte: Öl, Gas, Metalle	• insg. schwach entwickelt • überwiegend Textil, Bergbau • begrenzt Zementwerke
• mittlerer Wasserstress gemäß des WeltRisikoIndex (Rang 98)	• geringer Wasserstress gemäß des WeltRisikoIndex (Rang 135)	• hoher des WeltRisikoIndex (Rang 39) • Meerwasserentsalzung ist aufgrund der Insellage eine Möglichkeit zur Deckung des Wasserbedarfs für H₂- und PtX-Erzeugung
• Ausbauziele EE-Strom: 2020: 28 %, Ziel für 2030 soll auf 40 % angehoben werden	• Ausbauziele für EE-Strom: 2025: 30 %, 2030: 50 %	• durch internationale Förderprogramme können 2030 5 % PV-Anteil am Strom mix erreicht werden
• führendes Industrieland als globaler Partner für globale Zukunftsfragen • großes Potenzial für H₂- und PtX- Produktion und -Nachfrage • Extrem starke Zuwachsraten für die Energieproduktion, EE und fossil sowie nuklear	Die Wirtschaft Kasachstans fußt auf fossilen Rohstoffen. Zur Erreichung der Klimaschutzziele wird die Wirtschaft auf erneuerbare Energieträger, dessen Potenzial groß ist, umgebaut werden müssen. Durch bereits vorhandene relevante Industrieanlagen und Infrastruktur (u.a. direkte Pipelines nach Europa) bieten sich Vorteile in der Umsetzung und einem möglichen Import nach Deutschland.	• Entwicklungspolitische und industriepolitisch Perspektive für ein sehr armes und strukturschwaches Land mit hohem Potential an EE. • Insbesondere Insellösungen können aufgrund des "fehlenden" Stromnetz es attraktiv sein.

3.5.3 Verwendete Parameter der Potenzialanalyse

Tabelle 3.11: Stromproduktionsdaten aus dem TUM / OTH Modell.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Eingespeiste Jahresarbeit, gesamt	570	430	910	1.188
Windenergie an Land	140	243	439	439
Windenergie auf See	22	22	161	267
PV	56	72	227	431
Wasserkraft	14	14	14	14
Biomasse	44	21	21	21
Geothermie	0	18	18	18
nicht erneuerbar	294	41	31	0

Tabelle 3.12: Vergleich der Endenergiebedarfe in Deutschland.

Bruttostromverbrauch	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Prognos (BMWi) [28]		575	571	574
Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (Agora Energiewende) [16]		643	824	962
Öko-Institut, Prognos (WWF) [29]		480	600	700
P2X-Roadmap 3.0	550,94	501,27	582,56	576,68

3.5.4 Annahmen für die zeitliche Entwicklung der CO₂-Punktquellen in der Potenzialanalyse

- Chemieindustrie: Die Emissionen der Chemieindustrie reduzieren sich um 19 % in 2030 (24 Mio. t_{CO₂}), 36 % in 2040 (19 Mio. t_{CO₂}) und 61 % in 2050 (12 Mio. t_{CO₂}) im Vergleich zu 2020 (30 Mio. t_{CO₂}) [30].
- Energiesektor: Für das Jahr 2030 werden die Emissionen der Energiewirtschaft auf 175 Mio. t CO₂ reduziert [2]. Aufgrund des geplanten Kohleausstiegs bis 2038 wird angenommen, dass die Emissionen im Jahr 2040 um 85 % im Vergleich zu 2020 auf 45 Mio. t CO₂ reduziert werden. und bis 2050 konstant bleiben. Die Restemissionen sind auf die Nutzung von Erdgas zurückzuführen.
- Metallindustrie: Die CO₂-Emissionen der Metallindustrie sinken auf 27,6 Mio. t CO₂ in 2030, 22 Mio. t CO₂ in 2040 und 16,5 Mio. t CO₂ in 2050 [31].
- Papierindustrie: Die Emissionen der Papierindustrie sinken auf 0 bis 2050 [14] und es wird angenommen, dass die Abnahme linear erfolgt.
- Abfall- und Abwassermanagement: Der Bundesverband Sekundärrohstoffe und Entsorgung (BVSE) prognostiziert eine CO₂-Reduzierung in der Abfallbranche um 70 % bis 2050 [32]. Es wurde eine lineare zeitliche Abnahme angenommen.
- Mineralindustrie: Die CO₂-Emissionen der Mineralindustrie (Zement, Kalk, Glas und Keramik) für das Jahr 2050 wurden nach dem 95 %-Pfad in [33] auf 3 Mio. gesetzt. Die zeitliche Abnahme wurde linear angenommen.

Tabelle 3.13: Verfügbare CO₂-Mengen (aus [34], [35]) und zeitliche Entwicklung (im Kapitel 3.5.3.2 beschreiben) aus Industrie- und biogenen Quellen.

	Menge [Mio. t]			
	2020	2030	2040	2050
Industriequellen	428,5	273,2	121,2	96,0
Chemieindustrie	29,8	24,1	19,1	11,6
Energiesektor	305,1	175,0	45,8	45,8
Metallindustrie	34,9	27,6	22,1	16,5
Papierindustrie	7,8	5,2	2,6	0,0
Abfall- und Abwassermanagement	21,2	19,1	17,0	14,9
Mineralindustrie	29,6	20,7	11,9	3,0
Biogene Quellen	4,5	2,7	3,4	4,3
Bioethanol	0,8	0,6	0,8	0,5
Biogas	3,7	2,1	2,6	3,8

Tabelle 3.14: Endenergiebedarf der CO₂-Abscheidung.

	[kWh/t CO ₂]			
	2020	2030	2040	2050
Industrielle Quellen [35]	342,17	328,26	265,26	293,54
DAC [36]	800,00	400,00	400,00	365,00
Biogene Quellen [35]	111,00	111,00	111,00	111,00

Tabelle 3.15: Einstellungen im Tool für die Potenzialanalyse der Fischer-Tropsch-Produkte Benzin, Diesel, Kerosin und Diesel sowie für Wasserstoff.

Stromquellen	Nur erneuerbar
Eigenbedarf	Wird abgezogen
Stromanteil für ausgewähltes PtX-Produkt	100 %
CO ₂ -Quellen	DAC

4. ANHANG ZU KAPITEL 4

Einbettung der Analysen in den Gesamtkontext der Energiewende und Klimaschutzziele

4.1 Übergreifende Energiesystemmodellierung

Tabelle 4.1: Verkehrsleistung und Modal Split.

	2020		2050 Basis		2050 Verkehrswende	
Personenverkehr	Mrd. pkm	%	Mrd. pkm	%	Mrd. pkm	%
Straße Pkw	959,0	81,5	892,5	81,5	461,0	55,1
Straße Bus	42,1	3,6	39,2	3,6	92,4	11,0
Schiene	107,4	9,1	99,9	9,1	236,0	28,2
Flugzeug	68,0	5,8	63,2	5,8	47,3	5,7
Summe Personen	1.176,5	100	1.094,8	100	836,7	100
Güterverkehr	Mrd. tkm	%	Mrd. tkm	%	Mrd. tkm	%
Straße (Lkw)	501,4	72,4	618,1	72,4	461,0	54,6
Schiene	132,6	19,2	163,5	19,2	272,0	32,2
Binnenschiff	56,7	8,2	69,9	8,2	113,0	13,1
Flugzeug	1,7	0,2	2,0	0,2	1,1	0,1
Summe Güter	692,4	100	853,5	100	845,1	100

Tabelle 4.2: Treibhausgasemissionen in Deutschland.

	[Mt CO ₂ -Äq]			
Szenario	2020	2030	2040	2050
Basis und Import	769	503	298	71
Verkehrswende	770	487	273	71
1,5 Grad	745	318	167	71

Tabelle 4.3: Strombedarf in Europa.

	Strom [TWh]			
Szenario	2020	2030	2040	2050
Basis / Import	3.057,8	3.638,1	4.274,6	5.015,3
1,5 Grad	3.057,8	3.784,3	4.496,7	5.245,5
Verkehrswende	3.057,8	3.530,5	4.044,8	4.619,5

Tabelle 4.4: Wasserstoffbedarf in Europa.

Szenario	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Basis / Import	0,0	76,5	642,9	1.466,5
1,5 Grad	0,0	490,3	893,1	1.428,0
Verkehrswende	0,0	53,83	643,7	1.394,6

4.1.1 Energiesystemmodellierung – Energie- und Rohstoffnachfrage

Tabelle 4.5: Kumulierter Endenergiebedarf in den Szenarien Basis und Import.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Kohle	165,2	128,3	68,5	0,0
Mineralöl	1.146,7	859,0	395,6	0,0
Erdgas	629,6	555,2	380,7	0,0
Sonstige	46,1	32,5	14,1	0,0
Fernwärme	131,0	119,7	110,4	114,3
Biomasse	201,8	229,1	234,3	238,1
Solarthermie	7,7	29,9	97,6	100,0
Strom ohne PtX	550,2	500,3	564,3	607,7
PtL-Kraftstoff	0,0	0,8	2,3	83,3
PtG-Methan	0,0	1,7	34,6	192,0
PtG-Wasserstoff	0,0	18,9	135,8	294,3

Tabelle 4.6: Kumulierter Endenergiebedarf im Szenario 1,5 Grad.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Kohle	159,0	23,7	9,1	0,0
Mineralöl	1.098,2	567,9	192,1	0,0
Erdgas	611,2	400,2	258,9	0,0
Sonstige	44,7 T	8,9	2,2	0,0
Fernwärme	131,7	74,7	64,1	83,7
Biomasse	211,5	253,7	215,3	149,4
Solarthermie	9,6	62,4	84,1	83,7
Strom ohne PtX	545,1	580,4	648,3	640,3
PtL-Kraftstoff	0,0	0,8	3,4	83,3
PtG-Methan	0,0	39,5	35,5	192,0
PtG-Wasserstoff	0,0	129,2	241,4	293,8

Tabelle 4.7: Kumulierter Endenergiebedarf im Szenario Verkehrswende.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Kohle	165,4	132,5	67,5	0,0
Mineralöl	1.139,1	791,8	339,0	0,0
Erdgas	629,3	539,6	318,7	0,0
Sonstige	46,1	33,9	14,3	0,0
Fernwärme	134,1	120,7	109,5	100,5
Biomasse	196,0	222,7	233,9	215,2
Solarthermie	8,1	25,8	80,0	79,9
Strom ohne PtX	549,4	504,5	558,4	579,6
PtL-Kraftstoff	0,0	0,6	1,5	62,6
PtG-Methan	0,0	1,6	34,6	192,0
PtG-Wasserstoff	0,0	12,8	136,0	274,6

4.1.2 Energiesystemmodellierung – Stromerzeugung und Speicherbedarf

Tabelle 4.8: Stromerzeugung und Import / Exportbedarf im Basisszenario in Deutschland.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	64,3	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	42,4	0,4	0,0	0,0
Braunkohle	91,6	0,3	0,0	0,0
Mineralöl	4,2	0,0	0,0	0,0
Erdgas	91,6	40,2	30,6	0,0
Sonstige	0,2	17,5	17,5	17,5
Biomasse	44,2	20,6	20,6	20,6
Photovoltaik	56,1	71,7	227,2	430,8
Wind Onshore	139,7	242,8	439,0	439,0
Wind Offshore	22,4	22,4	161,5	266,6
Wasserkraft	13,7	13,7	13,7	13,7
Rückverstromung	0,0	0,0	0,0	6,4
Import / Exportsaldo Strom (positive Werte = Import)	-95,2	118,2	-24,9	166,5

