

Kopernikus-übergreifende AG Szenarien

ROLLE DER KOPERNIKUS- INNOVATIONEN IM SYSTEMKONTEXT

Kurzpapier 2026



Gefördert durch:

KOPERNIKUS
»PROJEKTE
Die Zukunft unserer Energie



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt

Das vorliegende Papier ist das Ergebnis eines Diskussionsprozesses der Kopernikus-übergreifenden Arbeitsgruppe (AG) Szenarien und wurde von den nachfolgend aufgelisteten Autorinnen und Autoren erstellt:

Ariadne: Frederike Bartels (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung)
Tom Brown (Technische Universität Berlin)
Gunnar Luderer (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung)
Matthias Rehfeldt (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI)
Dominika Sörgel (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung)

SynErgie: Valentin Preis (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.)

ENSURE: Matthias Koch (Öko-Institut)
Gert Mehlmann (Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg)
Christian Perau (Karlsruher Institut für Technologie)
Stefan Niessen (Siemens AG und TU Darmstadt)

P2X: Michael Heberl (Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg)
Dinh Du Tran (DECHEMA)

Ort: Potsdam
Datum: 03.06.2026

Die vier Kopernikus Projekte:

Perspektive Energiesystem: Das Projekt **Ariadne** analysiert in einem gemeinsamen Lernprozess zwischen Wissenschaft und Gesellschaft, wie politische Maßnahmen wirken – von einzelnen Sektoren bis hin zum großen Ganzen.

Perspektive Industrie: Das Projekt **SynErgie** untersucht, wie energieintensive Industrieprozesse flexibilisiert und so an die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien angepasst werden können.

Perspektive Stromnetz: Das Projekt **ENSURE** entwickelt in einem transdisziplinären Prozess die Rahmenbedingungen und technischen Lösungen für das Stromnetz der Zukunft.

Perspektive Synthetische Energieträger und -stoffe: Das Projekt **P2X** erforscht die Umwandlung von CO₂, Wasser und erneuerbarem Strom in Gase, Kraftstoffe und Chemikalien.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
1. Einleitung	6
2. Die Transformation des Energiesystems zur Klimaneutralität	7
3. Leistungsfähige und smarte Stromnetze als Rückgrat der Energiewende	12
3.1. Regionalisierung von PtG-Anlagen und die Auswirkungen auf die Stromnetze	13
3.2. Rolle von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und elektrischen Wärmeerzeugern in der Fernwärmeversorgung	15
3.3. Co-Demonstrationsplattform	19
4. Flexibilisierung schafft wettbewerbsfähige Industrie in einem sektorgekoppelten Energiesystem	22
4.1. Industrielle Energieflexibilität im Kontext der Energiewende	22
4.2. Heutige und zukünftige Energieflexibilitätspotenziale in der Industrie	22
4.3. Bedeutung industrieller Flexibilität für Transformation und Energiesystem	30
5. Grüne Moleküle für die Vollendung der Energiewende	32
6. Fazit	37
Literaturverzeichnis	38

Zusammenfassung

Klimaneutralität 2045 ist effizient erreichbar – mit drei zentralen Transformationselementen.

Die Szenarien des Kopernikus-Projekts Ariadne zeigen, dass (1) die Dekarbonisierung der Stromerzeugung, (2) die Elektrifizierung der Endnutzung und (3) der Einsatz grüner Moleküle für nicht-elektrifizierbare Anwendungen die zentralen Bausteine für eine effiziente Transformation der Energieversorgung sind.

Die Integration der Erneuerbaren Energien ist entscheidend. Dazu ist ein umfangreicher Aus- und Umbau der Übertragungs- und Verteilnetze notwendig, sowie der systemdienliche Zubau von Speichern und Power-to-X-Anlagen.

Nachfrageseitige Flexibilität stabilisiert das Energiesystem. Flexible Nachfrage sichert eine kostengünstige erneuerbare Stromversorgung und sorgt für Systemstabilität in Zeiten geringer Erneuerbaren-Erzeugung. Sie ist damit ein zentraler Baustein der Transformation.

Grüne Moleküle werden für nicht-elektrifizierbare Anwendungen benötigt. Zur Deckung des nicht-elektrifizierbaren Energiebedarfs in der Industrie sowie im Schiffs- und Flugverkehr muss der Hochlauf der Produktion CO₂-freier Kraft- und Brennstoffe sichergestellt und durch Importoptionen für grüne Moleküle komplementiert werden.

Innovative Infrastrukturplanung ist entscheidend für Effizienz. Das Kopernikus-Projekt ENSURE entwickelt modulare technische Innovationen zur effizienten Nutzung und Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur.

Power-to-Gas-Anlagen werden durch integrierte Planung optimal allokiert. Eine neuartige Methode zur integrierten Planung von Strom-, Erdgas- und Wasserstoff-Infrastruktur ermöglicht die optimale Allokation von Power-to-Gas-Anlagen (PtG-Anlagen) unter Berücksichtigung des resultierenden Infrastrukturbedarfs.

Optimaler Technologiemix für die klimaneutrale Fernwärmeerzeugung. Eine modellgestützte Szenarien- und Sensitivitätsanalyse zeigt, welche Rolle Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung und klimaneutralen Brennstoffen sowie Großwärmepumpen und weitere Erzeuger in der dekarbonisierten Fernwärmeerzeugung spielen.

Neue Technologien müssen im realitätsnahen System getestet werden. Die Co-Demonstrationsplattform – eine großskalige, realitätsnahe Simulationsumgebung der Übertragungs- und Verteilnetze – erlaubt es, neue Technologien auf ihre Netzkonformität, Interoperabilität und Systemwirkung hin zu testen.

Die Industrie leistet einen Beitrag zur Nachfrageflexibilität. Wie groß das Potenzial für nachfrageseitige Flexibilität in der Industrie ist, untersucht das Kopernikus-Projekt SynErgie.

Die Industrie verfügt schon heute über relevante Flexibilitätspotenziale. Die Befragung von 31 Unternehmen zeigt, dass bei einer Abrufdauer von 4 Stunden bereits heute Energieflexibilitätspotenziale von 1,7 TWh/a im Fall einer Lasterhöhung und 3,5 TWh/a im Fall einer Lastreduktion zur Verfügung stehen.

Bis 2045 kann die industrielle Flexibilität deutlich anwachsen. Auf Basis der Elektrifizierung der Prozesswärme bis 2045 und der Annahme, dass 10 % der Erzeuger bivalent, mit Strom oder klimaneutralen Gasen, betrieben werden können, ergibt sich ein Flexibilitätspotenzial der Industrie von 25 TWh/a im Jahr 2045.

Regulatorische Rahmenbedingungen sind entscheidend. Während die Elektrifizierung der Industrie einen entsprechenden Netzausbau voraussetzt, hängt die wirtschaftliche Nutzung der Flexibilitätspotenziale entscheidend von angepassten regulatorischen Rahmenbedingungen ab.

Die Betrachtung konkreter Produktionsanlagen ermittelt Bandbreiten für PtX-Gestehungskosten. Im Kopernikus-Projekt P2X werden Produktionsanlagen für Power-to-X-(PtX)-Produkte mit einem Produktionsvolumen von 2,5 kt/a an Standorten in Deutschland, Chile und Südafrika bewertet.

Kosten für klimaneutrales Kerosin variieren international deutlich. Trotz hoher Verfügbarkeit von EE-Strom ergeben sich im Greenfield¹ in Chile und Südafrika teils höhere Gestehungskosten für Kerosin von 4.378 €/t bzw. 6.860 €/t als im Brownfield in Höchst, Leuna und Memmingen mit Kosten von 4.065 - 4.886 €/t Kerosin.

Bei Methanol und Ammoniak hat das Investitionsrisiko einen deutlichen Einfluss auf die Kosten. Auch für Methanol und Ammoniak liegen die Gestehungskosten in Südafrika aufgrund des Investitionsrisikos höher als an deutschen Brownfield-Standorten; Patagonien hat bei Ammoniak leichte Kostenvorteile.

Wasserstoffkosten sind entscheidend. Ein entscheidender Treiber für die Kosten der PtX-Produkte an allen Standorten sind die Wasserstoffgestehungskosten, für die sich eine Bandbreite von 3,1 €/kg H₂ bis 7,2 €/kg H₂ ergibt.

Globale Standards sind Voraussetzung für skalierbare PtX-Märkte. Für die ökonomische großskalige Produktion des gesamten Bedarfs an grünen Molekülen im klimaneutralen System sind klare und einheitliche internationale Regularien und Nachhaltigkeitsstandards erforderlich.

¹ Ein Greenfield-Projekt bezeichnet den Neubau auf unerschlossenem Gelände, wogegen sich ein Brownfield-Projekt auf die Erweiterung, Umnutzung oder Modernisierung bereits bestehender Industrie- oder Gewerbeflächen bezieht.

1. Einleitung

Das Bundes-Klimaschutzgesetz (BMU, 2021) legt die Treibhausgasneutralität Deutschlands bis zum Jahr 2045 fest. Um dieses Ziel zu erreichen, ist eine grundlegende und tiefgreifende Transformation des gesamten Energiesystems nötig. Die vier Kopernikus-Schwesterprojekte beleuchten dies aus unterschiedlichen Blickwinkeln:

- Im Projekt **Ariadne** liegt der Fokus auf dem Gesamtsystem. In einem gemeinsamen Lernprozess zwischen Wissenschaft und Gesellschaft wird die Wirkung von politischen Maßnahmen sowohl in den einzelnen Sektoren als auch im Gesamtsystem analysiert.
- Im Projekt **ENSURE** werden in einem transdisziplinären Prozess die Rahmenbedingungen für das Stromnetz der Zukunft geschaffen. So wird neben regulatorischen und gesellschaftlichen Fragestellungen an modularen technischen Lösungen für den Transformationsprozess geforscht.
- Das Projekt **P2X** fokussiert sich auf die Rolle von synthetischen Energieträgern und -stoffen und untersucht hierbei die Umwandlung von Kohlendioxid, Wasser und erneuerbarem Strom in Gase, Kraftstoffe und Chemikalien.
- Im Projekt **SynErgie** liegt der Fokus auf der Industrie. Es wird insbesondere analysiert, wie energieintensive Industrieprozesse flexibilisiert und an die variable Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien angepasst werden können.

In der vergangenen Förderphase (2020-2023) wurde für die harmonisierte Erfassung und Auswertung der Szenariendaten eine gemeinsame Kopernikus-Szenariendatenbank aufgesetzt, in der die Daten entsprechend aufbereitet sind und visualisiert werden können. Außerdem entstanden im Rahmen der AG Szenarien drei Produkte: Im Szenarien-Mapping wurden die entwickelten Projektionen und getroffenen Annahmen der Projekte verglichen und zueinander in Bezug gesetzt (Timpe, Fahl, 2022). In einem zweiten Produkt wurden die Szenarienergebnisse der Projekte im Detail verglichen und für die wissenschaftliche Fachwelt aufbereitet (Fahl, 2024). Das dritte Produkt (Sörgel et al., 2023) arbeitet die robusten Kernaussagen und relevanten Unsicherheiten der Szenarienmodellierung in den vier Kopernikus-Projekte anhand von Indikatoren von klimapolitischer Relevanz heraus.

In der aktuellen Förderphase findet die detaillierte Szenarienmodellierung ausschließlich im Projekt Ariadne statt. Die Zusammenarbeit in der Kopernikus-übergreifenden AG Szenarien ermöglicht den Austausch mit den Schwesterprojekten, insbesondere zu den Themen Notwendigkeit des Stromnetzausbaus, integrierte Entwicklung von Infrastruktur, Flexibilisierung der Nachfrage sowie der Einsatz von P2X-Technologien und erneuerbarem Wasserstoff. Im hier vorliegenden Bericht wird die Rolle der Kopernikus-Innovationen im Systemkontext beleuchtet.

2. Die Transformation des Energiesystems zur Klimaneutralität

Die Erreichung der Klimaneutralität 2045 erfordert einen tiefgreifenden Umbau des deutschen Energiesystems (Luderer et al., 2025). Deutschland verfügt nur über begrenzte Potenziale für CO₂-Senken, die weitgehend zur Kompensation von unvermeidlichen Nicht-CO₂-Emissionen, beispielsweise von Methan und Lachgas aus der Landwirtschaft, benötigt werden. Für das Energiesystem bedeutet das, dass die Klimaneutralität nur mit einem nahezu vollständigen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energie erreicht werden kann.

Diese Transformation zu einem erneuerbaren Energiesystem lässt sich auf drei Kernelemente herunterbrechen: Neben der raschen und vollständigen **Dekarbonisierung der Stromerzeugung** sind dies die weitgehende und effiziente **Elektrifizierung der Energienachfrage** in einem breiten Spektrum von Endnutzungssektoren und letztlich die **Umstellung auf klimaneutrale Brennstoffe** als Ersatz für Fossile in Sektoren, in denen die direkte Elektrifizierung nicht möglich oder nicht wirtschaftlich ist. Im Folgenden werden diese Schritte detaillierter beleuchtet. Die gezeigten Szenariendaten sind hierbei Ergebnis der Szenarienmodellierung in Ariadne, die zuletzt im Ariadne-Szenariereport 2025 (Luderer et al., 2025) veröffentlicht wurden. Dort findet sich auch eine detaillierte Beschreibung der genutzten Modelle und betrachteten Szenarien.

Um die Stromerzeugung zu dekarbonisieren, ist in allen betrachteten Szenarien und Modellen der schnelle Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung (Photovoltaik und Wind) essenziell. Dies ist umso wichtiger, da sich aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung der Endnutzungssektoren die Stromnachfrage von 2030 bis 2045 fast verdoppelt.

Der steigende Elektrifizierungsgrad ist in Abbildung 2.1(a) gezeigt: der Stromanteil in der Endenergie (ohne Berücksichtigung von stofflicher Nutzung in der Industrie und dem internationalen Flug- und Schiffsverkehr) steigt von 20 % im Jahr 2023 auf 53–80 % im Jahr 2045. In Abbildung 2.1(b) ist die CO₂-Intensität der Stromerzeugung beziehungsweise in 2.1(c) des Brennstoffeinsatzes abgebildet: Dort wird deutlich, dass die Dekarbonisierung der Stromversorgung in allen Szenarien bis 2030 schon weit fortgeschritten ist, während die Defossilisierung der nicht-elektrischen Brenn- und Kraftstoffbedarfe für Gebäude, Verkehr und Industrie erst ab 2030 Fahrt aufnimmt.

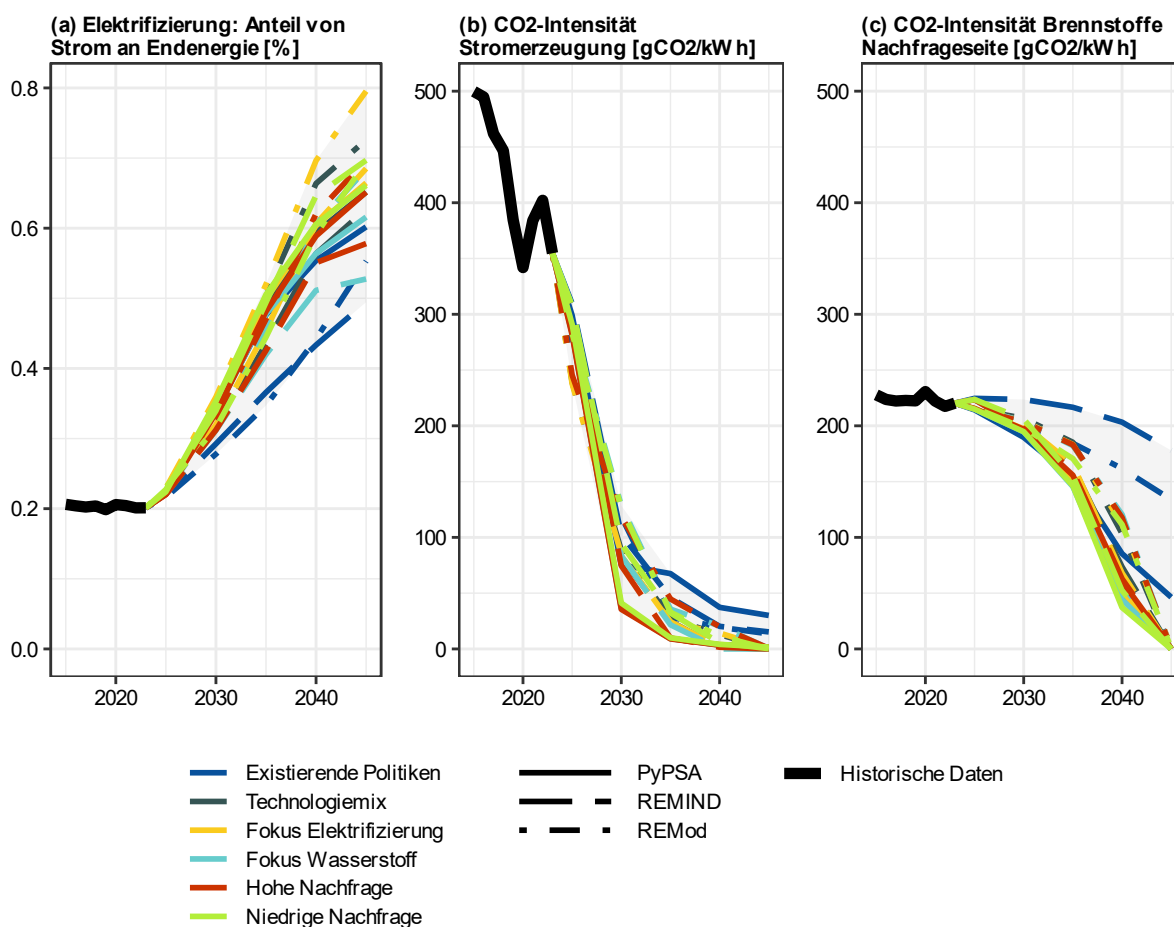


Abbildung 2.1: **Elektrifizierung und CO₂-Intensität der Stromerzeugung bzw. der Brennstoffnutzung in den Endnutzungssektoren.** (a) Elektrifizierung (Anteil von Strom an der Endenergie ohne internationalen Flug- und Schiffsverkehr, ohne stoffliche Bedarfe in der Industrie), (b) CO₂-Intensität der Stromerzeugung beziehungsweise (c) CO₂-Intensität der Brennstoffnutzung in den Endnutzungssektoren in den Gesamtsystemmodellen und allen Szenarien; Historische Daten (AG Energiebilanzen, 2024; Umweltbundesamt, 2024); Abbildung aus Luderer et al., 2025

In allen Szenarien und Gesamtsystemmodellen wird bis 2030 bereits 73–92 % weniger CO₂ pro erzeugter kWh Strom ausgestoßen als im Jahr 2015 - die CO₂-Intensität von Strom sinkt bereits 2030 auf unter 90 g/kWh. Die durchschnittliche CO₂-Intensität der in den Nachfragesektoren genutzten Brennstoffe, das heißt die durchschnittlich emittierte Menge CO₂ bei der Verbrennung von Energieträgern in diesen Sektoren, sinkt bis 2030 hingegen nur um durchschnittlich 12 %.

Aufgrund der schnelleren und tieferen Dekarbonisierung der Stromversorgung im Vergleich zu Brennstoffen sowie der typischerweise deutlich höheren Umwandlungseffizienz bei strombasierten Anwendungen, ist es kosteneffizient, zur Erreichung der Klimaziele die Endenergienutzung größtenteils auf Strom umzustellen.

Ein Blick in die Sektoren zeigt die Details der Elektrifizierung der Endnutzung.

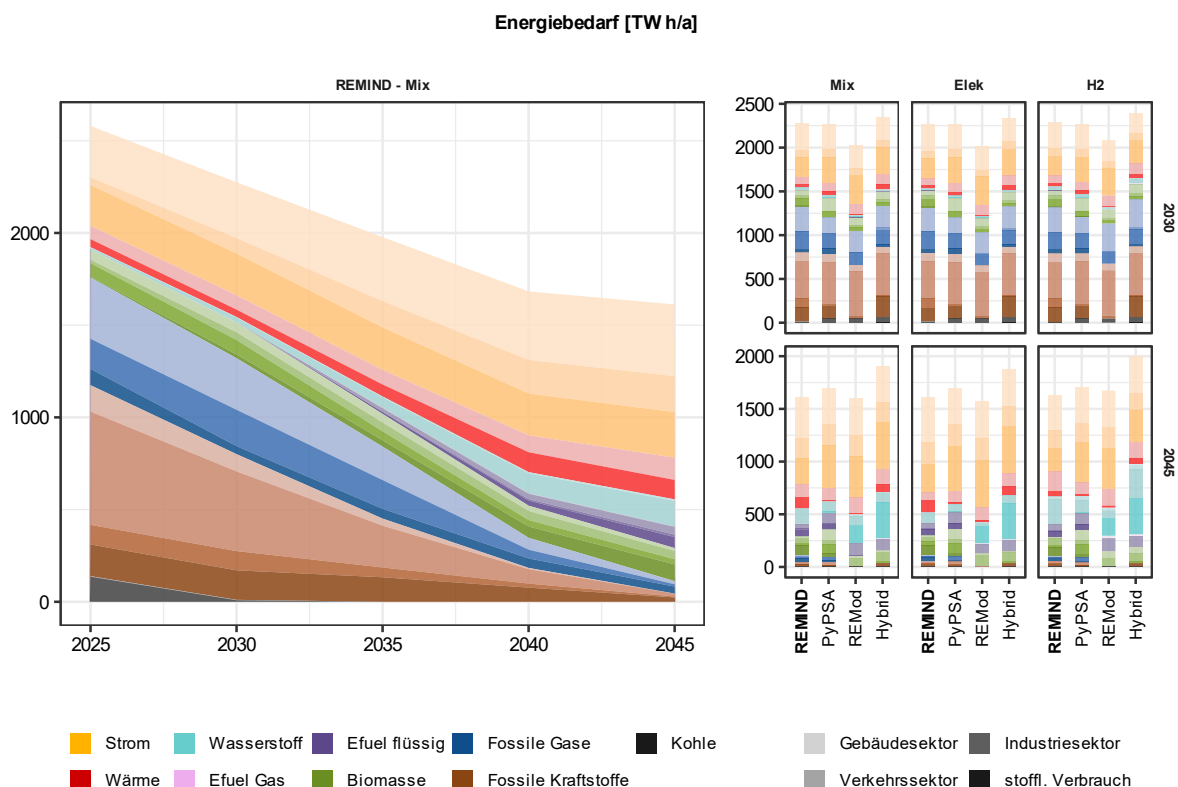


Abbildung 2.2: **Energiebedarf nach Sektoren und Energieträgern in Deutschland.** Links: Zeitlicher Verlauf am Beispiel des Technologiemit-Szenarios im Gesamtsystemmodell REMIND. Rechts: Vergleich der Energienachfrage in den Gesamtsystemmodellen und dem Hybridmodell für die Jahre 2030 und 2045 in den Technologieszenarien. Energie umfasst auch den Bedarf für internationalen Flug- und Schiffsverkehr; ohne Einbeziehung von Umgebungswärme als Teil der Endenergie; Abbildung aus Luderer et al., 2025

Werden auch Flug- und Schiffsverkehr sowie die stoffliche, nicht-energetische Nutzung berücksichtigt, beträgt der Stromanteil am Gesamtenergiebedarf im Jahr 2045 47–59 % (Abbildung 2.2), im Vergleich zu 17 % im Jahr 2023. In der Gebäudewärme und der Industrie spielt außerdem Fernwärme, die ebenfalls aus erneuerbaren Energiequellen stammt (elektrische Großwärmepumpen, Biomasse), eine relevante Rolle. Die höhere Effizienz strombasierter Anwendungen – insbesondere Elektromobilität im Straßenverkehr und Wärmepumpen beim Beheizen von Gebäuden – sowie weitere technische Effizienzverbesserungen in allen Sektoren führen insgesamt zu einem Rückgang des Energiebedarfs um etwa 31–45 % zwischen 2015 und 2045 in allen Technologieszenarien und Gesamtsystemmodellen und dem Hybrid-Modell².

² Das Hybrid-Modell kombiniert die jeweiligen Modellierungsergebnisse der Leitmodelle für die Sektoren mit den Ergebnissen zur Energieangebotsseite aus dem Gesamtsystemmodell REMIND zu einem Datensatz.

Die schnelle Dekarbonisierung der Stromerzeugung in Kombination mit dem nahezu verdoppelten Strombedarf bis 2045 erfordert einen fortgeführten, zügigen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und ihre Integration in das Energiesystem. Dazu müssen Infrastrukturen, allen voran die Stromnetze, angepasst und ausgebaut werden, was sich in einen Investitionsbedarf von etwa 25 Mrd €/Jahr im Mittel über alle Ariadne-Technologieszenarien bzw. kumulativ hohe dreistellige Milliardensummen bis 2045 übersetzt (Abbildung 2.3).

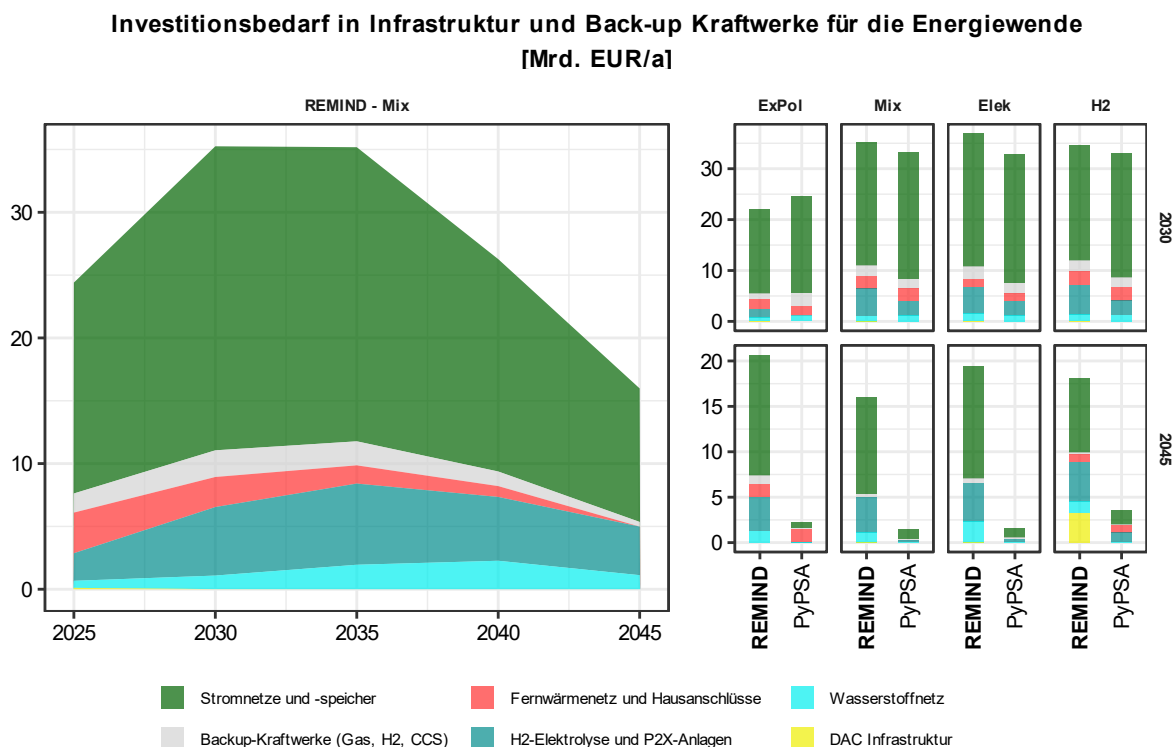


Abbildung 2.3: **Jährliche Investitionsbedarfe in Mrd. Euro für Infrastrukturbedarfe und Backup-Kraftwerke** im Zusammenhang mit der Energiewende Links: Zeitlicher Verlauf im Szenario Technologiemix aus dem Modell REMIND. Rechts: Vergleich der Investitionsbedarfe in den Technologieszenarien und dem Szenario Existierende Politiken aus den beiden Gesamtsystemmodellen REMIND und PyPSA in den Jahren 2030 und 2045. Die Ergebnisse für Fernwärmenetz + Anschlüsse stammen jeweils aus dem Sektorleitmodell REMod, Quelle: Luderer et al., 2025

Kapitel 3 zeigt, wie die Innovationen des Projektes ENSURE zur **systemdienlichen und effizienten Anpassung und Nutzung von Infrastrukturen** beitragen.