Tabelle 4.9: Stromerzeugung und Import / Exportbedarf im Szenario 1,5 Grad in Deutschland.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	64,3	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	42,4	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	91,6	0,0	0,0	0,0
Mineralöl	4,2	0,0	0,0	0,0
Erdgas	91,6	4,0	0,3	0,0
Sonstige	0,2	17,5	17,5	17,5
Biomasse	44,2	20,6	20,6	20,6
Photovoltaik	56,1	198,3	332,9	430,8
Wind Onshore	139,7	351,0	439,0	439,0
Wind Offshore	22,4	99,2	196,5	266,6
Wasserkraft	13,7	13,7	13,7	13,7
Rückverstromung	0,0	7,4	1,2	8,0
Import / Exportsaldo Strom (positive Werte = Import)	-95,2	115,8	61,4	151,3

Tabelle 4.10: Stromerzeugung und Import / Exportbedarf im Szenario Import in Deutschland.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	64,3	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	42,4	0,4	0,0	0,0
Braunkohle	91,6	0,3	0,0	0,0
Mineralöl	4,2	0,0	0,0	0,0
Erdgas	91,6	40,2	30,6	0,0
Sonstige	0,2	17,5	17,5	17,5
Biomasse	44,2	20,6	20,6	20,6
Photovoltaik	56,1	59,5	146,5	366,6
Wind Onshore	139,7	242,8	439,0	439,0
Wind Offshore	22,4	22,4	72,0	266,6
Wasserkraft	13,7	13,7	13,7	13,7
Rückverstromung	0,0	0,0	0,5	24,3
Import / Exportsaldo H ₂ (positive Werte = Import)	0	14,9	81,8	115,2

Tabelle 4.11: Stromerzeugung und Import / Exportbedarf im Szenario Verkehrswende in Deutschland.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	64,3	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	42,4	0,4	0,0	0,0
Braunkohle	91,6	0,2	0,0	0,0
Mineralöl	4,2	0,0	0,0	0,0
Erdgas	91,6	41,0	29,5	0,0
Sonstige	0,2	17,5	17,5	17,5
Biomasse	44,2	20,6	20,6	12,5
Photovoltaik	56,1	67,0	220,6	394,7
Wind Onshore	139,7	242,8	439,0	439,0
Wind Offshore	22,4	22,4	148,0	266,6
Wasserkraft	13,7	13,7	13,7	13,7
Rückverstromung	0,0	0,0	0,0	8,6
Import / Exportsaldo Strom (positive Werte = Import)	-95,2	116,7	-11,5	126,4

4.2 Strom als Haupteinflussfaktor für die ökologischen und ökonomischen Bewertungen

4.2.1 Umweltauswirkungen der Stromerzeugung

Tabelle 4.12: Zukünftige Technologieverteilung der Stromerzeugung „Basisszenario“.

	2020	2030	2050
Biomasse	7,32 %	3,39 %	1,42 %
Steinkohle	9,45 %	4,74 %	0,00 %
Erdgas	15,06 %	5,96 %	0,00 %
Wasserstoffmotor	0,00 %	0,00 %	0,94 %
Geothermie	0,03 %	2,79 %	1,12 %
Wasserkraft	3,33 %	4,24 %	1,64 %
Braunkohle	18,87 %	0,05 %	0,00 %
Photovoltaik	7,68 %	15,34 %	28,68 %
Wind Offshore	4,27 %	6,42 %	18,16 %
Wind Onshore	17,55 %	38,58 %	29,91 %
Kernenergie	12,43 %	0,00 %	0,00 %
Importe	4,01 %	18,49 %	18,12 %
	100,00 %	100,00 %	100,00 %

Tabelle 4.13: Umweltauswirkungen je 1 kWh Strom entsprechend der zukünftigen Technologieverteilung der Stromerzeugung „Basisszenario“.

	2020	2030	2050	Einheit
Climate change	0,485	0,134	0,052	kg CO ₂ -Äq.
Fine Particulate Matter Formation	2,73E-04	1,53E-04	1,35E-04	kg PM2.5-Äq.
Fossil depletion	1,24E-01	3,57E-02	1,21E-02	RÖE.
Freshwater Consumption	2,46E-03	1,75E-03	1,43E-03	m ³
Land use	1,20E-02	8,46E-03	6,99E-03	jährliche Ernte-Äq.
Metal depletion	7,24E-04	9,25E-04	1,20E-03	kg Cu-Äq.
Photochemical Ozone Formation, HH	5,04E-04	2,21E-04	1,40E-04	kg NO _x -Äq.
Stratospheric Ozone Depletion	3,52E-07	1,63E-07	7,70E-08	kg CFC-11-Äq.
Terrestrial Acidification	8,99E-04	4,54E-04	3,30E-04	kg SO ₂ -Äq.

5. ANHANG ZU KAPITEL 5

Verkehr

5.1 Entwicklung und Einordnung des Verkehrssektors

Tabelle 5.1: Endenergiebedarf im Verkehrssektor in den Szenarien Basis und Import.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Mineralöl	727,7	562,5	277,8	0
Erdgas	6,1	5,6	4,8	0
Biomasse	28,6	6,5	0,1	0
Strom ohne PtX	13,6	50,9	126,4	151,2
PtL-Kraftstoff	0	0,8	2,3	83,3
PtG-Wasserstoff	0	8,7	12,8	87,2

Tabelle 5.2: Endenergiebedarf im Verkehrssektor im Szenario 1,5 Grad.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Mineralöl	720,8	365,6	95,6	0
Erdgas	6,1	5,6	4,1	0
Biomasse	29,1	25,2	7,4	0
Strom ohne PtX	15,2	70,3	152,4	151,2
PtL-Kraftstoff	0	0,8	3,4	83,3
PtG-Wasserstoff	0	89,5	86,1	87,3

Tabelle 5.3: Endenergiebedarf im Verkehrssektor im Szenario Verkehrswende.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Mineralöl	720,1	495,3	218,0	0
Erdgas	6,1	5,6	5,0	0
Biomasse	24,4	0	0	0
Strom ohne PtX	13,9	52,8	106,7	112,8
PtL-Kraftstoff	0	0,6	1,5	62,6
PtG-Wasserstoff	0	8,7	16,1	67,6

5.2 Prozessbeschreibung FT-Kraftstoffe

Betrachtet wurde eine Großanlage mit 100 MW Elektrolyseleistung, die kontinuierlich im Betrieb ist. Die Systemgrenzen schließen die Prozesskette zur Herstellung der FT-Kraftstoffe und beim LCA auch die anschließende Verbrennung im Flugzeug ein. Die Flugzeugherstellung, die Flughafeninfrastruktur sowie die Wartung wurden nicht miteinbezogen, da sie für das synthetische Kerosin und das fossile Äquivalent identisch sind. Die folgenden Schritte wurden demnach betrachtet:

- CO₂- Bereitstellung: Direct Air Capture (DAC) von Climeworks
- Synthesegasbereitstellung: HT-Co-Elektrolyse von Sunfire und Standardkompression
- Fischer-Tropsch Synthese von Ineratec
- Aufarbeitung und Auftrennung: Hydrierende Spaltung, Isomerisierung und Auftrennung von KIT-IMVT
- LCA: Verbrennung des Kerosins im Flugzeug (Datengrundlage: ecoinvent 3.6)

Die in den folgenden Tabellen aufgeführten Energie- und Stoffstromdaten stammen aus einer vom KIT-IMVT durchgeführten Prozesssimulation der Prozesskette auf Basis der von den technischen Partnern zur Verfügung gestellten Daten. Der CO₂-Input wurde hier als gegeben angenommen. Der DAC-Schritt sowie der Isomerisierungsschritt wurden aufgrund der Datenlage noch nicht in der Prozesssimulation implementiert, wenngleich der Energiebedarf für die Bilanz mitberücksichtigt wurde. Die Daten zum Anlagenbau wurden von den Partnern aus den technischen Arbeitspaketen zur Verfügung gestellt.

Als Strominput wird analog zu den anderen Wertschöpfungsketten deutscher Netzstrom angenommen, als Wärmeinput für den nicht durch Wärmeintegration abgedeckten Restwärmebedarf (siehe Tabelle 5.5) Wärme aus regenerativen Quellen, hier Geothermie.

Tabelle 5.4: Allgemeine Prozessparameter der Prozesskette zur Herstellung von FT-Kerosin.

Parameter	Wert	Einheit	Quelle
Kraftstoff pro Stunde	5.683	kg / h	Techn. AP
CO ₂ -Gewinnung DAC pro Stunde	17.316	kg / h	Techn. AP
Synthesegasbereitstellung pro Stunde	24.654	kg / h	Techn. AP

Tabelle 5.5: Inputs der Prozesskette zur Herstellung von FT-Kerosin.

Parameter	2020	2030	2050	Einheit	Quelle
DAC					
Strombedarf	7,7	6,9	6,9	MW	Techn. AP
Wärmebedarf extern bei HT-Wärmerückgewinnung	11,3	8,3	8,3	MW	Techn. AP
Wärmebedarf extern bei HT- und NT-Wärmerückgewinnung	0,9	0	0	MW	Techn. AP
Sorbentbedarf pro Stunde	10	10	5	kg / h	Techn. AP
Synthesegasbereitstellung					
Strombedarf Elektrolyse	112	107	105	MW	Techn. AP
Strombedarf Kompression	8	8	8	MW	Techn. AP
Wasserbedarf pro Stunde	18.937	18.937	18.937	kg / h	Techn. AP
Abwasser pro Stunde	2.771	2.771	2.771	kg / h	Techn. AP
FT-Synthese					
Strombedarf	0,2	0,2	0,2	MW	Techn. AP
Katalysatorbedarf pro Jahr	31.000	31.000	31.000	kg / a	Techn. AP
Aufbereitung					
Strombedarf	0,04	0,04	0,04	MW	Techn. AP
Katalysatorbedarf pro Jahr	274	274	274	kg / a	Techn. AP
Abwasser pro Stunde	8.237	8.237	8.237	kg / h	Techn. AP

5.3 Life Cycle Assessment

Verwendete ecoinvent-Datensätze (ecoinvent 3.6):

DIRECT AIR CAPTURE

- aluminium, cast alloy; market for aluminium, cast alloy [GLO]
- polyethylene, high density, granulate; market for polyethylene, high density, granulate [GLO]
- stone wool, packed; market for stone wool, packed [GLO]
- steel, unalloyed; market for steel, unalloyed [GLO]
- metal working, average for steel product manufacturing; market for metal working, average for steel product manufacturing [GLO]
- steel, chromium steel 18 / 8; market for steel, chromium steel 18 / 8 [GLO]
- metal working, average for chromium steel product manufacturing; market for metal working, average for chromium steel product manufacturing [GLO]
- toner, colour, powder; market for toner, colour, powder [GLO]
- copper; market for copper [GLO]
- extrusion, plastic film; market for extrusion, plastic film [GLO]
- anionic resin; market for anionic resin [GLO]
- concrete, sole plate and foundation; market for concrete, sole plate and foundation [RoW]