Des Weiteren ist zur Integration der Erneuerbaren Energien die **Flexibilisierung der Nachfrage** notwendig. Basierend auf Analysen des Projektes SynErgie wird deren Flexibilisierungspotenzial in der Industrie in Kapitel 4 auf Grundlage von Datenerhebungen und der Entwicklung von Bivalenztechnologien in der Prozesswärme bis 2045 projiziert.

Die verbleibenden, nicht oder nur mit hohen Kosten elektrifizierbaren Energiebedarfe für Flug- und Schiffsverkehr und in der Industrie werden durch nicht-fossile Energieträger wie **Wasserstoff**, bio-basierte Energieträger oder **synthetische CO₂-neutrale Kraftstoffe (E-Fuels)** gedeckt (Abbildung 2.4).

Kapitel 5 beleuchtet anhand der ökonomischen und ökologischen Bewertung konkreter Produktionsanlagen des Kopernikus Projekts P2X näher, an welchen Standorten und zu welchen Kosten diese grünen Moleküle verfügbar gemacht werden können.

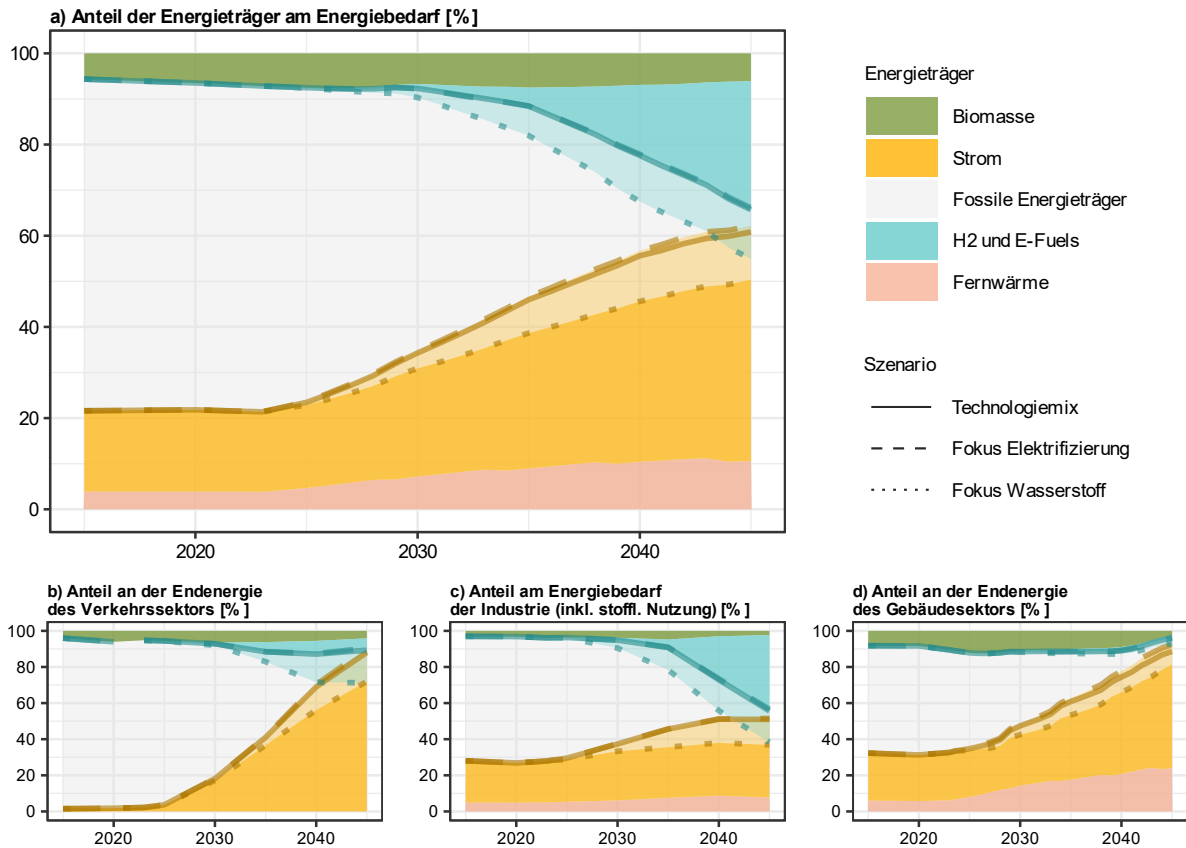


Abbildung 24: **Anteile von Energieträgern an der Energienachfrage in Deutschland.** Bandbreiten in den Technologieszenarien. Anteile an (a) dem gesamten Energiebedarf entsprechend Hybrid-Modell, (b) der Endenergie des Verkehrssektors laut ALADIN/ASTRA (ohne int. Schiffs- und Flugverkehr), (c) dem Energiebedarf der Industrie (energetisch + nicht-energetisch) laut FORECAST, (d) der Endenergie der Gebäude laut REMod, Abbildung aus Luderer et al., 2025

3. Leistungsfähige und smarte Stromnetze als Rückgrat der Energiewende

Der Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) zur Stromerzeugung, insbesondere von Wind an Land, Wind auf See und Photovoltaik, sowie die wachsende Stromnachfrage durch neue Verbraucher, wie beispielsweise E-Fahrzeuge, Wärmepumpen, Elektrolyseure und Rechenzentren, erfordern einen umfangreichen Aus- und Umbau der Stromnetze. Dies betrifft neben den Übertragungsnetzen auch die Verteilnetze.

Wesentliche Treiber für den Ausbau der Übertragungsnetze sind regionale Unterschiede zwischen den hohen Anschlussleistungen von Windenergie in Norddeutschland und den Lastzentren in West- und Süddeutschland sowie die Einbindung von Deutschland als „Stromdrehscheibe“ im europäischen Netzverbund. Für den Aus- und Umbau der Übertragungsnetze gibt es mit dem Netzentwicklungsplan (NEP) Strom einen festgelegten Prozess. Hauptakteure sind dabei die vier Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur, die die Entwürfe der Übertragungsnetzbetreiber zur Netzausbauplanung genehmigen muss. Netzausbauvorhaben, für die ein überragendes öffentliches Interesse besteht, sind schließlich im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) aufgeführt.

Im Gegensatz zu den Übertragungsnetzen gibt es für die Verteilnetze keinen koordinierten Transformationsprozess. Die Rolle der Verteilnetze wandelt sich von einer rein passiven Verteilfunktion zu einem aktiven Verteilnetzbetrieb. Es entstehen bidirektionale Lastflüsse und der Koordinierungsbedarf mit der Übertragungsnetzebene nimmt zu. Die technischen Voraussetzungen sind dort zudem sehr heterogen und es besteht ein hoher Bedarf für innovative Lösungen. Das Kopernikus Projekt ENSURE stellt deshalb die Verteilnetze in den Fokus.

Die in ENSURE entwickelten Innovationen tragen dazu bei, eine effiziente Nutzung der Infrastruktur im Zusammenspiel mit dem gesamten Energiesystem zu ermöglichen. Dies geschieht beispielsweise durch die Flexibilisierung der elektrischen Energieinfrastruktur mittels Digitalisierung (Observability) sowie einer systemischen Betriebsführung (Controllability). Dies schließt auch EE-Anlagen und steuerbare Stromverbraucher mit ein (siehe auch Kapitel 4).

Im Folgenden werden drei konkrete Innovationen aus ENSURE im Kontext von Szenarien vorgestellt: ein Modellierungsansatz, der die systemdienliche und effiziente Platzierung von Elektrolyseuren in einem klimaneutralen System ermöglicht; eine Modellierung der Fernwärmeerzeugung, die insbesondere das Zusammenspiel von Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK)-Anlagen und Großwärmepumpen in einem dekarbonisierten System untersucht, und die Co-Demonstrationsplattform, die es möglich macht, technische Lösungen für die Energiewende im Zusammenspiel mit dem Stromnetz zu testen.

3.1. Regionalisierung von PtG-Anlagen und die Auswirkungen auf die Stromnetze

In einem System mit einem hohen Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung und wachsendem Bedarf an Wasserstoff und anderen grünen Gasen nimmt die Kopplung zwischen Strom- und Gaswirtschaft zu. Das macht eine integrierte Planung der Infrastrukturen notwendig, um Synergien effizient nutzen zu können. Mit Blick auf die Strom- und Gasnetze ist dabei die Allokation von Power-to-Gas-(PtG)-Anlagen (insbesondere von Wasserstoffelektrolyseuren und Methanisierungsanlagen) zentral.

Um die Auswirkungen der Allokation von PtG-Anlagen auf den Infrastrukturbedarf zu untersuchen, entwickelt ENSURE Methoden zur erzeugungs- und nachfragebasierten Allokation von Elektrolyseanlagen. Eine erzeugungsbasierte Allokation bedeutet, dass die Elektrolyseanlagen an Knoten im Stromübertragungsnetz platziert werden, die hohe negative Residuallasten aufweisen, d.h. insbesondere Windstrom in Norddeutschland. Lokale EE-Stromüberschüsse können so direkt von den Elektrolyseanlagen genutzt werden. Eine nachfragebasierte Allokation positioniert die PtG-Anlagen nahe an (zukünftigen) Verbrauchern von Wasserstoff bzw. synthetischem Erdgas, d.h. insbesondere in der Nähe von industriellen Verbrauchern (Perau et al., 2024).

Die Szenarienanalyse zeigt, dass unter Vernachlässigung des Wasserstofftransportes die erreichbaren Volllaststunden der Elektrolyseure deutlich ansteigen, je mehr Elektrolyseanlagen erzeugungsnah platziert werden. Dies ist insbesondere durch Engpässe im Stromnetz zu erklären. Abbildung 3.1 stellt die erreichbaren Volllaststunden in den fünf betrachteten Szenarien dar.

Gegenüber dem 100 % nachfragebasierten Szenario (s0) ergibt sich im 100 % erzeugungsbasierten Szenario (s100) eine Erhöhung der Grüngasproduktion um 19 % und eine um 10 % niedrigere Abregelung der erneuerbaren Stromerzeugung im System. Generell zeigt sich jedoch, dass die erreichbaren Volllaststunden geringer sind, als oft von der Industrie als notwendig angegeben. Daher bleibt noch zu klären, inwieweit Subventionen für die Erzeugung von Wasserstoff nötig sind oder zusätzliche Stromlieferverträge für Unternehmen (Power Purchase Agreements (PPAs)) für die Herstellung synthetischer Gase benötigt werden.

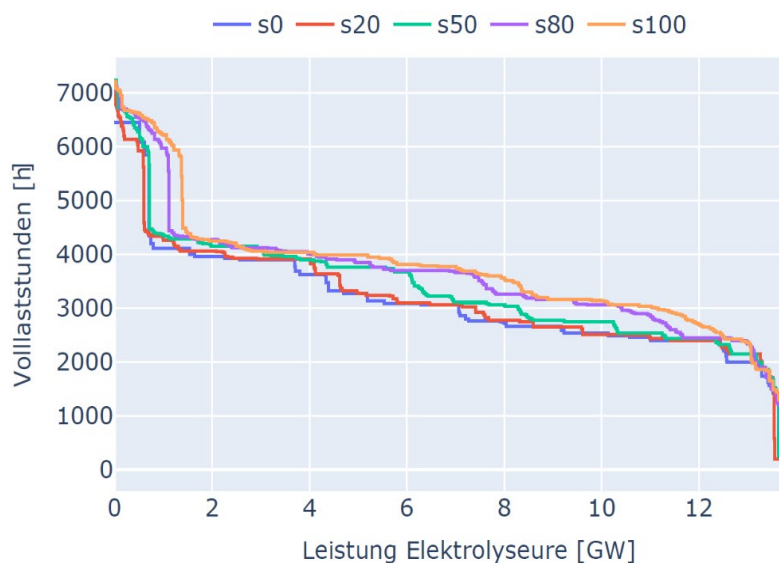


Abbildung 3.1: **Volllaststunden der Elektrolyseure in den verschiedenen Szenarien** (in s0 wird 0 % erzeugungs-basierte und 100 % nachfragebasierte Allokation verfolgt, in s100 wird 100 % erzeugungs-basierte und 0 % nachfragebasierte Allokation verfolgt, usw.)³, auf der x-Achse ist die Leistung der PtG-Anlagen nach deren Volllaststunden sortiert aufgetragen, Abbildung aus Perau et al., 2024

Des Weiteren stellt sich die Frage, wie sich die Allokation der PtG-Anlagen auf den Bedarf an Transportinfrastruktur für Strom, Erdgas und Wasserstoff auswirkt. Tendenziell ist zu erwarten, dass bei einer erzeugungs-basierten Allokation weniger Infrastruktur im Stromsektor benötigt wird, da weniger Strom zu den PtG-Anlagen transportiert werden muss. Allerdings muss mehr Wasserstoff transportiert werden. Im Gegensatz dazu muss bei einer nachfragebasierten Allokation weniger Wasserstoff transportiert werden, wodurch der Infrastrukturbedarf für das Wasserstoffnetz geringer sein sollte. Jedoch müssen dadurch größere Mengen Strom transportiert werden, um die PtG-Anlagen versorgen zu können. Entsprechend gibt es einen Trade-off zwischen der Allokation der PtG-Anlagen und dem dadurch notwendigen Infrastrukturausbau.

Um quantitative Aussagen über den Infrastrukturbedarf treffen zu können, wird in ENSURE eine neuartige Methode zur integrierten Planung von Strom-, Erdgas- und Wasserstoff-Infrastruktur entwickelt. Die Methodik basiert auf der *Bender's Dekomposition* (Benders, 1962) und wird durch Elemente aus dem Feld *System of Design* unterstützt. Output der Optimierung sind Investitionen in neue Strom-, Erdgas- und Wasserstoffleitungen sowie die Umwidmung bestehender Erdgasleitung zum Transport von Wasserstoff. Zwei Szenarien werden untersucht: eine vollständige erzeugungs-basierte Allokation und im Kontrast dazu eine vollständig nachfragebasierte Allokation. Beide Szenarien basieren dabei auf dem TYNDP 2022. Auf Basis der Gesamtsystemkosten der beiden Szenarien können schließlich Aussagen darüber getroffen werden, welche Allokationsmethode aus Systemsicht zu bevorzugen ist. Dies bildet die Grundlage für einen Regulator, um Investitionen lokal zu steuern, sodass die effizientere Allokation in der Praxis umgesetzt wird.

³ Das Basisszenario ist dabei die ENSURE Storyline B (Aktualisierung 2020).

3.2. Rolle von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und elektrischen Wärmereizern in der Fernwärmeverorgung

Im Rahmen einer modellgestützten Szenarien- und Sensitivitätsanalyse werden im Kopernikus Projekt ENSURE folgende Forschungsfragen untersucht (Koch et al., 2024; Koch et al., 2025):

- Welche Rolle spielen KWK-Anlagen und elektrische Wärmereizer in dekarbonisierten Wärmenetzen?
- Welche Wechselwirkungen ergeben sich mit dem Stromsystem?
- Ist es sinnvoller, Strom und Wärme getrennt zu erzeugen oder überwiegen die Effizienzvorteile der KWK-Anlage?

Die Szenarienanalyse betrachtet dabei die Stützjahre 2030 und 2045 und verwendet neben einzelnen ENSURE Szenarien⁴ (ENSURE, 2022) auch das Szenario B aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2023 (Bundesnetzagentur, 2022). Für jedes Szenario werden zwei Varianten berechnet: ein Referenzfall mit KWK-Anlagen zur gekoppelten Erzeugung von Strom- und Wärme und eine Sensitivität, in der die KWK-Anlagen brennstofftreu durch einen Brennstoffkessel zur Wärmereizung und ein Kondensationskraftwerk zur Stromerzeugung mit gleicher thermischer bzw. elektrischer Leistung substituiert werden. Der Effizienzvorteil von gasbasierten KWK-Anlagen fällt damit weg, dafür wird die zeitliche Kopplung von Strom- und Wärmereizung vollständig aufgehoben.

Die Fernwärmeverorgung in Deutschland wird mit Hilfe von sieben Typnetzen modelliert: ein Nahwärmenetz, vier Großstadtnetze und zwei Industrienetze. Die Typnetze haben jeweils eine jährliche Fernwärmefachfrage von 20 bis 25 TWh, unterscheiden sich jedoch hinsichtlich des Anlagenparks und des stündlich aufgelösten Nachfrageprofils. Je nach Charakteristik des Anlagenparks liegt der Fokus stärker auf einer möglichen Banderzeugung (z.B. Müllverbrennungsanlage, Geothermie oder unvermeidbare Abwärme), auf elektrischer oder gasbasierter Wärmereizung, der Verfügbarkeit von Wasserstoff sowie der Möglichkeit zur Wärmespeicherung.

Eingebettet in den europäischen Stromnetzverbund, wird der Einsatz der einzelnen Technologien zur Fernwärmereizung mit dem Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts modelliert. Zielfunktion der Optimierung ist die Minimierung der variablen Kosten bzw. Grenzkosten aller Erzeugungstechnologien, Speicher und nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen zur Deckung der Stromnachfrage im europäischen Netzverbund sowie des Fernwärmefachbedarfs in den beschriebenen deutschen Typnetzen. Für elektrische Wärmereizer und KWK-Anlagen ergeben sich die Grenzkosten der Fernwärmereizung modellendogen in Abhängigkeit vom Strompreis, so dass elektrische Wärmereizer vorrangig bei niedrigen Strompreisen und KWK-Anlagen bei hohen Strompreisen eingesetzt werden.

⁴ Es werden die in ENSURE Phase 2 (Stand 2022) entwickelte und aktualisierte Storyline B (Paris-kompatibler THG-Reduktionspfad mit Einhaltung des 1,5°C Ziels) und Storyline D (Fokus auf dezentrale Technologien im Stromsystem) verwendet.

Innerhalb der Einsatzreihenfolge (Merit Order) der Wärmeerzeuger wechseln dabei die KWK-Anlage und die Großwärmepumpe je nach Strompreis die Plätze. Unabhängig vom Strompreis gilt zudem, dass KWK-Anlagen von einer hohen Stromkennzahl, d.h. einer möglichst hohen Stromerzeugung im KWK-Betrieb im Verhältnis zur gekoppelten Wärmeerzeugung, und Großwärmepumpen von einem hohen Coefficient of Performance (COP) profitieren (vgl. Abbildung 3.2). Erdgas-KWK und Biogas-/Biomethan-KWK liegen in der Merit Order größtenteils vor Wärmepumpen, Wasserstoff-KWK, und brennstoffbasierte Kessel sortieren sich größtenteils hinter den Wärmepumpen ein.

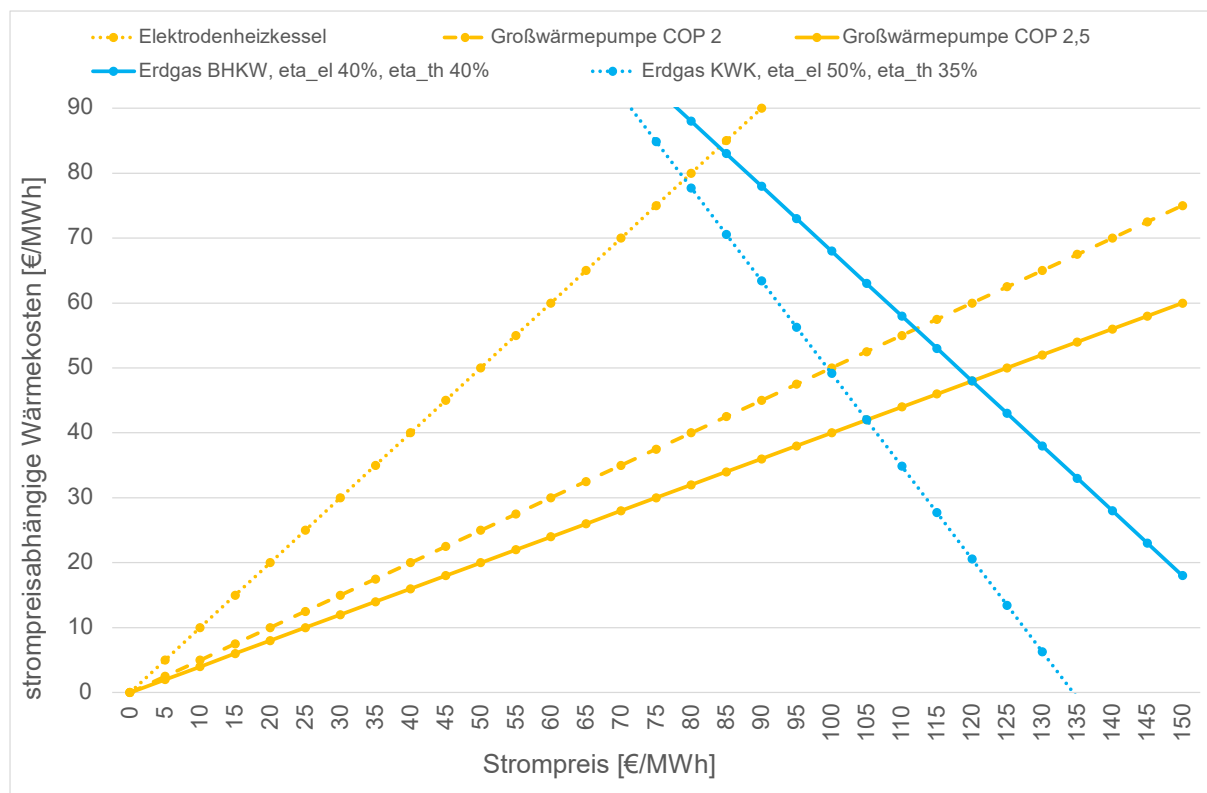


Abbildung 3.2: **Grenzkosten der Wärmeerzeugung in Abhängigkeit des Strompreises** für KWK-Anlagen und elektrische Wärmeerzeuger im ENSURE Szenario B 2030, Quelle: eigene Analyse, ENSURE

In dekarbonisierten Wärmenetzen kommen nur noch Biogas/Biomethan und Wasserstoff als klimaneutrale Brennstoffe für KWK-Anlagen in Betracht. Biogas-/Biomethan-KWK werden in der Szenarienanalyse vorrangig eingesetzt und erzeugen im Referenzfall etwa 10 % der Fernwärme.

Biomasseanlagen profitieren in der Szenarienanalyse zusätzlich davon, dass sie von der CO₂-Bepreisung ausgenommen sind. Allerdings werden in der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) für Biomasse in der Fernwärmeversorgung zahlreiche Nachhaltigkeitsanforderungen gesetzt. Auch aufgrund der Treibhausgasemissionen entlang der Vorkette von Anbaubiomasse und Wechselwirkungen zu natürlichen CO₂-Senken sollte der Einsatz von Biomasse in einem dekarbonisierten Energiesystem begrenzt bleiben.

Wasserstoffbasierte KWK-Anlagen wiederum weisen größtenteils höhere Erzeugungskosten als Wärmepumpen auf. In den Großstadtnetzen erreichen sie deshalb nur geringe Volllaststunden. Ein möglicher Anwendungsfall besteht bei Wärmenetzen mit einem hohen Temperaturniveau (z.B. Industrienetze).

Die Szenarienanalyse zeigt, dass sich Großwärmepumpen in dekarbonisierten Wärmenetzen zu einer tragenden Säule der Fernwärmeversorgung entwickeln. Sie erzeugen bereits im Referenzfall etwa ein Drittel der Fernwärme. In der Sensitivität „ohne gasbasierte KWK-Anlagen“ steigt der Anteil auf 42 % an. Elektrodenkessel sind aufgrund der geringeren Effizienz gegenüber Großwärmepumpen im Nachteil und werden entsprechend weniger eingesetzt. Sie erzeugen nur 1 % – 2 % der Fernwärme (vgl. Abbildung 3.3). Elektrodenkessel eignen sich jedoch für die Absicherung der Fernwärmeerzeugung sowie für das Vorhalten negativer Regelleistung oder als zuschaltbare Last. Insgesamt beträgt die maximale Last der elektrischen Fernwärmeerzeuger im Szenariojahr 2030 etwa 10 GW und im Szenariojahr 2045 etwa 20 GW - unabhängig vom betrachteten Szenario.