SYNTHESEGASBEREITSTELLUNG

Stack

- glas solder; glas solder production
- steel, chromium steel 18 / 8; market for steel, chromium steel 18 / 8 [GLO]
- metal working, average for chromium steel product manufacturing; market for metal working, average for chromium steel product manufacturing [GLO]
- nickel, 99.5 %; market for nickel, 99.5 % [GLO]
- compressed air, 700 kPa gauge; market for compressed air, 700 kPa gauge [RER]
- acrylic binder, without water, in 34 % solution state; market for acrylic binder, without water, in 34 % solution state [RER]
- cerium concentrate, 60 % cerium oxide; market for cerium concentrate, 60 % cerium oxide [GLO]
- cyclohexane; market for cyclohexane [GLO]
- samarium europium gadolinium concentrate, 94 % rare earth oxide; market for samarium europium gadolinium concentrate, 94 % rare earth oxide [GLO]
- cobalt; market for cobalt [GLO]
- ferrite; market for ferrite [GLO]
- lanthanum oxide; market for lanthanum oxide [GLO]
- manganese(III) oxide; market for manganese(III) oxide [GLO]
- strontium carbonate; market for strontium carbonate [GLO]
- zirconium oxide; market for zirconium oxide [GLO]

Peripherie

- copper; market for copper [GLO]
- steel, chromium steel 18 / 8; market for steel, chromium steel 18 / 8 [GLO]
- metal working, average for chromium steel product manufacturing; market for metal working, average for chromium steel product manufacturing [GLO]
- refractory, basic, packed; market for refractory, basic, packed [GLO]

FT-SYNTHESE

- aluminium oxide, non-metallurgical; market for aluminium oxide, non-metallurgical [EU27 & EFTA]
- cobalt; market for cobalt [GLO]
- steel, unalloyed; market for steel, unalloyed [GLO]
- metal working, average for steel product manufacturing; market for metal working, average for steel product manufacturing [GLO]
- steel, chromium steel 18 / 8; market for steel, chromium steel 18 / 8 [GLO]
- metal working, average for chromium steel product manufacturing; market for metal working, average for chromium steel product manufacturing [GLO]

AUFBEREITUNG UND ABTRENNUNG

- steel, chromium steel 18 / 8; market for steel, chromium steel 18 / 8 [GLO]
- metal working, average for chromium steel product manufacturing; market for metal working, average for chromium steel product manufacturing [GLO]
- platinum; market for platinum [GLO]
- zeolite, powder; market for zeolite, powder [GLO]

5.4 Techno-ökonomische Analyse

Die Daten für die Investitionskosten und deren Entwicklung wurden für die DAC, die Synthesegasbereitstellung und die Aufbereitung und Abtrennung von den jeweiligen Firmen / Entwicklern bereitgestellt. Hier ist lediglich eine Plausibilitätsprüfung, nicht jedoch eine objektive inhaltliche Prüfung möglich gewesen.

Tabelle 5.6: Total Capital Investment.

Parameter	2020	2030	2050	Einheit	Quelle
Total Capital Investment					
DAC	505	92	51	M€	Techn. AP
Synthesegasbereitstellung	573,3	85,7	49,1	M€	Techn. AP
FT-Synthese	90	72	59	M€	Prognos (2020)*
Aufbereitung	4	4	4	M€	Techn. AP

Kosten und Mengenangaben, die nicht bereits in übergeordneten Kapiteln angegeben sind, sind in Tabelle 5.7 aufgeführt.

Tabelle 5.7: Sonstige Betriebsmittel.

Parameter	Wert	Einheit	Quelle
DAC Sorbent Preis	20	€ / kg	Techn. AP
Wärmepreis	30	€ / MWh	Analog P2X 1
Wasserstoffbedarf für Aufbereitung	1.339	t / a	Techn. AP
Wasserstoffpreis für Aufbereitung	8	€ / kg	Techn. AP

Die Personalkosten wurden aus Stundenlohn (siehe Tabelle 3.7) und Arbeitsstunden berechnet. In Absprache mit dem technischen Ansprechpartner wurde die Annahme getroffen, dass immer zwei Personen für die gesamte Anlage vor Ort sind. Damit ergeben sich 16.000 Stunden pro Jahr. Lohnkosten für Wartung und Instandhaltung wurden mit einem Zuschlagsfaktor separat berechnet.

* https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationsspade-fuer-strombasierte-energetraeger.pdf?__blob=publicationFile

5.5 Potenzialanalyse synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor

5.5.1 Berechnungsgrundlagen zur Potenzialanalyse von FT-Kraftstoffen

Für die Potenzialanalyse von FT-Kraftstoffen werden der Wasserstoff und das Kohlenstoffdioxid in der umgekehrten Wassergas-Konvertierungsreaktion (engl.: reverse water-gas shift reaction rWGS) zum Kohlenstoffmonoxid (und Wasser als Nebenprodukt) umgesetzt [55]. Die Reaktionsgleichung für dieses Gleichgewicht ist in Gl. 5.1 gezeigt. Im Tool der Potenzialanalyse wurde eine vollständige Umsetzung von 100 % angenommen, wobei die Massenbilanz ausgehend von den Edukten bestimmt wurde.

	1	CO ₂	+	1	H ₂	→	1	CO	+	1	H ₂ O	Gl.5.1
g / mol		44,01			2,02			28,01			18,02	
	n	CO	+	2n	H ₂	→	1	[CH ₂] _n	+	n	H ₂ O	Gl.5.2
g / mol		28,01			2,02			14,03			18,02	

Als zweite Stufe wurde für die Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) eine vereinfachte Reaktionsgleichung angenommen, welche in Gl. 5.1 gezeigt ist und v. a. die stöchiometrischen Verhältnisse für den Aufbau von CH₂-Ketten wiedergeben. Eine technisch detaillierte Betrachtung von Katalysator- und Reaktortypen oder Reaktionsbedingungen bzgl. des Drucks und der Temperatur erfolgte nicht. Auch hier wurde ein Reaktionsumsatz von 100 % angenommen, wobei sich das eigentliche FT-Produkt aus Fraktionen unterschiedlicher Kettenlänge zusammensetzt, die durch eine Anderson-Schulz-Flory Verteilung beschrieben werden können [37], [38]. Gl. 5.3 zeigt die Verteilung, wobei w_n den Gewichtsanteil der Kohlenwasserstoffmoleküle mit n Kohlenstoffatomen und α die Wahrscheinlichkeit des Kettenwachstums beschreibt. Abhängig vom FT-Kraftstoff wird das eigentliche FT-Produkt aus Fraktionen unterschiedlicher Kettenlänge zusammensetzt, die durch eine Anderson-Schulz-Flory Verteilung beschrieben werden können. Gl. 5.4 zeigt die Verteilung, wobei w_n den Gewichtsanteil der Kohlenwasserstoffmoleküle mit n Kohlenstoffatomen und α die Wahrscheinlichkeit des Kettenwachstums beschreibt.

$$w_n = (1 - \alpha)^2 \cdot \alpha^{n-1} \cdot n \quad \text{Gl.5.3}$$

$$w_n = \alpha^2 n (1 - \alpha)^{n-1} \quad \text{Gl.5.4}$$

5.5.2 Annahmen zur Nachfrage von FT-Kraftstoffen

Der Verbrauch von Benzin-, Diesel- und Kerosinkraftstoff betrug im Jahr 2018 in Deutschland 17,8 Mio. t, 37,5 Mio. t bzw. 10,2 Mio. t [39]. Eine einheitliche Prognose über die Entwicklung der Nutzung von flüssigen Kraftstoffen liegt aktuell nicht vor, da dazu noch sehr unterschiedliche Positionen bestehen und die Verschiebung auf Batterie- und Wasserstoffgetriebene Autos nicht vorhersehbar ist. Aus diesem Grund wurden im Tool gewisse Annahmen zur zeitlichen Entwicklung des Kraftstoffbedarfs getroffen (s. Tabelle 5.8), die als eine erste Annäherung dienen sollen, jedoch nur eines von vielen möglichen Szenarien darstellt.

Tabelle 5.8: Annahmen über die Reduktion der verschiedenen Kraftstoffarten bis 2050.

	% Veränderung 2050 gegenüber 2020
Ottokraftstoff	-90 %
Diesekraftstoff	-32 %
• Straßenverkehr	-70 %
• Schienenverkehr	-100 %
• Küsten- und Binnenschifffahrt	-10 %
• Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u. übrige Verbraucher	-50 %
Kerosinkraftstoff	+102 % ¹

¹ Einer Studie des BMVI zufolge wird sich der Treibstoffverbrauch in der Luftfahrt von 2010 bis 2050 verdreifachen [40]

Für die Ottokraftstoffe wurde angenommen, dass bis zum Jahr 2050 eine Reduktion von 90 % im Vergleich zu 2020 stattfinden wird, da hier die elektrischen Antriebe eine bedeutsame Rolle spielen werden. Die Anwendungen von Diesekraftstoffen sind hingegen komplexer und wurden aus diesem Grund in Sektoren aufgeteilt. Es ist zu erwarten, dass der Verbrauch von Diesekraftstoff im Straßen- und im Schienenverkehr stark abnehmen wird (70 % bzw. 100 %), da hier eine Elektrifizierung ebenfalls möglich ist. Im Straßenverkehr werden Lastkraftwagen teilweise weiterhin mit flüssigen Kraftstoffen fahren. Die Reduktion in Küsten- und Binnenschifffahrt und in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen wurde niedriger angenommen. Für die Nachfrage von Kerosin in Deutschland ist eine Prognose noch etwas komplexer, da nach dem EU-ETS die Emissionen von transnationalen Flügen nicht meldepflichtig sind. Im Tool wurden die Absatzmengen aus dem aktuellen Jahresbericht des Mineralölwirtschaftsverbands (MwV) verwendet [39], die als erste Näherung für den nationalen Kerosinbedarfs ausreichend genau sind, aber weitaus höher sein könnten. Die Prognose im Tool bis 2050 basiert auf einer Studie des DLR im Auftrag des BMVI, welche für die deutsche Luftverkehrsentwicklungen knapp eine Verdreifachung des Verbrauchs von 2010 bis 2050 erwartet [40]. Unter Berücksichtigung des tatsächlichen Absatzes für 2018 und der Annahme eines einfachen linearen Anstiegs sind die letztlich im Tool implementierten Mengenangaben lediglich als Größeneinordnung des Kerosinbedarfs in Deutschland anzusehen.

5.5.3 Detaillierte Ergebnisse zur Potenzialanalyse von FT-Kraftstoffen

Tabelle 5.9: Potenzialanalyse – Angebotspotenziale an Benzin, Diesel und Kerosin.