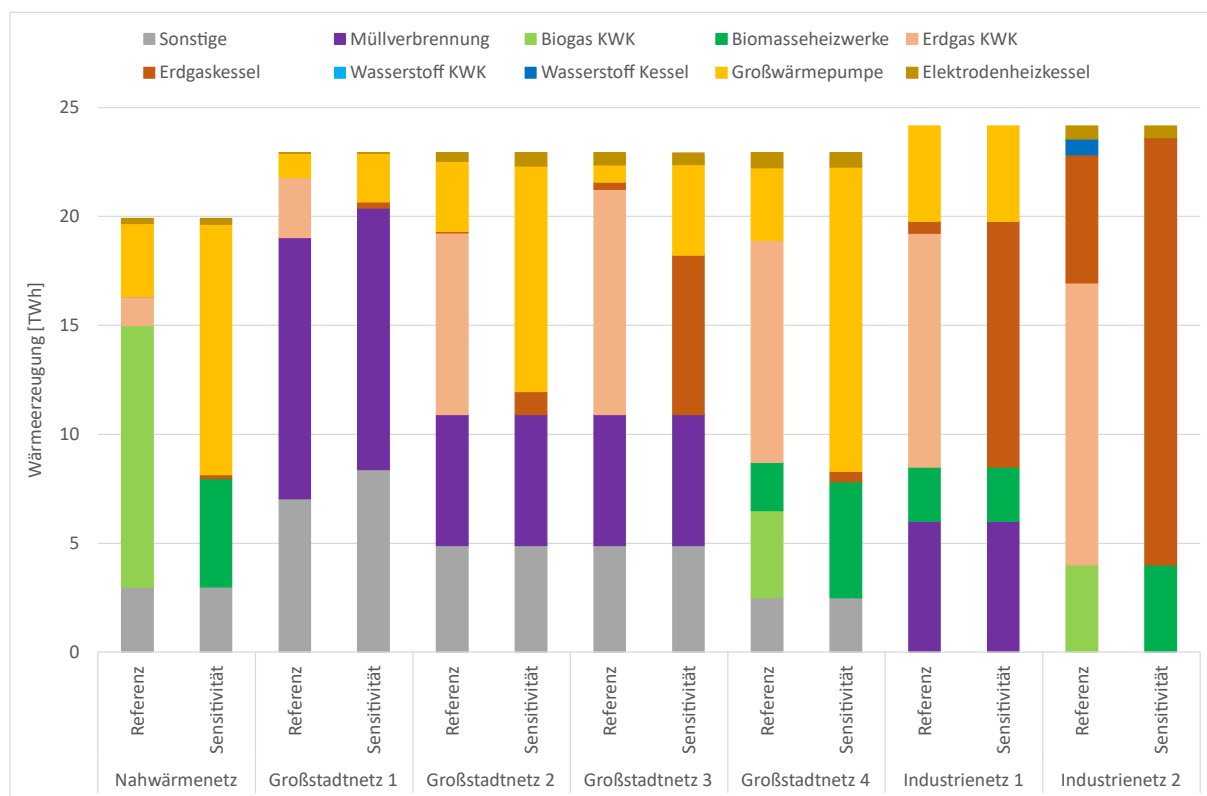


Abbildung 3.3: **Brennstoff- und technologiespezifischer Energieträgermix** als Ergebnis der Modellierung für den Referenzfall und die Sensitivität ohne gasbasierte KWK-Anlagen im ENSURE Szenario B 2030, Quelle: eigene Analyse, ENSURE

KWK-Anlagen tragen im Szenariojahr 2030 mit etwa 100 TWh und im Szenariojahr 2045 mit rund 60 TWh zur Stromerzeugung bei. In den Jahren 2010 bis 2024 lag die KWK-Stromerzeugung bei durchschnittlich 110 TWh mit zuletzt fallender Tendenz (Umweltbundesamt, 2025) Die maximale elektrische Leistung von KWK-Anlagen zur Deckung der Residuallast liegt im Referenzfall bei rund 36 GW im Szenariojahr 2030 sowie bei rund 32 GW im Szenariojahr 2045. In der Sensitivität „ohne

gasbasierte KWK-Anlagen“ tragen dann Kondensationskraftwerke mit bis zu 30 GW zur Deckung der Residuallast bei.

Während KWK-Anlagen zur Deckung der Stromnachfrage beitragen, erhöhen elektrische Wärmeerzeuger, wie Großwärmepumpen, die Stromnachfrage. Im Referenzfall gehen im Szenariojahr 2030 rund 10 TWh und im Szenariojahr 2045 rund 25 TWh auf die elektrische Fernwärmeerzeugung zurück. Dies entspricht rund 2 % der Stromnachfrage. In der Sensitivität „ohne gasbasierte KWK-Anlagen“ steigt die Stromnachfrage aufgrund des erhöhten Einsatzes der elektrischen Wärmeerzeuger um 5 bis 10 TWh an. In der Folge fallen auch die Strompreise etwas höher aus als im Referenzfall. Speicher und nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen glätten in beiden Fällen das Strompreisprofil.

Die Szenarienanalyse zeigt, dass bei einer brennstofftreuen Substitution der KWK-Anlage durch ein Kondensationskraftwerk für die Stromerzeugung und einem Heizkessel für die Wärmeerzeugung der Effizienzvorteil der KWK-Anlage überwiegt. Dies liegt insbesondere an den vergleichsweise hohen Grenzkosten des brennstoffbasierten Heizkessels. Auf der Wärmeseite ist die Großwärmepumpe meistens vorteilhafter im Vergleich zu einem brennstoffbasierten Heizkessel. Von daher sollte bei einem geplanten Ersatz einer KWK-Anlage wärmeseitig immer auch eine Großwärmepumpe als Option geprüft werden. Diese Technologie zählt, neben Geothermie, Solarthermie, unvermeidbarer Abwärme- und Biomasse-Heizwerken, zu den Erzeugungstechnologien, die im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) finanziell gefördert werden (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2026). Darüber hinaus sind Flexibilität und Bivalenz zunehmend wichtige Eigenschaften im Anlagenpark von Fernwärmenetzen, um einerseits auf Preisschwankungen bei den eingesetzten Energieträgern und andererseits auch system- und netzdienlich reagieren zu können. Diese Eigenschaften werden für industrielle Anwendungen im Kopernikus Projekt SynErgie untersucht.

Sowohl die zunehmende Elektrifizierung der Fernwärmeerzeugung als auch der Rückgang der KWK-Stromerzeugung sind auf einen ausreichenden Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung durch Wind- und PV-Anlagen sowie auf leistungsfähige Stromnetze angewiesen.

3.3. Co-Demonstrationsplattform

Die im Kopernikus-Projekt ENSURE entwickelte Co-Demonstrationsplattform ermöglicht es, technische Lösungen für die Energiewende im Zusammenspiel mit dem Stromnetz zu demonstrieren. Dabei wird untersucht, wie neue Technologien, Methoden und Betriebskonzepte zur Stabilität, Sicherheit und Flexibilität des elektrischen Energiesystems beitragen können.

Da Stromnetze eine kritische Infrastruktur darstellen und großräumig vernetzt sind, lassen sich reale Feldtests zur Untersuchung der Systemstabilität nur sehr eingeschränkt durchführen. Hier kommt die Hardware-in-the-Loop-(HiL)-Simulation zum Einsatz, bei der reale Komponenten in eine simulierte, in Echtzeit berechnete Netzumgebung eingebunden werden. Schutzgeräte, Anlagenregelungen oder auch Netzleitsysteme können so mit ihren komplexen Wechselwirkungen realitätsnah und zugleich risikofrei untersucht werden.

Bisher wurden solche Untersuchungen meist auf Basis kleiner oder vereinfachter Netzmodelle durchgeführt. Die ENSURE Co-Demonstrationsplattform erweitert diesen Ansatz, indem sie HiL-Simulationen in großskaligen, realitätsnahen Übertragungs- und Verteilnetzmodellen ermöglicht. Neue Technologien können so hinsichtlich Netzkonformität, Interoperabilität und Systemwirkung bewertet werden, unter Bedingungen, die dem realen Netzbetrieb sehr nahekommen (Mehlmann et al., 2023).

Technische Umsetzung

Die Co-Demonstrationsplattform ist ein Gemeinschaftsprojekt, das durch die enge Zusammenarbeit der Universitäten KIT, RWTH und FAU sowie durch die Unterstützung industrieller Partner wie OPAL-RT Germany GmbH, Siemens, Hitachi Energy, des Übertragungsnetzbetreibers TenneT TSO und weiterer Partner realisiert wird. Sie nutzt die geografisch verteilte Echtzeitsimulation über VILLASnode der RWTH Aachen, wodurch Echtzeitlabore verschiedener Partner zu einem deutschlandweit einzigartigen Laborverbund gekoppelt werden können. Diese kooperative Simulationsumgebung ermöglicht es den Partnern, ihre jeweilige Infrastruktur und Expertise einzubringen, ohne sensible Daten oder Modelle offenzulegen. Durch Automatisierung können Netzdaten effizient aufbereitet und in die benötigten Simulationsumgebungen überführt werden, sodass selbst das kontinentaleuropäische Übertragungsnetz in Echtzeit simuliert werden kann. So lassen sich Testszenarien und stabilitätskritische Netznutzungsfälle flexibel generieren und systematisch analysieren. Auch zukünftige Ausbaupfade können realitätsnah untersucht werden. Mithilfe der Co-Demonstrationsplattform können so belastbare Handlungsempfehlungen zur Transformation des Energiesystems entwickelt werden, indem neue Technologien modellhaft getestet und übertragbare Konzepte abgeleitet werden, bis hin zur industriellen Umsetzung.

Die Plattform ermöglicht es, moderne Stromnetze mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien realitätsnah zu testen und zu analysieren. Reale Geräte und Anlagen können dabei direkt mit simulierten Stromnetzen gekoppelt werden. Im Projekt wurden unterschiedliche Technologien in realistischen Netzmodellen unter verschiedenen Szenarien untersucht. Dazu gehören unter anderem MVDC-Netze (Medium Voltage Direct Current; Mittelspannungs-Gleichstromnetze), adaptive

Schutzkonzepte sowie neue Regelungs- und Betriebsführungskonzepte. Dadurch konnten neue Lösungen validiert und auch unter extremen Bedingungen getestet werden. Risiken lassen sich so frühzeitig erkennen und die Stabilität sowie Zuverlässigkeit zukünftiger Energiesysteme gezielt verbessern.

Ein besonderer Mehrwert der Plattform liegt in der gemeinsamen Simulation verschiedenster im ENSURE-Projekt entwickelter Technologien. Dadurch konnten wichtige Erkenntnisse über das Zusammenspiel und die Interoperabilität der einzelnen Lösungen gewonnen werden. Gleichzeitig hat die Zusammenarbeit auf der Plattform den Austausch zwischen den Projektpartnern sowie die gemeinsame Entwicklung neuer Ansätze deutlich gestärkt. Die Arbeiten haben außerdem gezeigt, dass es in Deutschland derzeit keine Möglichkeiten für systemische Hardware-in-the-Loop-Simulationen dieser Größenordnung gibt. Die Plattform schließt damit eine wichtige Lücke und kann auch über das Projekt hinaus einen wichtigen Beitrag zur Stabilität und Sicherheit zukünftiger Stromnetze leisten.

Die Abbildung 3.4 illustriert den Aufbau der Plattform, ausgehend vom Referenzmodell. Als Referenznetz dient ein im Projekt ENSURE seitens KIT-IAI entwickeltes Modell des europäischen Übertragungsnetzes (Deutschland und Nachbarländer) mit mehreren tausend Netzknoten. Alternativ können Netzdaten aus operativen Prozessen (z.B. DACH) oder aus standardisierten Formaten wie UCTE oder CGMES eingebunden werden. Die Netzmodelle werden für die Echtzeitsimulation optimiert, für die RMS-Simulation dynamisiert und abschließend aus der Offline-Simulation in die Echtzeitsimulation importiert. Hierzu wurde seitens FAU-LEES eine „Real-Time Dynamic Power System“-Toolbox mit einem hohen Automatisierungsgrad entwickelt. Kleinere Netzbereiche können als sogenannte „Areas of Interest“ mit höherer Detailtiefe (EMT-Modellierung) abgebildet und in das übergeordnete Netz mittels Co-Simulation integriert werden. Die Labore der beteiligten Partner ermöglichen verschiedene spezialisierte HiL-Untersuchungen. Die Plattform ist modular aufgebaut und kann je nach Fragestellung flexibel konfiguriert werden, von großskaligen Stabilitätsanalysen bis hin zu spezifischen HiL-Untersuchungen einzelner Komponenten.

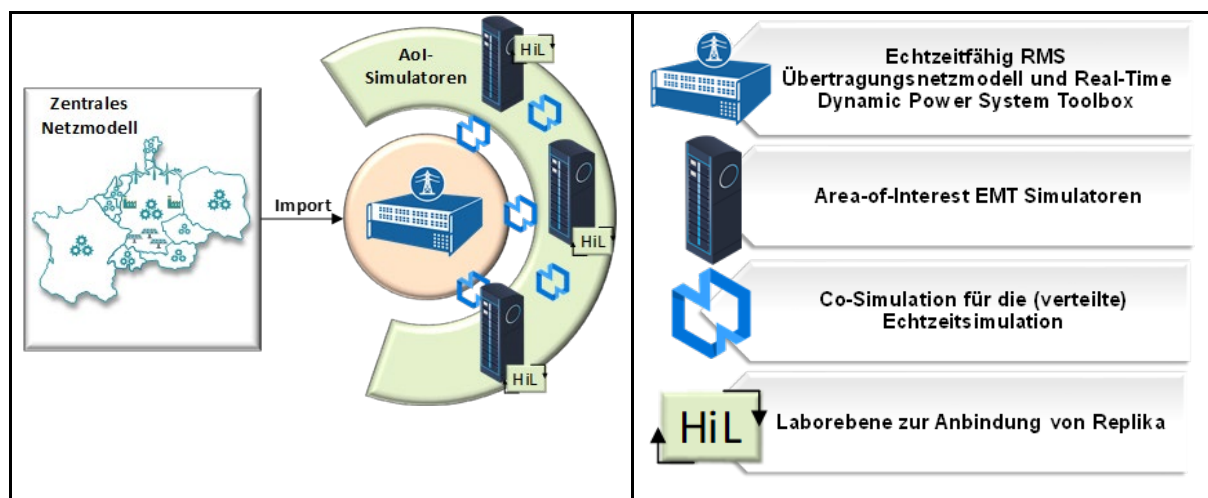


Abbildung 3.4: *Illustration der Co-Demonstrationsplattform*, Quelle: eigene Darstellung, ENSURE

Ausblick

Die Kopernikus ENSURE Co-Demonstrationsplattform befindet sich in ständiger Weiterentwicklung. Die Plattform soll über das Projekt hinaus als fester Bestandteil der deutschen Energieforschung etabliert werden, wozu eine Reihe von Aktivitäten verfolgt werden. Ein erfolgreiches Vorbild für einen derartigen Ansatz ist das „The National HVDC Centre“ in Großbritannien, das sich auf die Entwicklung und Prüfung von Technologien zur Integration von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-(HGÜ)-Systemen konzentriert. Das HVDC Centre ist ebenfalls aus einem Forschungsprojekt hervorgegangen und zeigt das Potenzial solcher Plattformen zur erfolgreichen Bewältigung der Herausforderungen moderner Energiesysteme. So soll die Plattform zukünftig als Simulationsgemeinschaft zu einem zentralen Kompetenzzentrum für die Energiebranche in Deutschland werden, um systemische und belastbare HiL-Simulationen sowohl in den Übertragungs- als auch in den Verteilnetzen zu ermöglichen.

4. Flexibilisierung schafft wettbewerbsfähige Industrie in einem sektorgekoppelten Energiesystem

4.1. Industrielle Energieflexibilität im Kontext der Energiewende

Die deutsche Industrie steht in einem zunehmend dynamischen Energiesystem vor der Herausforderung, ihre Wettbewerbsfähigkeit unter den Bedingungen der Energiewende zu sichern. Der steigende Anteil volatiler Erneuerbarer Energien führt zu stärkeren Preisschwankungen und einer höheren Volatilität an den Strommärkten, so dass Industrieunternehmen nicht nur mit steigenden, sondern vor allem mit schwer kalkulierbaren Energiekosten konfrontiert sind.

Eine gezielte Aktivierung der nachfrageseitigen Flexibilität in der Industrie kann hierbei einen entscheidenden Beitrag leisten, um Energiekosten beherrschbar zu halten und gleichzeitig die Integration erneuerbarer Energien zu unterstützen und das Energiesystem zu stabilisieren. Technisch sind bereits zahlreiche Optionen zur Bereitstellung und Nutzung industrieller Energieflexibilität bekannt und umsetzbar. Dennoch bleibt die praktische Umsetzung meist aufgrund regulatorischer Hemmnisse, fehlender ökonomischer Anreize und damit eingeschränkter Wirtschaftlichkeit begrenzt.

Auf der Grundlage einer Befragung von Unternehmen, die Flexibilitäten bereits nutzen, wird daher im Kopernikus-Projekt SynErgie untersucht, welche industrielle Energieflexibilität bereits heute zur Verfügung steht. Die Ergebnisse werden im folgenden Kapitel beschrieben.

Des Weiteren werden Modellergebnisse für die Entwicklung des Energiebedarfs für Prozesswärme in der Industrie aus dem Projekt Ariadne genutzt, um zukünftige Potenziale für industrielle Nachfrage-Flexibilität abzuleiten.

4.2. Heutige und zukünftige Energieflexibilitätspotenziale in der Industrie

Bereits heute stehen in der deutschen Industrie bei einer Abrufdauer von 4 h technisch etwa 5 TWh/a verschiebbare elektrische Energie zur Verfügung. Unter den Annahmen des Ariadne-Szenarios Technologiemix wächst dieses Potenzial bis 2045 auf rund 25 TWh/a an. Damit könnten im Jahr 2045 etwa 5 % der industriellen Stromnachfrage zeitlich flexibel eingesetzt werden.

Aufbauend auf den Analysen von acht Wirtschaftszweigen der Grundstoffindustrie aus der ersten Förderphase des Kopernikus-Projekts SynErgie führen sowohl die ursprünglich beteiligten als auch neu hinzugekommene Unternehmen in den Förderphasen II und III jährlich fortlaufend detaillierte Untersuchungen zu möglichen Maßnahmen der Energieflexibilität in ihren Betrieben durch. Im Rahmen der Erhebung werden insgesamt 31 Unternehmen befragt und sowohl industrielle Schlüsselproduktionsprozesse als auch Querschnittstechnologien, d. h. Wirtschaftszweig unabhängige Technologieanwendungen, betrachtet.

Die Bestimmung der heute bereits vorhandenen Energieflexibilitätspotenziale erfolgt im Wesentlichen in drei Schritten. Im ersten Schritt werden entsprechende Maßnahmen mithilfe eines standardisierten Fragebogens in den jeweiligen Unternehmen identifiziert und quantifiziert, wobei einheitlich und systematisch alle relevanten Kennzahlen zur Beschreibung der industriellen Energieflexibilität erfasst werden.

Zwei wesentliche Charakteristika zur Beschreibung der Energieflexibilitätspotenziale sind dabei die Leistung und die Abrufdauer. Die Abrufdauer bezeichnet die Zeitspanne von der vollständig erreichten Laständerung bis zum Beginn der Deaktivierung der Energieflexibilitätsmaßnahme (VDI, 2021). Hinsichtlich der Leistungsänderung wird zwischen Lastreduktion, Lasterhöhung und Lastverschiebung unterschieden. Eine Lastreduktion bezeichnet das Herunterfahren bzw. die Reduzierung von Stromverbrauchern, wodurch die aus dem Netz bezogene Leistung sinkt. Eine Lasterhöhung hingegen beschreibt das Hochfahren bzw. die Erhöhung von Stromverbrauch, wodurch die Leistungsaufnahme aus dem Netz steigt. Eine Lastverschiebung ist eine temporär erhöhte oder verringerte Leistungsaufnahme mit anschließendem Lastnachholbedarf.

In der Befragung wird das technische Potenzial erfasst, wobei sichergestellt wird, dass weder Lieferverpflichtungen noch die Produktqualität beeinträchtigt werden. Unabhängig von wirtschaftlichen oder regulatorischen Rahmenbedingungen wird auf Anlagenebene untersucht, in welchem Umfang die Leistung innerhalb der technologischen Möglichkeiten angepasst werden kann. In einem zweiten Schritt werden die identifizierten Maßnahmen auf Werksebene zusammengeführt. Dabei wird geprüft, ob die Flexibilitätsmaßnahmen gemeinsam umsetzbar sind oder sich gegenseitig ausschließen.

In einem dritten Schritt wird das werksspezifische Energieflexibilitätspotenzial dem jeweiligen Wirtschaftszweig zugeordnet und auf die zweite Ebene der Wirtschaftszweigklassifikation (WZ-2) hochgerechnet. Da es keine allgemeingültige Hochrechnungsmethode gibt, die alle spezifischen Rahmenbedingungen eines Wirtschaftszweiges berücksichtigt, entwickeln die wissenschaftlichen Partner gemeinsam mit den Praxispartnern eine eigene, angepasste Methodik (Sauer et al., 2019), die beispielsweise Kenngrößen wie den Energiebedarf eines Wirtschaftszweiges in MWh/a oder den Marktanteil in Prozent heranzieht.

Die Ergebnisse der Befragung und Hochrechnung auf Wirtschaftszweige zeigen, dass in der deutschen Industrie bereits heute merkliche Energieflexibilitätspotenziale bestehen. Bei Betrachtung der jährlichen flexibilisierbaren Energiemengen und einer Abrufdauer von 4 h ergeben sich Energieflexibilitätspotenziale von 1,7 TWh/a im Fall einer Lasterhöhung und 3,5 TWh/a im Fall einer Lastreduktion. Abbildung 4.1 illustriert die Ergebnisse der Erhebung für die einzelnen Branchen auf der zweiten Ebene der Wirtschaftszweigklassifikation (WZ-2). Die in den Abbildungen 4.1 und 4.5 dargestellten Energieflexibilitätspotenziale bei einer Abrufdauer von 4 h sind als konservative Untergrenze zu verstehen, da für kürzere Abrufdauern im Minuten- bis Stundenbereich von höheren technischen Flexibilitätspotenzialen auszugehen ist.

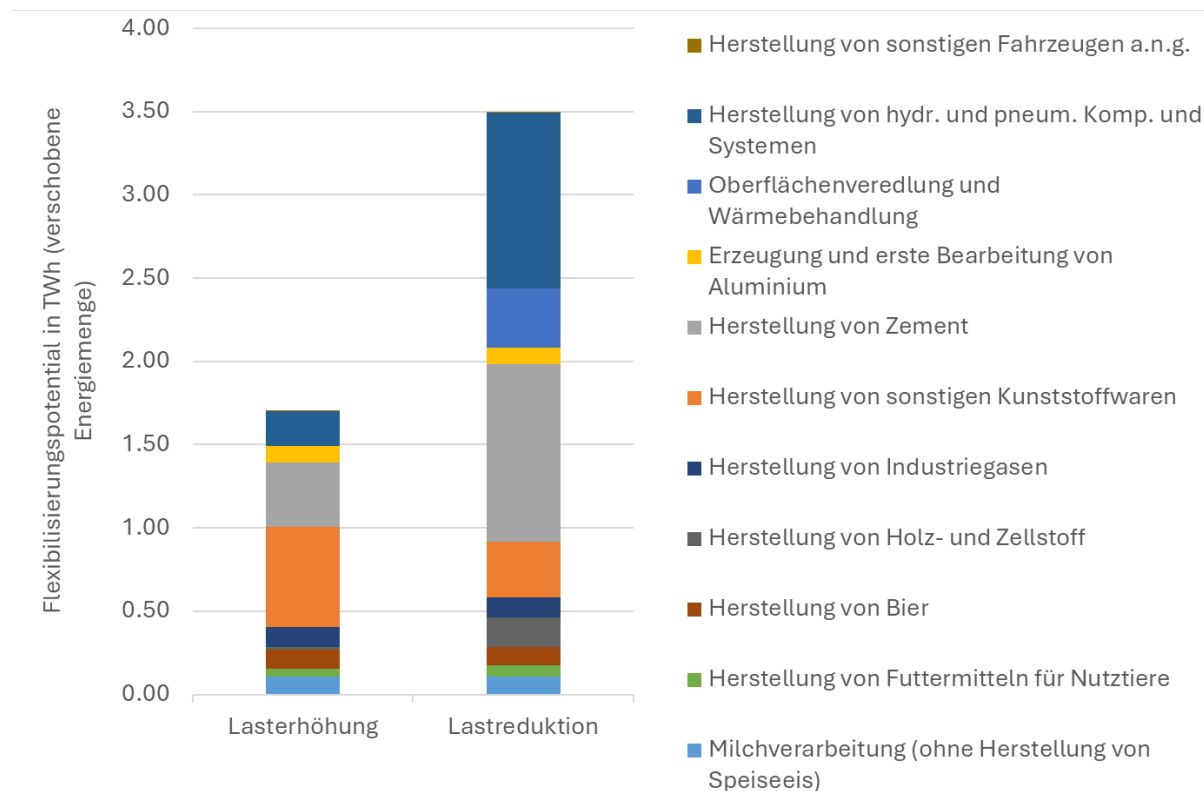


Abbildung 4.1: **Heute bestehendes Flexibilisierungspotenzial nach Branche** bei einer Abrufdauer von 4 h für die zweite Ebene der Wirtschaftszweigklassifikation (WZ-2); Quelle: eigene Analyse, SynErgie

Anhand von Ergebnissen des Industriemodells Forecast (Fleiter et al., 2018) zur Entwicklung des Energiebedarfs der Industrie im Szenario Technologiemitx können die so bestimmten, bestehenden Industrieflexibilitätspotenziale bis 2045 weiterentwickelt und unter Abschätzung eines Anteils bivalent geführter Anlagen zur Erzeugung von Prozesswärme zu einem zukünftigen Potenzial hochskaliert werden.

Zunächst wird die Vergleichbarkeit der SynErgie-Ergebnisse aus der Erhebung mit denen aus der Forecast-Modellierung hergestellt, indem die auf Branchenebene skalierten Befragungsergebnisse entlang der Systematik der AG Energiebilanzen (AGEB, 2015) in die Energiebedarfe des Ariadne-Szenarios Technologiemitx (Luderer et al., 2025) übertragen werden. Die Zuordnung erfolgt anhand der WZ-2008-Klassifikation (Destatis, 2008). Dabei werden Branchen zusammengefasst (Tabelle 4.1).

#	WZ 2008 (Befragung)	Branche (AGEB)	Zuordnungsmethode
1	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	Ernährung und Tabak	
2	Getränkeherstellung		
3	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus		Direkt
4	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	Grundstoffchemie	Disaggregation nach Anteil Energiebedarf der Branche (AGEB)
5	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	Sonstige chemische Industrie	Disaggregation nach Anteil Energiebedarf der Branche (AGEB)
6	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	Gummi- u. Kunststoffwaren	Direkt
7	Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	Glas u. Keramik	Disaggregation nach Anteil Energiebedarf der Branche (AGEB)
8	Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	Verarbeitung v. Steine u. Erden	Disaggregation nach Anteil Energiebedarf der Branche (AGEB)
9	Metallerzeugung und -bearbeitung	Metallbearbeitung	Direkt
10	Herstellung von Metallerzeugnissen	Metallerzeugung	Direkt
11	Maschinenbau	Maschinenbau	Direkt
12	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	Fahrzeugbau	Direkt
13	Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen	-	Keine Befragungsergebnisse

Tabella 4.1: Zuordnung der Wirtschaftszweige nach WZ 2008 zu Branchen Entsprechend AG Energiebilanzen.

Die folgenden Abbildungen zeigen den Energiebedarf insgesamt und für Prozesswärme der Industrie in 2021 und die Entwicklung des Strombedarfs für Prozesswärme nach Branche bis 2045 laut Forecast im Szenario Technologiemit.

Im Basisjahr 2021 zeigt sich im branchenspezifischen Endenergiebedarf die besondere Bedeutung der klassisch energieintensiven Grundstoffindustrie⁵. In der Teilmenge der Prozesswärme ist dieser Zusammenhang noch stärker ausgeprägt⁶ (Abbildung 4.2).