FT-Kraftstoffe	2020	2030	2040	2050	Einheit
Angebotsmengen	0,00	0,00	12,36	22,0	Mio. t
Benzin	0,00	0,00	4,96	10,58	Mio.t
Diesel	0,00	0,00	4,87	10,40	
Wasserbedarf (Anteil an erneuerbaren Wasserressourcen)	0	0	105,88 (0,089 %)	225,87 (0,190 %)	
Kerosin	0,00	0,00	6,26	13,36	Mio.t
Wasserbedarf (Anteil an erneuerbaren Wasserressourcen)	0	0	105,88 (0,089 %)	225,87 (0,190 %)	

Tabelle 5.10: Potenzialanalyse – Nachfrage an Benzin und Diesel und die dafür notwendigen Strommengen.

Benzin & Diesel	2020	2030	2040	2050	Einheit
Nachfragemengen	55,30	41,40	27,50	13,60	Mio. t
Benzin	17,80	12,46	7,12	1,78	
Diesel	37,50	28,94	20,38	11,82	
Strom (Gesamt)	2.630	1.813	1.240	695	TWh
Wind (on)	1.330	1.132	619	257	
Wind (off)	213	104	228	156	
PV	534	334	320	252	
Wasserkraft	130	64	19	8	
Biomasse	420	96	29	12	
Geothermie	2	82	25	10	
nicht erneuerbar	0	0	0	0	

Tabelle 5.11: Potenzialanalyse – Nachfrage an Kerosin und die dafür notwendigen Strommengen.

Kerosin	2020	2030	2040	2050	Einheit
Nachfragemengen	10,20	13,67	17,15	20,62	Mio. t
Strom (Gesamt) [TWh]	557	667	812	943	TWh
Wind (on)	282	416	406	348	
Wind (off)	45	38	149	212	
PV	113	123	210	342	
Wasserkraft	28	23	13	11	
Biomasse	89	35	19	16	
Geothermie	0	30	16	14	
nicht erneuerbar	0	0	0	0	

6. ANHANG ZU KAPITEL 6

Chemische Grundstoffe

6.1 Entwicklung und Einordnung chemischer Grundstoffe

Tabelle 6.1: Endenergiebedarf für chemische Grundstoffe in den Szenarien Basis und Import.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Kohle	6,2	5,8	5,4	0
Mineralöl	233,6	233,5	115,6	0
Erdgas	90,3	89,2	69,0	0
Biomasse	30,7	31,3	31,3	31,4
Strom ohne PtX	11,4	13,0	45,2	69,3
PtG-Methan	0	0,8	31,9	161,8
PtG-Wasserstoff	0	6,8	104,9	162,4

Tabelle 6.2: Endenergiebedarf für chemische Grundstoffe im Szenario 1,5 Grad.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Kohle	6,2	5,8	5,4	0
Mineralöl	233,4	200,1	90,2	0
Erdgas	90,3	90,2	84,5	0
Biomasse	30,9	31,4	31,4	31,4
Strom ohne PtX	11,4	12,6	49,0	70,4
PtG-Methan	0	35,2	31,4	161,7
PtG-Wasserstoff	0	4,4	113,0	161,9

Tabelle 6.3: Endenergiebedarf für chemische Grundstoffe im Szenario Verkehrswende.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Kohle	6,2	5,8	5,4	0
Mineralöl	233,6	233,5	115,6	0
Erdgas	90,3	89,2	69,0	0
Biomasse	30,7	31,3	31,3	31,4
Strom ohne PtX	11,4	13,0	45,2	69,3
PtG-Methan	0	0,8	31,9	161,8
PtG-Wasserstoff	0	6,8	104,9	162,4

6.2 Biologische Umwandlung zu Butanol

Tabelle 6.4: Prozessparameter der CO₂-zu-CO-Elektrolyse.

Szenario	CO ₂ -zu-CO-Elektrolyse			Einheit
	Basic	Intermediate	Advanced	
	2020	2030	2050	
Parameter				
Zelle				
Spannung	4	2,9	2,5	V
Stromdichte	300	600	1000	mA / cm ²
Oberfläche	3.000	5.000	20.000	cm ²
FE-CO	80	90	95	%
Massenstrom CO ₂ Input	2,331	6,080	31,770	kg / h
Volumenstrom CO ₂ Input	1.177	3.071	16.045	l / h
Elektrolysezellen	2.783	1.163	202	Stück
Input				
Strombedarf	9,30	6,07	4,94	kWh / kg CO
CO ₂ (Bedarf)	5,971	3,811	3,111	kg / kg CO
Wasserverbrauch	0,129	0,048	0,013	kg / kg CO
Produktgaszusammensetzung				
CO ₂	70	57	49	%
CO	25	40	50	%
H ₂	5	3	1	%
Output				
CO	1,000	1,000	1,000	kg / kg CO
CO ₂	4,400	2,239	1,540	kg / kg CO
O ₂	0,686	0,614	0,583	kg / kg CO
H ₂	0,014	0,005	0,001	kg / kg CO

Tabelle 6.5: Techno-ökonomische Parameter der CO₂-zu-CO-Elektrolyse.

Szenario	Basic	Intermediate	Advanced	
	2020	2030	2050	
Parameter				Einheit
Abschreibedauer Elektrolysestack	10	10	10	
CAPEX	2.955	2.485	2.485	€ / kW
O&M (in % von CAPEX)	3	3	3	%

Tabelle 6.6: Prozessparameter der Butanol-Fermentation.

Szenario	Butanol-Fermentation			Einheit
	Basic	Intermediate	Advanced	
	2020	2030	2050	
Parameter				
Input				
Strombedarf	0,58	0,58	0,58	kWh / kg Butanol
Verhältnis CO / CO ₂	2,8	2,8	2,8	
CO ₂ (Bedarf)	1,842	1,842	1,842	kg / kg Butanol
Aus CO ₂ -Elektrolyse	1,842	0,938	0,645	kg / kg Butanol
Aus DAC	0,000	0,905	1,197	kg / kg Butanol
H ₂ (Bedarf)	0,314	0,314	0,314	kg / kg Butanol
Aus CO ₂ -Elektrolyse	0,006	0,002	0,001	kg / kg Butanol
Aus PEM	0,308	0,312	0,313	kg / kg Butanol
CO ₂ (Bedarf)	4.605	4.605	4.605	kg / h
CO (Bedarf)	1.047	1.047	1.047	kg / h
H ₂ (Bedarf)	785	785	785	kg / h
Output				
Butanol	1,000	1,000	1,000	kg / kg Butanol
Abwasser	1,522	1,522	1,522	kg / kg Butanol
Biomasse-Abfall	0,053	0,053	0,053	kg / kg Butanol
Butanol	2.500	2.500	2.500	kg / h

Tabelle 6.7: Techno-ökonomische Parameter der Butanol-Fermentation.

Szenario	Basic	Intermediate	Advanced	
	2020	2030	2050	
Parameter				Einheit
CAPEX*	36.000.000	36.000.000	36.000.000	€ / a
O&M**	620.000	620.000	620.000	€ / a

* Ableitung von LanzaTech Anlage in Belgien

<https://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2015/07/13/steels-big-dog-jumps-into-low-carbon-fuels-arcelormittal-lanzatech-primetals-technologies-to-construct-96m-biofuel-production-facility/>

** 90 % der Kosten sind Raw Materials Costs; 10 % der Kosten sind Utilitykosten (O&M)

https://processdesign.mccormick.northwestern.edu/index.php/Estimation_of_production_cost_and_revenue

Verwendete ecoinvent-Datensätze (ecoinvent 3.6):**DIRECT AIR CAPTURE**

- aluminium, cast alloy; market for aluminium, cast alloy [GLO]
- polyethylene, high density, granulate; market for polyethylene, high density, granulate [Euro...]
- chromium steel pipe; market for chromium steel pipe [GLO]
- stone wool, packed; market for stone wool, packed [GLO]
- steel, low-alloyed; market for steel, low-alloyed [GLO]
- copper; market for copper [GLO]
- ethylene glycol, at plant [RER]
- anionic resin; market for anionic resin [GLO]
- concrete, sole plate and foundation; market for concrete, sole plate and foundation [RoW]
- reinforcing steel; market for reinforcing steel [GLO]
- sand; market for sand [GLO]
- gravel, crushed; market for gravel, crushed [RoW]

CO₂-ELEKTROLYSEUR

- aluminium, cast alloy; market for aluminium, cast alloy [GLO]
- tetrafluoroethylene; market for tetrafluoroethylene [GLO]
- titanium, primary; market for titanium, primary [GLO]
- silver; market for silver [GLO]
- steel, chromium steel 18 / 8; market for steel, chromium steel 18 / 8 [GLO]
- acrylonitrile-butadiene-styrene copolymer; market for acrylonitrile-butadiene-styrene copolymer [GLO]
- copper; market for copper [GLO]
- inverter, 500kW; market for inverter, 500kW [GLO]
- graphite; market for graphite [GLO]

BUTANOL-FERMENTATION

- concrete, sole plate and f..._market for concrete, sole plate and foundation [CH]
- steel, unalloyed_market for steel, unalloyed [GLO]
- steel, chromium steel 18 / 8..._market for steel, chromium steel 18 / 8, hot rolled [GLO]
- steel, low-alloyed, hot rolled_market for steel, low-alloyed, hot rolled [GLO]
- diesel, burned in building machine_market for diesel, burned in building machine [GLO]
- waste concrete, not reinforced_market for waste concrete, not reinforced [Euro...]
- fatty alcohol_market for fatty alcohol [GLO]

PEM-ELEKTROLYSE (siehe Kapitel 7.2)

6.3 PME-Polymere

Tabelle 6.8: Technische Prozessparameter der zukünftigen Synthese von Linearen Acetalen.

Edukte	Ethylenglykol, Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid
Gesamtumsatz	95 %
Umsatz im geraden Durchgang	50 %
Wärmebedarf	34 kJ / kg lineares Acetal (Distillative Trennung von Diol und Monomer)

6.3.1 Life Cycle Assessment

Tabelle 6.9: TechnologiemiX Propylenoxid.

Technologie	Grundlage Prozessdaten	Anteil
Chlorhydrinverfahren mit Natronlauge	GaBi Datenbank	22 %
Chlorhydrinverfahren mit Kalkmilch	GaBi Datenbank	22 %
Oxiran-Verfahren	GaBi Datenbank	16 %
HPPO-Verfahren	Covestro	5 %
PO-SM-Verfahren	Covestro	34 %

Tabelle 6.10: Verwendete Datensätze.

Prozess	Verwendete Datensätze
Polyol-Synthese	Propylenoxid siehe Tabelle 6.9 RER: market for propylene glycol, liquid ecoinvent 3.6 RER: market for heat, from steam, in chemical industry ecoinvent 3.6 RER: market for compressed air, 700 kPa gauge ecoinvent 3.6 RER: market for nitrogen, liquid ecoinvent 3.6 RER: market for water, completely softened ecoinvent 3.6 GLO: market for chemical factory, organics ecoinvent 3.6
Paraformaldehyd-Synthese	RER: market for heat, from steam, in chemical industry ecoinvent 3.6
Methano-Synthese	RER: market for heat, from steam, in chemical industry ecoinvent 3.6 DE: market for natural gas, high pressure ecoinvent 3.6 GLO: market for methanol ecoinvent 3.6
Lineare-Acetal-Synthese	GLO: market for ethylene glycol ecoinvent 3.6 RER: market for heat, from steam, in chemical industry ecoinvent 3.6
Direct Air Capture	Siehe Biologische Umwandlung zu Butanol
PEM Elektrolyse	Siehe PEM Elektrolyse

6.3.2 Techno-ökonomische Analyse

Tabelle 6.11: Rohstoffpreise.