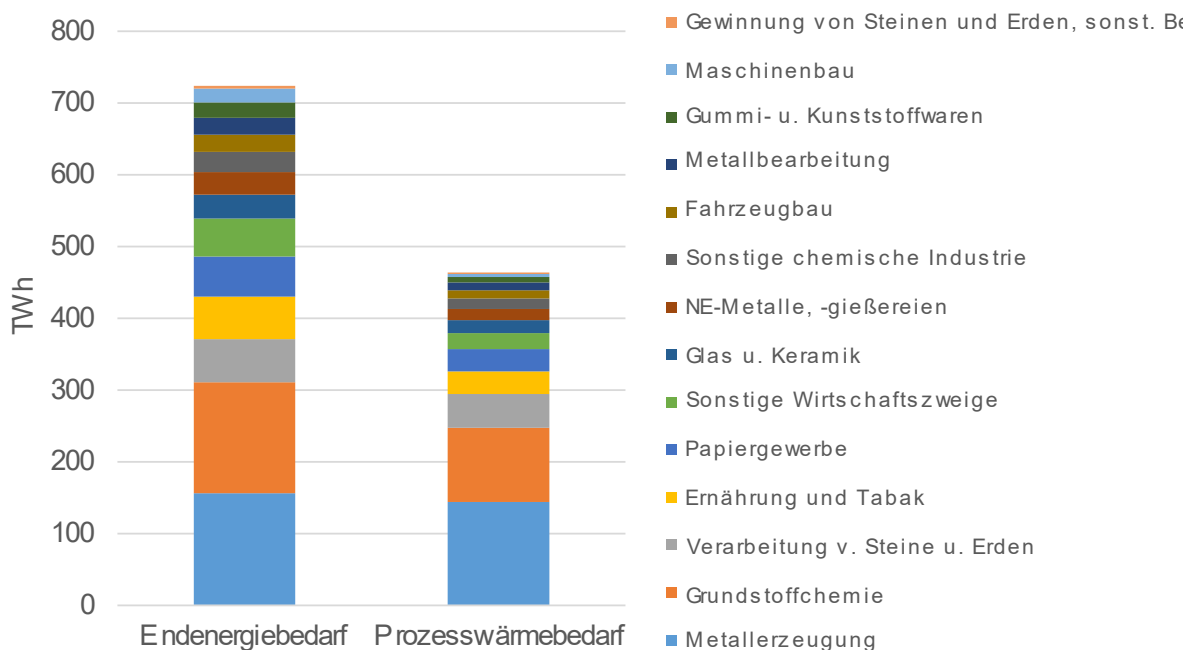


Abbildung 4.2: **Endenergiebedarf und Prozesswärmebedarf nach Branche im Referenzjahr 2021** im Ariadne-Szenario Technologiemit; Quelle: Fraunhofer ISI, auf Basis der Szenarien in Luderer et al., 2025

Im Jahr 2021 wird die Prozesswärme nur zu einem kleinen Teil nicht-fossil erzeugt (17 %), die direkte Stromnutzung ist noch vernachlässigbar klein (13 TWh, ~3 %). Im weiteren Verlauf erreicht das Szenario die Klimaziele mit einem Technologiemit aus direkter und indirekter Elektrifizierung und einem Energieträgermix aus Strom, Wasserstoff, synthetischen Energieträgern und Bioenergie. Bis 2045 schreitet die Elektrifizierung der Industrie deutlich voran und es werden schließlich 236 TWh erneuerbarer Strom für Prozesswärme eingesetzt (Abbildung 4.3).

⁵ Etwa 67 % des Endenergiebedarfs entstehen in den Branchen Metallerzeugung, Grundstoffchemie, Ernährung und Tabak, Papiergewerbe und Verarbeitung von Steinen und Erden.

⁶ Etwa 77 % des Endenergiebedarfs entstehen in den Branchen Metallerzeugung, Grundstoffchemie, Ernährung und Tabak, Papiergewerbe und Verarbeitung von Steinen und Erden.

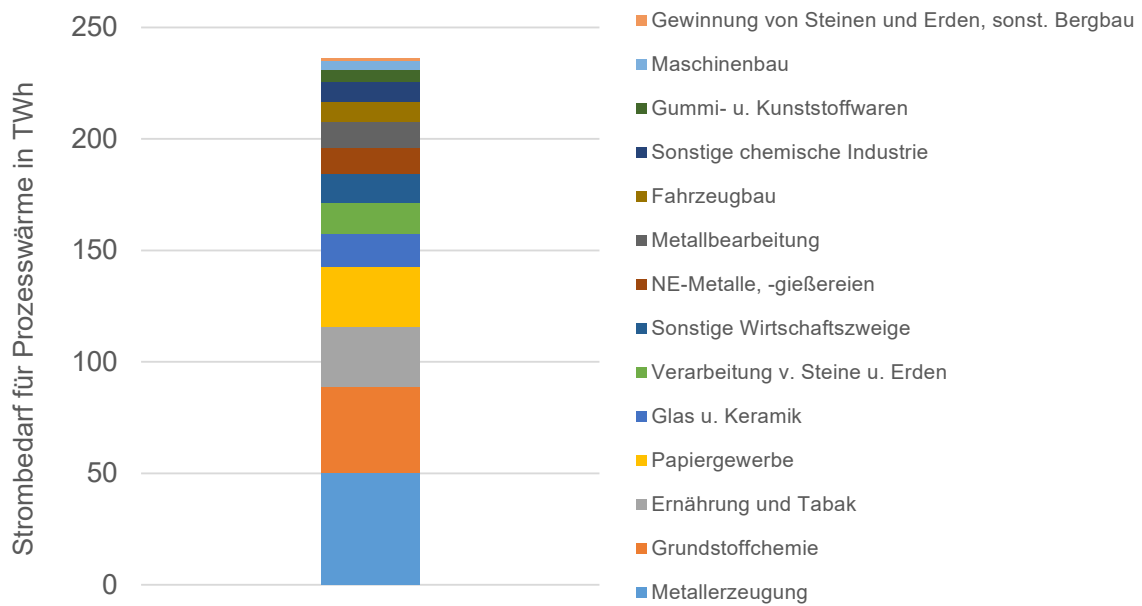


Abbildung 4.3: **Strombedarf für Prozesswärme in 2045** im Ariadne-Szenario Technologiemix nach Branchen; Quelle: Fraunhofer ISI, Forecast auf Basis der Szenarien in Luderer et al., 2025

Es wird angenommen, dass zukünftig zusätzliches Potenzial für industrielle Energieflexibilität aus bivalent betriebenen Prozesswärmeanlagen entstehen kann. Bivalente Anlagen können mit zwei unterschiedlichen Energieträgern betrieben werden und ermöglichen damit einen Wechsel zwischen beispielsweise elektrischer und konventioneller (z. B. gasbasierter) Wärmeerzeugung.

Das geschätzte Energieflexibilitätspotenzial beruht auf der im Szenario Technologiemix stattfindenden Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung (Abbildung 4.4) durch Hochtemperaturwärmepumpen und Elektrodenkessel zur Dampferzeugung sowie auf der direkten Elektrifizierung von Hochtemperaturanwendungen (Industrieöfen) durch eine Mehrzahl von Technologien (Rehfeldt et al., 2024). Zusätzlich wird angenommen, dass 10 % des im Szenario elektrifizierten Endenergiebedarfs für Prozesswärme in hybrider (bivalenter) Ausführung realisiert werden und somit für einen flexiblen Betrieb zur Verfügung stehen.

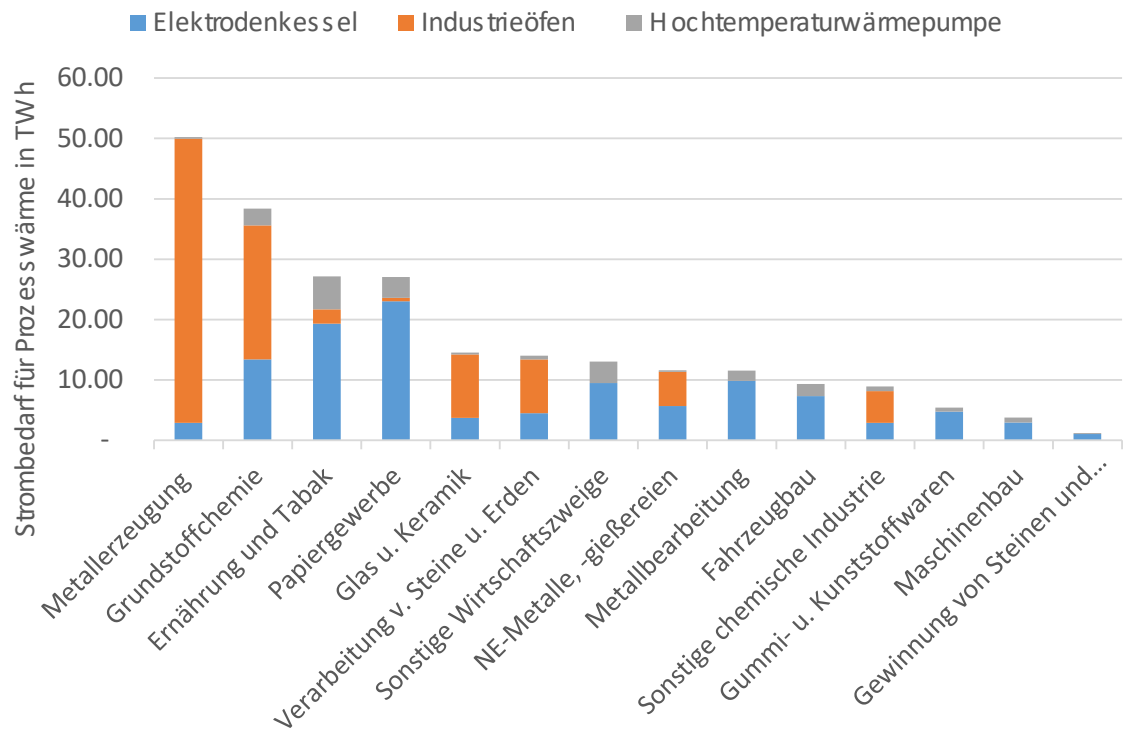


Abbildung 4.4: **Strombedarf für Prozesswärme in 2045** im Ariadne-Szenario Technologiemic nach Technologiegruppen und Branchen; Quelle: Fraunhofer ISI, Forecast auf Basis der Szenarien in Luderer et al., 2025

Bis 2045 entsteht unter den getroffenen Annahmen eine gesamte jährlich flexibilisierbare Energiemenge von rund 25 TWh/a (davon 21,45 TWh durch bivalente Systeme). Abbildung 4.5 illustriert das Ergebnis des heute bestehenden Potenzials für Flexibilität in Kombination mit den zusätzlich abgeschätzten szenariobasierten Energieflexibilitäten aus bivalenter Prozesswärme bis 2045.

Das Ergebnis variiert linear mit der angenommenen Ausstattungsrate bivalenter Systeme. Mit der hier zugrunde gelegten Annahme einer Ausstattungsrate von 10 % in der Prozesswärmeerzeugung werden im Jahr 2045 etwa 5 % der jährlichen Stromnachfrage der Industrie zeitlich verschoben. Eine solche Ausstattungsrate setzt jedoch voraus, dass der Einsatz bivalenter Prozesswärmeanlagen unter den jeweiligen wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen hinreichend attraktiv ist, sodass entsprechende Investitionen in der Breite umgesetzt werden.

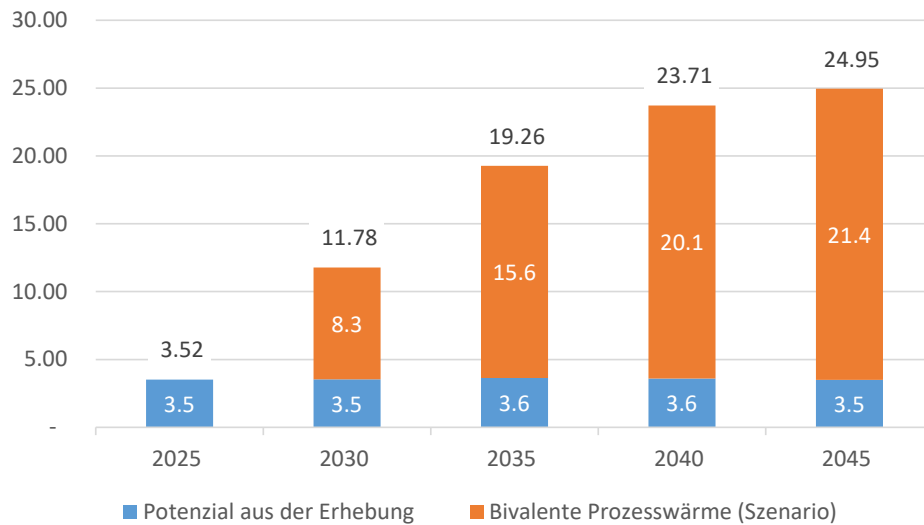


Abbildung 4.5: **Industrielles Energieflexibilitätspotenzial bis zum Jahr 2045**, Ergebnis der Hochrechnung bestehender Flexibilität aus der SynErgie-Erhebung und szenariobasiertes Energieflexibilitätspotenzial im Szenario Technologiemix aus bivalenter Prozesswärmeerzeugung; Quelle: eigene Analyse, SynErgie und Fraunhofer ISI

Das zusätzliche Flexibilisierungspotential wird dabei in 2045 je etwa hälftig von Elektrodenkesseln (~48 %) und Industrieöfen (~42 %) getragen, mit geringeren Beiträgen Wärmepumpen (~10 %) (Abbildung 4.6). Diese Aufteilung basiert auf den Technologieanteilen im Szenario und ist daher stark von den dort getroffenen Annahmen zu Technologiekosten, Energieträgerpreisen und politischen Maßnahmen abhängig.