Rohstoffe	Kosten	Einheit	Quelle
Propylenoxid	1,4	€/ kg	[41]
Glycerin	0,73	€/ kg	[41]
Ethylenglycol	0,67	€/ kg	https://www.alibaba.com/product-detail/good-quality-ethylene-glycol-used-for_1600126555168.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_title.19bc3691P55MVj&s=p

Tabelle 6.12: Techno-ökonomische Parameter Methanol (MeOH) Anlage pFA-PtX 20 kt/a Anlage [42].

	Menge / Kosten	Einheit
Investitionskosten	8.284.000	€
Wasserstoff (H ₂)	0,188	kt _{H2} / kt _{MeOH}
Kohlenstoffdioxid (CO ₂)	1,37	kt _{CO2} / kt _{MeOH}
Elektrizität	281,9	MWh / kt _{MeOH}
Kühlwasser (KW)	91,42	kt _{KW} / kt _{MeOH}
Schmutzwasser (SW)	0,561	kt _{SW} / kt _{MeOH}
Arbeiter	16	Personen

Tabelle 6.13: Techno-ökonomische Parameter Methanol (MeOH) Anlage pFA-fossil 1000 kt / a Anlage [42].

	Menge / Kosten	Einheit
Investitionskosten	123.600.000	€
Erdgas (EG)	6.640	MW _{EG} / kt _{MeOH}
Wärme	1.710	MW _{EG} / kt _{MeOH}

Tabelle 6.14: Techno-ökonomische Parameter Paraformaldehyd (pFA) Anlage pFA-fossil und pFA-PtX 20 kt/a Anlage [43], [44], [44].

	Menge / Kosten	Einheit
Investitionskosten	1.694.000	€
Methanol (MeOH)	1,462	kT_{MeOH} / kT_{pFA}
Wasser (W)	0,657	kT_W / kT_{pFA}
Luft (L)	2,6933	kT_L / kT_{pFA}
Elektrizität	33,89	MWh / kT_{pFA}
Kühlwasser (KW)	122,16	kT_{KW} / kT_{pFA}
Dampf (D)	1702,58	kT_D / kT_{pFA}
Arbeiter	18	Personen

Tabelle 6.15: Techno-ökonomische Parameter Polyol Anlage konventionell 50 kt/a Anlage [41].

	Menge / Kosten	Einheit
Investitionskosten	6.750.000	€
Propylenoxid (PO)	0,968	kT_{PO} / kT_{PME}
Glycerin (G)	0,032	kT_G / kT_{PME}
Elektrizität	19,84	MWh / kT_{PME}
Kühlwasser (KW)	17,85	kT_{KW} / kT_{PME}
Schmutzwasser (SW)	0,0002	kT_{SW} / kT_{PME}
Arbeiter	18	Personen

Tabelle 6.16: Techno-ökonomische Parameter Polyol Anlage pFA-fossil/ pFA-PtX 50 kt/a Anlage (abhängig vom Molekulargewicht) [41].

	Menge / Kosten	Einheit
Investitionskosten	6.750.000	€
Propylenoxid (PO)	0,55 bis 0,9	kT_{PO} / kT_{PME}
Paraformaldehyd (pFA)	0,1 bis 0,45	kT_{pFA} / kT_{PME}
Elektrizität	19,84	MWh / kT_{PME}
Kühlwasser (KW)	17,85	kT_{KW} / kT_{PME}
Schmutzwasser (SW)	0,0002	kT_{SW} / kT_{PME}
Arbeiter	18	Personen

Tabelle 6.17: Techno-ökonomische Parameter LA-PtX (low TRL).

	Menge	Einheit
Ethylenglycol (EG)	0,91	kT_{EG} / kT_{LA}
Wasserstoff (H ₂)	0,03	kT_{H_2} / kT_{LA}
Kohlenstoffdioxid (CO ₂)	0,32	kT_{CO_2} / kT_{LA}
Wärme	9444,4	kWh / kT_{LA}

Tabelle 6.18: Techno-ökonomische Parameter Polyol Anlage LA-PtX 50 kt / a Anlage (abhängig vom Molekulargewicht) [41].

	Menge / Kosten	Einheit
Investitionskosten	6.750.000	€
Propylenoxid (PO)	0,55 bis 0,9	kT_{PO} / kT_{PME}
Lineare Acetale (LA)	0,1 bis 0,45	kT_{LA} / kT_{PME}
Elektrizität	19,84	MWh / kT_{PME}
Kühlwasser (KW)	17,85	kT_{KW} / kT_{PME}
Schmutzwasser (SW)	0,0002	kT_{SW} / kT_{PME}
Arbeiter	18	Personen

6.4 Potenzialanalyse

6.4.1 Annahmen zur Nachfrage von FT-Naphtha

Die zeitliche Entwicklung für die Nachfrage nach reinem Naphtha ist prinzipiell schwierig einzuschätzen, da sich die zeitliche Entwicklung des Raffineriesektors, in dem der wesentliche Absatz von Naphtha liegt, aus heutiger Sicht kaum vorhersagen lässt. Folgende Annahme ist für Naphtha im Tool hinterlegt: Für Deutschland wurde der aktuelle Absatz von Rohbenzin als Grundlage für die Naphtha-Nachfrage verwendet [39]. Einer Prognose des nova-Instituts zufolge wird erwartet, dass in einer nachhaltigen Chemieindustrie Feinchemikalien primär über Biomasse (und CO₂-Fermentation) hergestellt und Massenchemikalien auf einer chemischen CO₂-Nutzung u.a. via Naphtha basieren werden. Für das Jahr 2050 wird ein Anstieg der Plastikproduktion um ca. 34 % erwartet, wobei zusätzlich mehr als doppelte (+123 %) durch chemisches Recycling abgedeckt werden [45]. Diese zeitliche Entwicklung wurde im Tool integriert und für die Zwischenjahre ein linearer Anstieg angenommen. Diese hinterlegten Zahlen sind daher nicht als direkte Nachfrage von Naphtha bis 2050 zu verstehen, sondern sollen die ungefähre Größenordnung für die gesamte Chemieindustrie abschätzen. Diese Zahlen, die in Tabelle 6-19 aufgeführt sind, dienen auch als Grundlage für die geplante Implementierung des Potenzials von u.a. Butanol. Aus der Tabelle geht außerdem hervor, dass der notwendige Strombedarf, um diese Nachfragen zu decken, in den nächsten Jahren sinkt, was auf eine verbesserte Effizienz der zugrundeliegenden technischen Prozesse zurückzuführen ist.

6.4.2 Detaillierte Ergebnisse zur Potenzialanalyse von FT-Naphtha

Tabelle 6.19: Potenzialanalyse – Angebotspotenziale an FT-Naphtha mit DAC oder Industriequellen.

FT-Naphtha [Mio. t]	2020	2030	2040	2050	Einheit
CO ₂ via DAC	0,00	0,00	5,62	11,99	
Wasserbedarf (Anteil an erneuerbaren Wasserressourcen)	0	0	105,88 (0,089 %)	225,87 (0,190 %)	[Mio.t]
CO ₂ via industrielle Punktquellen	0,00	0,00	5,69	11,37	
Wasserbedarf (Anteil an erneuerbaren Wasserressourcen)	0	0	107,25 (0,090 %)	223,15 (0,188 %)	[Mio.t]

Tabelle 6.20: Potenzialanalyse – Nachfrage an Benzin und Diesel und die dafür notwendigen Strommengen.

Naphtha	2020	2030	2040	2050	Einheit
Nachfragemengen	11,44	12,74	14,03	15,33	[Mio. t]
Strom (Gesamt) via DAC	695,71	691,85	740,59	780,99	[TWh]
Wind (on)	352	432	370	289	
Wind (off)	56	40	136	175	
PV	141	128	191	283	
Wasserkraft	34	24	12	9	
Biomasse	111	37	17	14	
Geothermie	1	31	15	12	
nicht erneuerbar	0	0	0	0	
Strom (Gesamt) via Punktquellen	653,42	684,47	725,33	772,15	[TWh]
Wind (on)	330	428	362	285	
Wind (off)	53	39	133	173	
PV	133	126	187	280	
Wasserkraft	32	24	11	9	
Biomasse	104	36	17	13	
Geothermie	0	31	14	11	
nicht erneuerbar	0	0	0	0	

7. ANHANG ZU KAPITEL 7

Energieträger für die Industrie

7.1 Entwicklung und Einordnung des Industriesektors

Tabelle 7.1: Energie- und Rohstoffbedarf in der Industrie in den Szenarien Basis und Import.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Kohle	159,3	123,9	68,5	0
Mineralöl	246,5	238,5	117,8	0
Erdgas	257,8	217,4	163,9	0
Sonstige	46,1	32,5	14,1	0
Fernwärme	56,4	48,9	44,2	48,6
Biomasse	70,7	120,7	133,0	137,5
Solarthermie	0	0,2	17,6	20,0
Strom ohne PtX	244,0	214,2	222,6	232,4
PtG-Methan	0	1,7	34,6	192,0
PtG-Wasserstoff	0	10,2	122,9	207,1

Tabelle 7.2: Energie- und Rohstoffbedarf in der Industrie im Szenario 1,5 Grad.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Kohle	159,3	23,7	9,1	0
Mineralöl	246,5	202,3	96,5	0
Erdgas	257,8	192,0	170,7	0
Sonstige	46,1	8,9	2,2	0
Fernwärme	56,4	33,2	27,3	47,8
Biomasse	70,7	126,3	134,3	126,5
Solarthermie	0	4,3	4,3	4,3
Strom ohne PtX	244,0	236,1	238,0	238,3
PtG-Methan	0	39,5	35,5	192,0
PtG-Wasserstoff	0	39,7	155,3	206,4

Tabelle 7.3: Energie- und Rohstoffbedarf in der Industrie im Szenario Verkehrswende.

	Strom [TWh]			
	2020	2030	2040	2050
Kohle	159,3	128,2	67,5	0
Mineralöl	246,5	241,5	120,9	0
Erdgas	257,8	201,8	156,9	0
Sonstige	46,1	33,9	14,3	0
Fernwärme	56,4	48,6	42,4	50,1
Biomasse	70,7	120,6	132,6	132,3
Solarthermie	0	0	0	0
Strom ohne PtX	244,0	215,8	227,1	237,1
PtG-Methan	0	1,6	34,6	192,0
PtG-Wasserstoff	0	4,2	119,8	207,1

7.2 PEM Elektrolyse

Tabelle 7.4: Prozessparameter PEM Elektrolyse.

Parameter	2020	2030	2050	Einheit
Anlagengröße	0,25; 1; 10	0,25; 1; 10	0,25; 1; 10	MW
Stack Lebensdauer	40.000	56.000	80.000	h
H ₂ -Ausgangsdruck	30	30	30	bar
Wasserbedarf	9	9	9	kg H ₂ O / kg H ₂
Strombedarf	48,7	44,7	41,3	kWh / kg H ₂
Ir-Loading	2	0,2	0,2	mg Ir / cm ²
Specific Ir-Loading	852	27,8	10,7	µg Ir / kg H ₂

Verwendete ecoinvent-Datensätze (ecoinvent 3.6):**PEM STACK**

- RER: market for Titanium dioxide
- RER: production Tetrafluoroethylene
- GLO: production Solvent, organic
- DE: selective coating, copper sheet, sputtering
- RER: market for sulfuric acid
- GLO: market for Titanium, primary
- RER: deep drawing, steel, 650 kN press, automode
- RER: production Phenolic resin
- GLO: carbon fibre reinforced plastic, injection moulded
- RoW: textile production, cotton, weaving *
- GLO: market for Platinum
- GLO: market for Carbon black
- RER: thermoforming, with calendering
- RER: production Polysulfide, sealing compound
- RER: processing Injection moulding
- RER: production Sulfur trioxide
- RER: production Fleece, polyethylene
- GLO: production Polyphenylene sulfide
- GLO: market for Steel, chromium steel 18/8
- RER: processing Wire drawing, steel
- RoW: sinter production, iron *

BOP & H₂-REINIGUNG

- GLO: market for Steel, low-alloyed, hot rolled
- GLO: market for Electronics, for control units
- GLO: market for Tetrafluoroethylene
- CH: production Pump, 10kW *
- DE: market for concrete block Concrete block
- GLO: market for Intermodal shipping container, 20-foot oder 40-foot
- GLO: market for Steel, chromium steel 18/8
- GLO: market for Steel, unalloyed
- IAI Area, EU27 & EFTA: market for Aluminium, primary, ingot
- GLO: market for Copper
- GLO: market for Platinum
- RoW: activated carbon production, granular from hard coal Activated carbon, granular

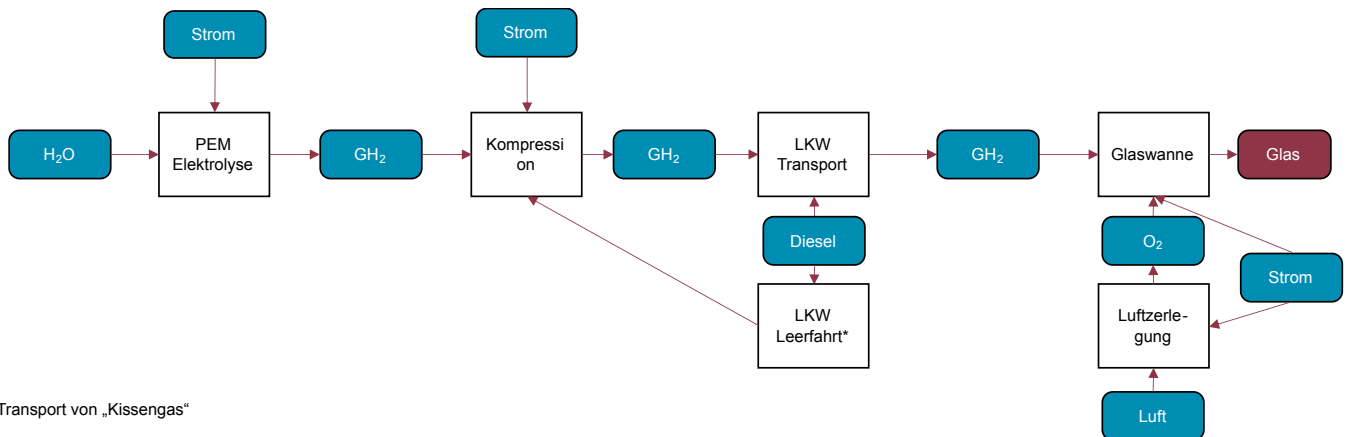
BETRIEB VON PEM

- Europe without Switzerland: water production, deionised Water, deionised
- RER: market for sodium silicate, solid Sodium silicate, solid
- GLO: market for Methanol
- RoW: market for Ammonia, liquid
- RER: market for Nitrogen, liquid

*Diese Datensätze werden als Proxy verwendet und wurden weiterverarbeitet.

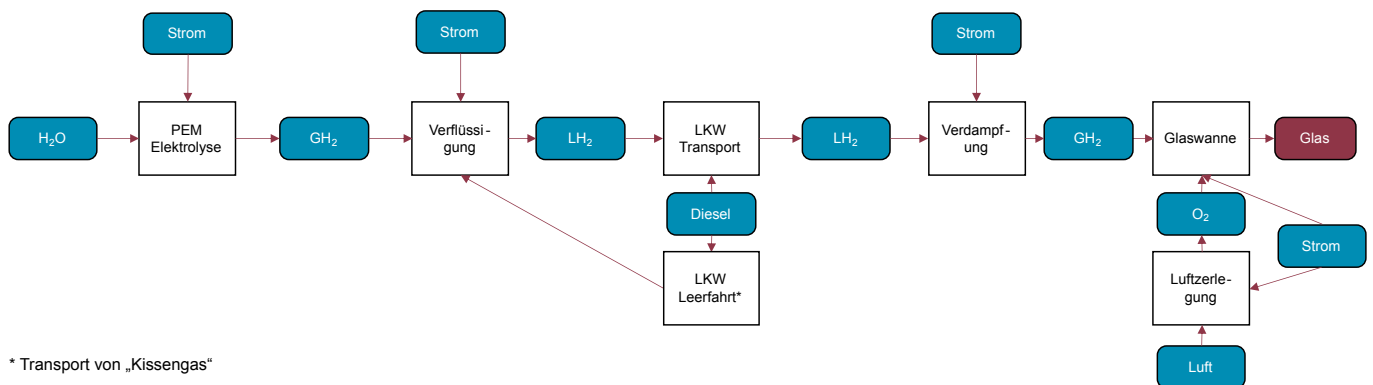
7.3 Glasherstellung

7.3.1 Prozessbeschreibung



* Transport von „Kissengas“

Abbildung 7: Alternativer Prozess zur Herstellung von Spezialglas durch Befuerung mit Wasserstoff. In 200 km Entfernung wird Wasserstoff durch PEM-Elektrolyse produziert, komprimiert und per LKW zum Ort der Spezialglasproduktion befördert.



* Transport von „Kissengas“

Abbildung 7: Alternativer Prozess zur Herstellung von Spezialglas durch Befuerung mit Wasserstoff. In 200 km Entfernung wird Wasserstoff durch PEM-Elektrolyse produziert, verflüssigt per LKW zum Ort der Spezialglasproduktion befördert. Im Anschluss wird der Wasserstoff verdampft, um der Glaswanne zur Verfügung gestellt zu werden.

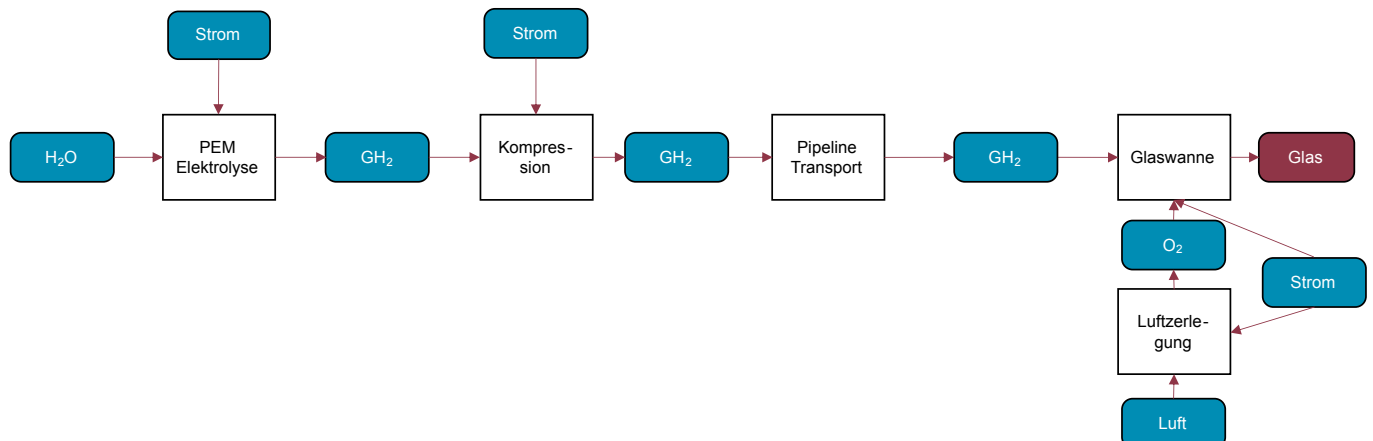


Abbildung 7: Alternativer Prozess zur Herstellung von Spezialglas durch Befuerung mit Wasserstoff. In mehr als 200 km Entfernung wird Wasserstoff durch PEM-Elektrolyse produziert, komprimiert und per Pipeline zum Ort der Spezialglasproduktion befördert.

Tabelle 7.5: Technische Parameter Hydrierung.

	Wert	Einheit	Quelle
Kapazität	12	t / d	Techn. AP
Temperaturniveau	250	°C	Techn. AP
Lebensdauer Katalysator	4	a	Techn. AP
Strombedarf	0,5	kWh / kg H ₂	Techn. AP
Nutzbare Reaktionswärme	8,1	kWh / kg H ₂	Techn. AP

Tabelle 7.6: Technische Parameter unterschiedlicher Umwandlungskomponenten für den Wasserstofftransport.

	Verflüssigung			Hydrierung			Dehydrierung			Einheit
Quelle	[46-48]			[48]			[48]			
Jahr	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050	
Strombedarf	10.3	8.53	6.76	0.5			0.18			kWh _{El} / kgH ₂
Wärmebedarf	0			0			11,6 (9) *			kWh _{Heat} / kgH ₂
Wärmeabgabe	0			8.16			0			kWh _{Heat} / kgH ₂
H ₂ -Verluste	1,65			0,1			0			%

* 11.6 kWh / kgH₂ für industrielle Abwärme; 9 kWh / kgH₂ für elektrische Heizelemente

Tabelle 7.7: Technische Parameter des LKW-Transports.

	Wert	Einheit	Quelle
Straßendistanz	200	km	Annahme
Durchschnittsgeschwindigkeit	50	km / h	[49]
Lebensdauer Lkw	8	a	[49]
Betriebstunden Lkw & Auflieger	2.000	h / a	[49]
Lebensdauer Auflieger	12	a	[49]

Tabelle 7.8: Technische Parameter unterschiedlicher Transportkomponenten.

	GH ₂			LH ₂			LOHC			Einheit	Quelle
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050		
Kapazität Lkw	1.200	1.400	1.400	3.500	3.900	4.300	1.530	1.620	1.620	kg _{H₂}	[49]
Druckniveau	500			1			1			bar	[49]
Be- und Entladzeit	1,5			3			1			h	
Verbrauch Diesel	35			32			32			l _{Diesel} / 100km	

Tabelle 7.9: Technische Parameter Dehydrierung.

	Wert	Einheit	Quelle
Temperaturniveau Dehydrierung	300	°C	Techn. AP
Druckniveau Dehydrierung	1,5-2,0	bar	Techn. AP
Vollständigkeit der Dehydrierung	85	%	Techn. AP
Lebensdauer Katalysator	4	a	Techn. AP
Strombedarf Dehydrierung	0,18	kWh / kg	Techn. AP
Wärmebedarf Dehydrierung	11	kWh / kg	Techn. AP
Druckniveau nach der Dehydrierung	2	bar	Techn. AP
DBT Verluste	0,1 % / Zyklus		[48]

Tabelle 7.10: Technische Parameter Spezialglasherstellung nach Angaben der technischen Arbeitspakete.

	Wert	Einheit
Wasserstoffbedarf	450	kg / h
Sauerstoffbedarf	4.100	kg / h
Strombedarf	600	kWh / h
Strombedarf Luftzerlegungsanlage	0,4	kWh / Nm ³ O ₂

7.3.2 Life Cycle Assessment

Verwendete Datensätze aus ecoinvent für die Hydrierung

- GLO: market for aluminium oxide
- GLO: market for steel, chromium steel 18 / 8
- GLO: market for aluminium, wrought alloy
- GLO: market for steel, unalloyed
- CH: stone wool production
- RER: market for epoxy resin, liquid
- CH: market for polyethylene terephthalate, granulate
- GLO: market for copper

Verwendete Datensätze aus ecoinvent für die LOHC Tanks

- GLO: market for steel, chromium steel 18 / 8
- GLO: market for aluminium, wrought alloy
- GLO: market for steel, unalloyed
- RER: market for epoxy resin, liquid
- CH: market for polyethylene terephthalate, granulate
- GLO: market for copper
- RER: cast iron production
- GLO: market for steel, low-alloyed

Verwendete Datensätze aus ecoinvent für die Dehydrierung

- GLO: market for aluminium oxide
- GLO: market for steel, chromium steel 18 / 8
- GLO: market for aluminium, wrought alloy

- GLO: market for steel, unalloyed
- CH: stone wool production
- GLO: market for copper
- RER: market for epoxy resin, liquid
- CH: market for polyethylene terephthalate, granulate

Verwendete Datensätze aus ecoinvent für die PSA

- GLO: market for steel, chromium steel 18 / 8
- GLO: market for steel, unalloyed
- GLO: market for copper
- CH: market for polyethylene terephthalate, granulate
- RER: market for lubricating oil

Sonstige Annahmen:

- Anteil recyceltes Platin an Katalysatoren: 95,57 % basierend auf [5]
- DBT Herstellung basierend auf [6]
- Bau Verflüssigungsanlage basierend auf [2]
- Bau Hochdruckwasserstofftanks (Typ IV) basierend auf [7]

7.3.3 Techno-ökonomische Analyse

Tabelle 7.11: Ökonomische Parameter unterschiedlicher Umwandlungskomponenten für den Wasserstofftransport.

	Verflüssigung			Hydrierung			Dehydrierung			Einheit
Quelle	[46],[53]			[48]			[48]			
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050	
FCI-Basiswert	105 ₂₀₁₃			6,75	4,00	4,00	3,00	1,35	1,35	M€ ₂₀₁₈
FCI-Größe	50			10			1			t _{H₂} / d
FCI-Skalierung	0,66			0,6			0,6			

Tabelle 7.12: Ökonomische Parameter des LKW-Transports.

	Wert	Einheit	Quelle
Investitionsausgaben LKW	160	k€	[49]
Betriebs- und Wartungskosten LKW	0,12	Inv. / a	[49]
Kosten Diesel	1	€ / l	
Maut	0,187	€ / km	[54]
Betriebs- und Wartungskosten unterschiedlicher Auflieger	0,02	Inv. / a	[49]

Tabelle 7.13: Ökonomische Parameter unterschiedlicher Transportkomponenten.

	GH ₂	LH ₂	LOHC	Einheit
Investitionsausgaben Auflieger	660	860	150 *	k€

* Beinhaltet die Erstanschaffungskosten für den Auflieger und das DBT.

Tabelle 7.14: Kumulierte Wasserstoffgestehungskosten, simuliert mit dem Hydrogen Supply Chain Model (HSCM).

	2020	2030	2050	Einheit
Pipeline Hybrid		4,55	3,78	€ / kg _{H₂}
GH ₂ -LKW	4,88	5,17	4,60	€ / kg _{H₂}
LH ₂ -LKW	5,57	6,00	5,27	€ / kg _{H₂}
LOHC-Trailer o. WI	4,19	4,40	3,83	€ / kg _{H₂}
LOHC-Trailer m. WI	3,99	4,19	3,62	€ / kg _{H₂}

7.4 Akzeptanzuntersuchungen

7.5 Potenzialanalyse

7.5.1 Berechnungsgrundlagen zur Potenzialanalyse von grünem Wasserstoff

Tabelle 7.15: Betriebsparameter für die drei Elektrolysemöglichkeiten mittels Protonen-Austausch-Membran (PEM), Alkalische (AEL) und Festoxid-Elektrolyse (SOEC: solid oxide electrolyzer cell).

Stützjahr	2020			2030			2040			2050		
Elektrolysetechnologie	PEM	AEL	SOEC	PEM	AEL	SOEC	PEM	AEL	SOEC	PEM	AEL	SOEC
Betriebsstrom (kWh) vs. [kg H ₂]	54	52	41	51	48	39	49	46	39	47	44	39
Prozesswasser (kWh) vs. [kg H ₂]	11 [55]											

Tabelle 7.16: Potenzialanalyse – Angebotspotenziale an Wasserstoff.

Wasserstoff	2020	2030	2040	2050	Einheit
Angebotsmengen	0,00	0,00	5,11	9,07	[Mio. t]
Strom	0	0	201	357	[TWh]
Wasserbedarf (Anteil an erneuerbaren Wasserressourcen)	0	0	73,20 (0,062 %)	155,59 (0,131 %)	[Mio. t]

7.5.2 Annahmen zur Nachfrage von grünem Wasserstoff

Als chemisches Element kommt Wasserstoff in allen stofflichen Energieträgern vor und wird daher als Baustein für klimaneutrale Alternativen gesehen, welche sektorenübergreifend zum Einsatz kommen können. Vor diesem Hintergrund sind die für Wasserstoff hinterlegten Nachfragepotenziale als Richtgrößen und nicht als konkrete Mengenprognosen zu verstehen. Die Bundesregierung beschreibt in der NWS, dass derzeit ca. 55 TWh Wasserstoff für stoffliche Anwendungen genutzt werden. Bis zum Jahre 2030 soll ein Bedarf von bis zu 100 TWh gedeckt werden [56]. Für den Zeitraum bis 2050 wurden zur Veranschaulichung des größtmöglichen Wasserstoffbedarfs das Szenario B der Fraunhofer-Wasserstoff-Roadmap für Deutschland verwendet (800 TWh). In diesem Szenario kommen größere Anteile an stofflichen Energieträger zum Einsatz [57]. Der verhältnismäßig hoch prognostizierte Bedarf umschließt somit viele Sektoren, aber auch PtX-Produkte, deren Potenziale in diesem Tool auch direkt bestimmt werden könnten. Die genauen Resultate der Potenzialanalyse für Wasserstoff sind Tabelle 7.17 aufgelistet.

7.5.3 Detaillierte Ergebnisse zur Potenzialanalyse von grünem Wasserstoff

Tabelle 7.17: Potenzialanalyse – Nachfrage an Wasserstoff und die dafür notwendigen Strommengen.

Wasserstoff	2020	2030	2040	2050	Einheit
Nachfragemengen	1,7	3,3	13,7	24,0	[Mio. t]
Strom (Gesamt)	81	152	610	1.039	[TWh]
Wind (on)	41	95	304	384	
Wind (off)	7	9	112	233	
PV	16	28	158	377	
Wasserkraft	4	5	9	12	
Biomasse	13	8	14	18	
Geothermie	0	7	12	15	
nicht erneuerbar	0	0	0	0	

8. ANHANG ZU KAPITEL 8

Transportalternativen für Wasserstoff

8.1 Prozessbeschreibung

Tabelle 8.1: Technische Parameter der Dehydrierung an der Tankstelle, wenn unterschiedlich zur Dehydrierung für die Glasherstellung, Tabelle 7–9.

	Wert	Einheit	Quelle
Strombedarf PSA	0,044	kWh / kg	[58]
Wasserstoffverluste PSA*	52	g / kg _{H₂}	Techn. AP
Druckniveau nach Dehydriereinheit	45	bar	Techn. AP

* Wasserstoffverluste werden zur Wärmegewinnung verbrannt

Tabelle 8.2: Technische Parameter Wasserstofftankstelle.

	Wert	Einheit
Tankvolumen ND Speicher	38	m ³
Tankvolumen HD Speicher	37.5	m ³
Temperaturniveau Vorkühlung	-20	°C
Strombedarf	2.8	kWh / kg

8.2 Life Cycle Assessment

In diesem Abschnitt werden nur die Komponenten beschrieben, die nicht bereits in Abschnitt 7.3.2 behandelt wurden.

Verwendete Datensätze aus ecoinvent für die PSA

- GLO: market for steel, chromium steel 18 / 8
- GLO: market for steel, unalloyed
- GLO: market for copper
- CH: market for polyethylene terephthalate, granulate
- RER: market for lubricating oil

9. ANHANG ZU KAPITEL 9

Vergleich der Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff

10. ANHANG ZU KAPITEL 10

Vergleich der Einsatzmöglichkeiten für Synthesegas

11. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] **A. Zaklan, J. Wachsmuth, 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, Jan. 2020. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/eu-ets-up-to-2030-adjusting-the-cap-in-light-of-the>
- [2] **Bundesministerium für Umwelt**, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), „Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“, Nov. 2016. Zugriffen: März 22, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf
- [3] **K. Purr u.a.**, „Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität: RESCUE-Studie“, Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau, 2019. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet_aufgabe2_juni-2021.pdf
- [4] **Destatis**, „Vorausberechneter Bevölkerungsstand: Deutschland, Stichtag, Varianten der Bevölkerungsvorausberechnung“, 2019. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=12421-0001> (zugriffen Juli 27, 2021).
- [5] **International Energy Agency (IEA)**, „World Energy Outlook 2018“, Paris, 2018. Zugriffen: Apr. 01, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018>
- [6] **C. Kost, S. Shammugam, V. Jülch, H.-T. Nguyen, T. Schlegl**, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien: März 2018“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg, März 2018. Zugriffen: Apr. 01, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>
- [7] **T. Bründlinger u.a.**, „Dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“, DENA, Berlin, Juli 2018. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf
- [8] **M. Thema, F. Bauer, M. Sterner**, „Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review“, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 112, S. 775–787, Sep. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.06.030.
- [9] **A. Buttler, H. Spliethoff**, „Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review“, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 82, S. 2440–2454, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.09.003.
- [10] **S. Wilms, V. Lerm, S. Schäfer-Stradowsky, J. Sanden, P. Jahnke, und G. Taubert**, „Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels: Factsheets zur Anwendung von klimafreundlich erzeugten synthetischen Energieträgern“, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2018. Zugriffen: Apr. 01, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2018/11/9264_Heutige_Einsatzgebiete_fuer_Power_Fuels.pdf
- [11] **P. Schmidt, W. Weindorf, A. Roth, V. Batteiger, und F. Riegel**, „Power-to-Liquids: Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel“, Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau, 2016. Zugriffen: Apr. 01, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/power-to-liquids-potentials-perspectives-for-the>
- [12] **P. Schmidt, W. Zittel, W. Weindorf, T. Rakasha, und D. Goerick**, „Renewables in transport 2050 – Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels“, in 16. Internationales Stuttgarter Symposium, M. Bargende, H.-C. Reuss, und J. Wiedemann, Hrsg. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016, S. 185–199. doi: 10.1007/978-3-658-13255-2_15.
- [13] **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, Nov. 28, 2018. Zugriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf
- [14] **Rosemarie Benndorf u.a.**, „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“, Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau, Okt. 2013. Zugriffen: März 22, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales_deutschland_im_jahr_2050_langfassung.pdf
- [15] **S. Lechtenböhmer, L. J. Nilsson, M. Åhman, und C. Schneider**, „Decarbonising the energy intensive basic materials industry through electrification – Implications for future EU electricity demand“, Energy, Bd. 115, S. 1623–1631, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.07.110.
- [16] **Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut**, „Klimaneutrales Deutschland. Zusammenfassung im Auftrag von Agora Energie-wende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität“. Nov. 2020. Zugriffen: März 19, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_192_KNDE_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf
- [17] **M. Stork, W. Meindertsma, M. Overgaag, M. Neelis**, „A competitive and efficient lime industry: Cornerstone for a Sustainable Europe“, Brüssel, 2014. Zugriffen: Apr. 01, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.eula.eu/wp-content/uploads/2019/02/A-Competitive-and-Efficient-Lime-Industry-Technical-report-by-Ecofys_0.pdf
- [18] **A. Bandi, M. Specht**, „Gewinnung von Methanol aus Biomasse“, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Baden-Württemberg, Aug. 2004. Zugriffen: Apr. 01, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ufop.de/files/9013/3918/4875/Metaholgewinnung.pdf>

- [19] **T. Estermann, S. Pichlmaier, A. Guminski, C. Pellinger**, „Kurzstudie Power-to-X: Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), München, 2017. Zugriffen: Apr. 01, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/attachments/article/761/Kurzstudie%20Power-to-X.pdf>
- [20] **V. Bürger u.a.**, „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“, Öko-Institut e.V., Freiburg, 06/2016, 2016. Zugriffen: Apr. 01, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_06_2016_klimaneutraler_gebaeudebestand_2050.pdf
- [21] **Chemical Engineering**, <https://www.chemengonline.com/>
- [22] **Statistisches Bundesamt**, www.destatis.de/ (zugegriffen Aug. 04, 2021).
- [23] **Statista GmbH**, www.statista.de (zugegriffen Aug. 04, 2021).
- [24] **F. G. Albrecht, D. H. König, N. Baucks, R.-U. Dietrich**, „A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study“, *Fuel*, Bd. 194, S. 511–526, 2017, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.12.003>.
- [25] **Wasserentnahmeentgeltgesetz des Landes Nordrhein-Westfalen – WasEG**, [Online]. Verfügbar unter: https://recht.nrw.de/lmi/owa/br_bes_text?sg=0&menu=1&bes_id=5231&aufgehoben=N&anw_nr=2
- [26] **Chemiepark Wulfen**, [Online]. Verfügbar unter: www.chemiepark.de/fileadmin/chemiepark_de/content/dokumente/preisblatt_agb-e_ab_2020.pdf
- [27] **K. Radtke u.a.**, WorldRiskReport 2019 - Focus: Water Supply. Bündnis Entwicklung Hilft, Ruhr University Bochum – Institute for International Law of Peace and Armed Conflict (IFHV). Zugriffen: Aug. 04, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://reliefweb.int/sites/reliefweb.int/files/resources/WorldRiskReport-2019_Online_english.pdf
- [28] **Prognos AG, Fraunhofer ISI, GWS, iinas**, „Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 – Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030 10. März 2020“, März 2020. Zugriffen: März 19, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- [29] **F. C. Matthes, WWF Deutschland**, Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung. 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Stromsystem-II-Regionalisierung-der-erneuerbaren-Stromerzeugung.pdf>
- [30] **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. Zugriffen: März 15, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://edocs.tib.eu/files/e01fn19/1682254917.pdf>
- [31] **Öko-Institut e.V. und Prognos AG**, „Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050“, Öko-Institut e.V. und Prognos AG, Basel/Berlin, Okt. 2009. Zugriffen: März 22, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/uploads/oeko/oekodoc/971/2009-003-de.pdf>
- [32] **Bundesverband Sekundärrohstoffe, Entsorgung (BVSE)**, „Abfallbranche: CO₂-Reduzierung Um 70 Prozent Bis 2050“. <https://www.bvse.de/aktuelles/nachrichten/977-abfallbranche-co2-reduzierung-um-70-prozent-bis-2050.html> (zugegriffen Apr. 30, 2021).
- [33] **The Boston Consulting Group (BCG), Prognos AG**, „Klimapfade für Deutschland“, Jan. 2018. Zugriffen: März 22, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/20180118_bdi_studie_klimapfade_fuer_deutschland_01.pdf
- [34] **European Environment Agency (EEA)**, „E-PRTR“, European Pollutant Release and Transfer Register. <https://prtr.eea.europa.eu/#/home> (zugegriffen März 19, 2021).
- [35] **T. Fröhlich, S. Blömer, D. Münster, und L.-A. Brischke**, „CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland – Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit“, Heidelberg, ifeu paper, Sep. 2019. Zugriffen: März 22, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_paper_03_2019_CO2-Quellen-f%C3%BCr-PtX.pdf
- [36] **C. Beuttler, L. Charles, J. Wurzbacher**, „The Role of Direct Air Capture in Mitigation of Anthropogenic Greenhouse Gas Emissions“, *Front. Clim.*, Bd. 1, 2019, doi: 10.3389/fclim.2019.00010.
- [37] **P. J. Flory**, „Molecular Size Distribution in Linear Condensation Polymers 1“, *J. Am. Chem. Soc.*, Bd. 58, Nr. 10, S. 1877–1885, Okt. 1936, doi: 10.1021/ja01301a016.
- [38] **V. Gold, Hrsg.**, The IUPAC Compendium of Chemical Terminology: The Gold Book, 4. Aufl. Research Triangle Park, NC: International Union of Pure and Applied Chemistry (IUPAC), 2019. doi: 10.1351/goldbook.
- [39] **Mineralölwirtschaftsverband (MWV)**, „Jahresbericht 2019“, Mineralölwirtschaftsverband (MWV), Berlin. Zugriffen: März 23, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.mwv.de/wp-content/uploads/2019/11/MWV_Jahresbericht_2019_Web_191219.pdf
- [40] **K. Zech u.a.**, „Drop-In-Kraftstoffe für die Luftfahrt“, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Zugriffen: März 24, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/studie-drop-in-kraftstoffe-luftfahrt.pdf?__blob=publicationFile
- [41] **C. Fernández-Dacosta u.a.**, „Prospective techno-economic and environmental assessment of carbon capture at a refinery and CO₂ utilisation in polyol synthesis“, *Journal of CO₂ Utilization*, Bd. 21, S. 405–422, 2017, doi: 10.1016/j.jcou.2017.08.005.

- [42] **A. Otto**, „Chemische, verfahrenstechnische und ökonomische Bewertung von Kohlendioxid als Rohstoff in der chemischen Industrie“, RWTH Aachen University, Aachen, 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://juser.fz-juelich.de/record/202664/files/Energie_Umwelt_268.pdf
- [43] **G. J. Millar, 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.
- [44] **W. G. Hughes, S. Weiss, J. Lambiris, Huels America Inc.**, „Polymerisation von Formaldehyd“, 1967
- [45] **M. Carus, A. Raschka**, „nova-Paper #10: Renewable Carbon is Key to a Sustainable and Future-Oriented Chemical Industry – Langfassung“. Zugegriffen: Aug. 04, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://renewable-carbon.eu/publications/product/nova-paper-10-renewable-carbon-is-key-to-a-sustainable-and-future-oriented-chemical-industry-%E2%88%92-full-version/>
- [46] **K. Stolzenburg und R. Mubbala**, „Hydrogen Liquefaction Report“, Dez. 2013. Zugegriffen: März 25, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.idealhy.eu/uploads/documents/IDEALHY_D3-16_Liquefaction_Report_web.pdf
- [47] **A. Peschel**, „Industrial Perspective on Hydrogen Purification, Compression, Storage, and Distribution“, *Fuel Cells*, Bd. 20, Nr. 4, S. 385–393, Aug. 2020, doi: 10.1002/fuce.201900235.
- [48] **VTT Technical Research Centre of Finland**, „HySTOC A preliminary feasibility study“, Jan. 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.hystoc.eu/.cm4all/uproc.php/0/Public%20Deliverables/HySTOC-D8.3%20Preliminary%20feasibility%20study-Rev3-2020-01-17.pdf?cdp=a&_16fc2e600b8
- [49] **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, Aug. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.05.050.
- [50] **S. Steger u. a.**, „Stoffstromorientierte Ermittlung des Beitrags der Sekundärrohstoffwirtschaft zur Schonung von Primärrohstoffen und Steigerung der Ressourcenproduktivität“, S. 391.
- [51] **P. Adametz, K. Müller, R. Lechner, S. Müller, M. Brautsch, und W. Arlt**, „Energy and Carbon Foot Print Analysis of the Production of a Liquid Organic Hydrogen Carrier“, S. 17.
- [52] **A. Benitez u. a.**, „Ecological assessment of fuel cell electric vehicles with special focus on type IV carbon fiber hydrogen tank“, *Journal of Cleaner Production*, Bd. 278, S. 123277, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.123277.
- [53] **U. Cardella, L. Decker, und H. Klein**, „Roadmap to economically viable hydrogen liquefaction“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 42, Nr. 19, S. 13329–13338, Mai 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.01.068.
- [54] „Mauttarife“. https://www.toll-collect.de/de/toll_collect/bezahlen/maut_tarife/maut_tarife.html (zugegriffen Aug. 04, 2021).
- [55] **F. Ausfelder, H. E. Dura**, „Optionen für ein Nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien (1. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen“, S. 168.
- [56] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)**, „Die Nationale Wasserstoffstrategie“. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html> (zugegriffen März 16, 2021).
- [57] **C. Hebling u.a.**, „Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland“, Fraunhofer-Institute IMWS und IKTS, Karlsruhe und Freiburg, Okt. 2019. Zugegriffen: März 31, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/ueber-fraunhofer/wissenschaftspolitik/Positionen/Fraunhofer-Wasserstoff-Roadmap.pdf>
- [58] **T. Ioannides**, „Hybrid Membrane - Pressure Swing Adsorption (PSA) Hydrogen Purification Systems (Contract No 278538)“, New Energy World Joint Undertaking, Fuel Cells and Hydrogen for Sustainability, 2012.