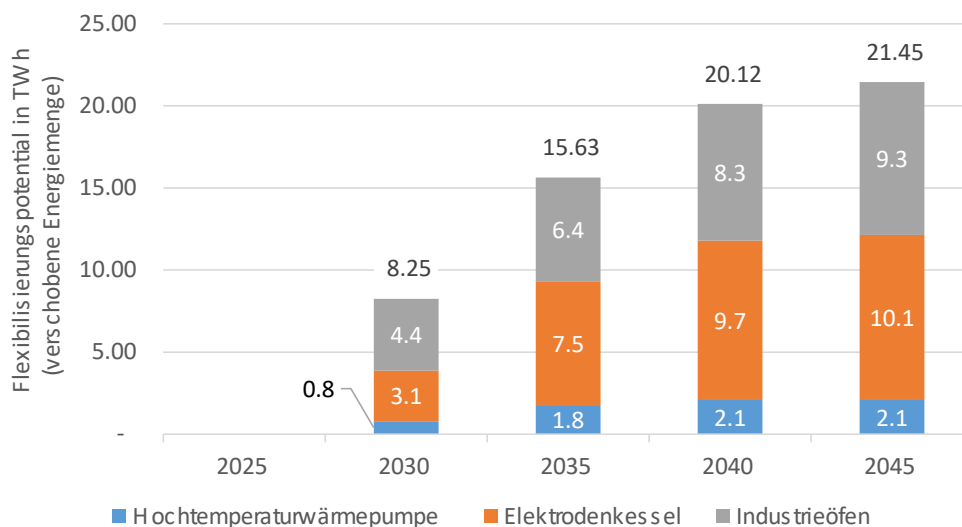


Abbildung 4.6 **Szenariobasiertes Flexibilisierungspotential bis 2045** basierend auf Bivalenztechnologien in der industriellen Prozesswärme nach Technologiegruppe im Szenario Technologiemix; Quelle: eigene Analyse, SynErgie und Fraunhofer ISI

Es ist zu beachten, dass die Erhebung der Energieflexibilitätpotenziale auf unternehmensspezifischen Datengrundlagen basiert. Die insgesamt 31 untersuchten Unternehmen repräsentieren zentrale Bereiche der energieintensiven Industrie, decken jedoch nicht die gesamte deutsche Industrie ab.

Aus den Untersuchungen im Kopernikus-Projekt SynErgie zeigt sich außerdem, dass mit zunehmender Abrufdauer die flexibilisierbare Leistung und Energie insgesamt abnehmen. Da im Rahmen der Erhebung eine verbraucherseitige Energieflexibilitätsbereitstellung angestrebt wird, bei der weder Produktionsausfälle noch Qualitätseinbußen auftreten sollen, unterliegen insbesondere Produktionsprozesse häufig zeitlichen Restriktionen. Größere Lastanteile lassen sich daher meist nur im Minutenbereich und zu bestimmten Zeitpunkten flexibilisieren. Bei der in der Untersuchung gewählten Abrufdauer von 4 h ist folglich nur noch ein kleiner Anteil der ursprünglich untersuchten Prozesse enthalten.

Vor dem Hintergrund des bisherigen Forschungsstands ist die Datengrundlage dennoch als belastbar einzustufen, da sie einen systematischen und methodisch konsistenten Einstieg in ein bislang nur begrenzt empirisch erschlossenes Forschungsfeld ermöglicht. Insbesondere im Bereich der industriellen Energieflexibilität liegen bislang nur wenige vergleichbare, unternehmensspezifische Datensätze vor, sodass die vorliegende Erhebung einen wichtigen Referenzpunkt für weiterführende Analysen darstellt.

Das dargestellte Elektrifizierungspotenzial im Szenario Technologiemix setzt einen entsprechenden Netzausbau voraus. Die zugrunde gelegte Technologieverteilung ist modellbasiert und kann sich mit technischen, wirtschaftlichen oder politischen Rahmenbedingungen verändern. Die Annahme einer bivalenten Ausführung ist schließlich mit Unsicherheiten verbunden und wird linear skaliert.

4.3. Bedeutung industrieller Flexibilität für Transformation und Energiesystem

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die deutsche Industrie bereits heute über Flexibilitätspotenziale verfügt, die durch technische Umrüstungen und Prozessanpassungen weiter ausgebaut werden können. Es bestehen Potenziale, die schon heute Kosten senken und Netze entlasten können – und damit sowohl auf Unternehmensebene als auch systemisch zur Wettbewerbsfähigkeit beitragen. Insbesondere die Einbindung elektrifizierter Prozesswärmeerzeugung erweitert dieses Potenzial maßgeblich. Im Zusammenspiel mit Flexibilitätsoptionen in den Sektoren Gebäude und Verkehr sowie mit Speichern trägt die industrielle Energieflexibilität damit in einer relevanten Größenordnung zur Integration Erneuerbarer Energien und zur Systemstabilität bei.

Gleichzeitig kann die flexible Nutzung dieser Technologie in vielen Anwendungen eine Voraussetzung für eine erfolgreiche Markteinführung sein. Dies kann die Abhängigkeit der deutschen Industrie von fossilen Importen reduzieren. Zudem werden Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung

der CO₂-Bepreisung weniger relevant. Eine wirtschaftliche Nutzung dieser Potenziale hängt entscheidend von angepassten regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Werden diese geschaffen, können Investitionen in Flexibilisierungstechnologien erfolgen und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie nachhaltig gestärkt werden.

5. Grüne Moleküle für die Vollendung der Energiewende

Während die Elektrifizierung insbesondere in der Industrie und im Verkehr eine zentrale Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende ist, muss ein Teil des Energiebedarfs in Form von CO₂-freien Brennstoffen, Kraftstoffen und Energieträgern zur stofflichen Nutzung bereitgestellt werden. Für diese Anwendungen spielen sogenannte grüne Moleküle, vor allem Wasserstoff (H₂) und dessen Derivate, eine entscheidende Rolle. Diese Moleküle werden oftmals als Power-to-X-(PtX)-Produkte bezeichnet, da mit erneuerbarem Strom fast jedes beliebige Molekül hergestellt werden kann. Die PtX-Produkte schließen die verbleibenden Lücken auf dem Weg zu einem vollständig klimaneutralen Energiesystem.

In allen betrachteten Transformationsszenarien ergibt sich ein erheblicher Bedarf an diesen grünen Molekülen (Abbildung 5.1).

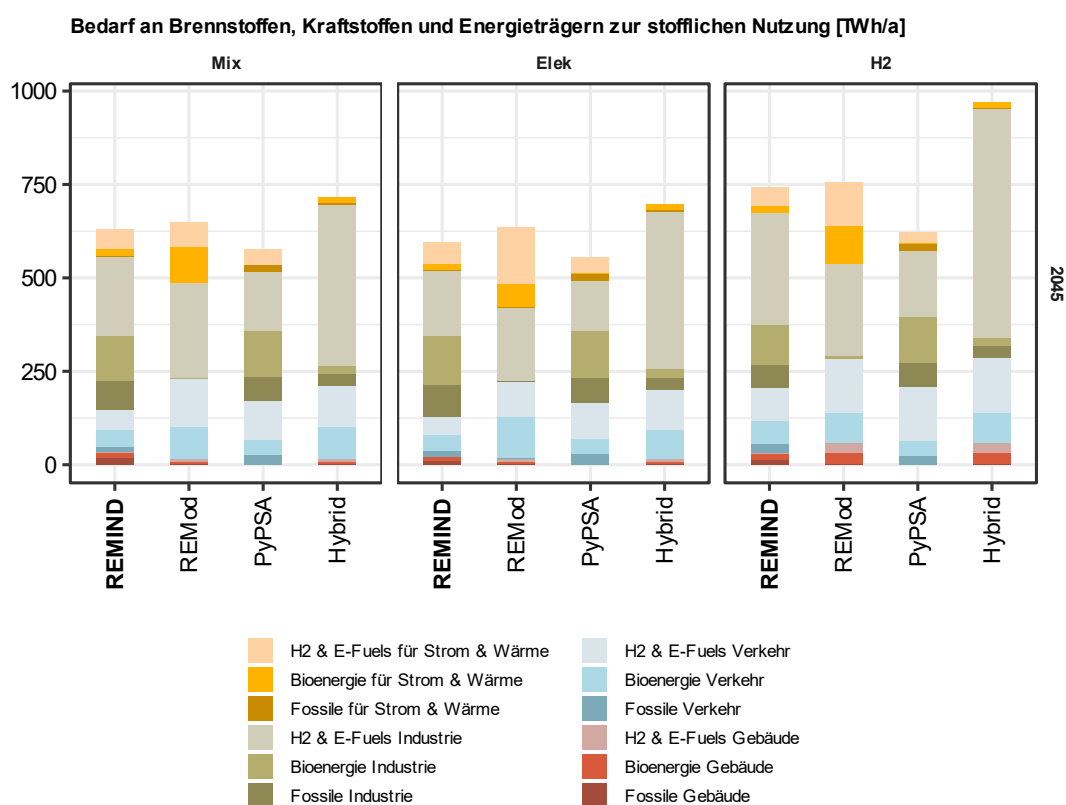


Abbildung 5.1: **Bedarf an Brennstoffen, Kraftstoffen und Energieträgern zur stofflichen Nutzung** in den Modellen REMIND, REMod, PyPSA und Hybrid im Jahr 2045, in den Ariadne- Technologieszenarien. Abbildung auf Basis Luderer et al., 2025

Je nach Szenario sind im Jahr 2045 bis zu 775 TWh grüne Moleküle notwendig, um den Bedarf in Industrie, Verkehr und Gebäude zu erfüllen. Dieser Bedarf kann durch die Herstellung verschiedener PtX-Produkte gedeckt werden, die je nach Sektor eingesetzt werden.

Darunter fallen:

- **Ammoniak (NH₃)** – sowohl als chemischer Grundstoff als auch als potenzieller Energieträger,
- **Methanol (CH₃OH)** – vielseitig einsetzbar in Chemie und Verkehr,
- **Sustainable Aviation Fuels (SAF/Kerosin)** – insbesondere für die Luftfahrt unverzichtbar,
- **Wasserstoff selbst** – als Zwischenprodukt und Grundstoff für weitere Syntheserouten.

Im Kopernikus-Projekt P2X werden konkrete Produktionsanlagen und Standorte für grüne Moleküle ökonomisch und ökologisch bewertet, unter Berücksichtigung der für den internationalen Handel notwendigen Nachhaltigkeitskriterien. Die betrachteten Anlagen haben eine Jahresproduktion von etwa 2,5 Kilotonnen PtX-Produkten und werden an verschiedenen Standorten unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen errichtet.

Diese Standorte repräsentieren unterschiedliche geographische und infrastrukturelle Ausgangssituationen, die im Projekt näher beleuchtet werden:

- **Deutschland – Höchst, Memmingen, Leuna:** industrielle Brownfield-Standorte mit vorhandener Infrastruktur,
- **Chile – Patagonien:** Greenfield-Standort mit hohen Volllaststunden für Windenergie,
- **Südafrika – Gqeberha:** Greenfield-Standort, der perspektivisch um eine CO₂-Quelle erweitert werden könnte. In der näheren Region bestehen Raffinerien und somit Know-How für die Veredelung von synthetischem Naphtha. Dieser Standort hätte somit auch Brownfield-Charakter.

Diese standortspezifische Analyse techno-ökonomischer und ökologischer Rahmenbedingungen ermöglicht übertragbare Erkenntnisse für den internationalen Ausbau von PtX-Technologien. Insbesondere die Gegenüberstellung von Industrieclustern (z. B. Frankfurt-Höchst, Leuna) und internationalen Greenfield-Standorten hinsichtlich der jeweiligen Vor- und Nachteile schafft eine belastbare Basis für Vergleichsstudien.

Dieses Kapitel stellt exemplarisch Ergebnisse vor, die den Wertbeitrag und die Kostenstruktur von PtX-Produkten verdeutlichen. Die beschriebenen Ergebnisse umfassen:

- **Herstellungskosten von E-Kerosin am Standort Höchst**, im Fokus des Teilprojekts **P2Fuels**, mit optionalen Einschätzungen von Industriepartnern (z. B. INERATEC),
- **Teilkostenanalyse für Wasserstoff** als Zwischenprodukt,
- **internationale Kostenvergleiche**, etwa anhand von Produktionsszenarien in Chile oder Südafrika,
- zusätzlicher **Produktvergleich** (z. B. Methanol oder Ammoniak) als Ergänzung zur Kraftstoffbetrachtung.

In Höchst ergeben sich auf Basis der vorhandenen Infrastruktur (CO₂ aus einer Kläranlage oder Biogasanlage mittels Aminwäsche abgeschieden, Wasserstoff-Zukauf von der vorhandenen Chlor-Alkali-Elektrolyse, vorhandener Netzanschluss) Gestehungskosten von 4.065 €/t Kerosin, welche

deutlich über den Produktionskosten von fossilem Kerosin mit ca. 330-900 €/t liegen (IEA, 2021). Dafür werden zusätzliche PV- und Windkraftanlagen sowie eine PEM-Elektrolyse (Proton Exchange Membrane) vom Modell ausgebaut, siehe Abbildung 5.2. Durch die Option des Netzbezuges und des Zukaufs von Wasserstoff ist es in diesem Fall nicht wirtschaftlich bzw. nicht notwendig, eine Batterie oder einen Wasserstoffspeicher zu bauen.

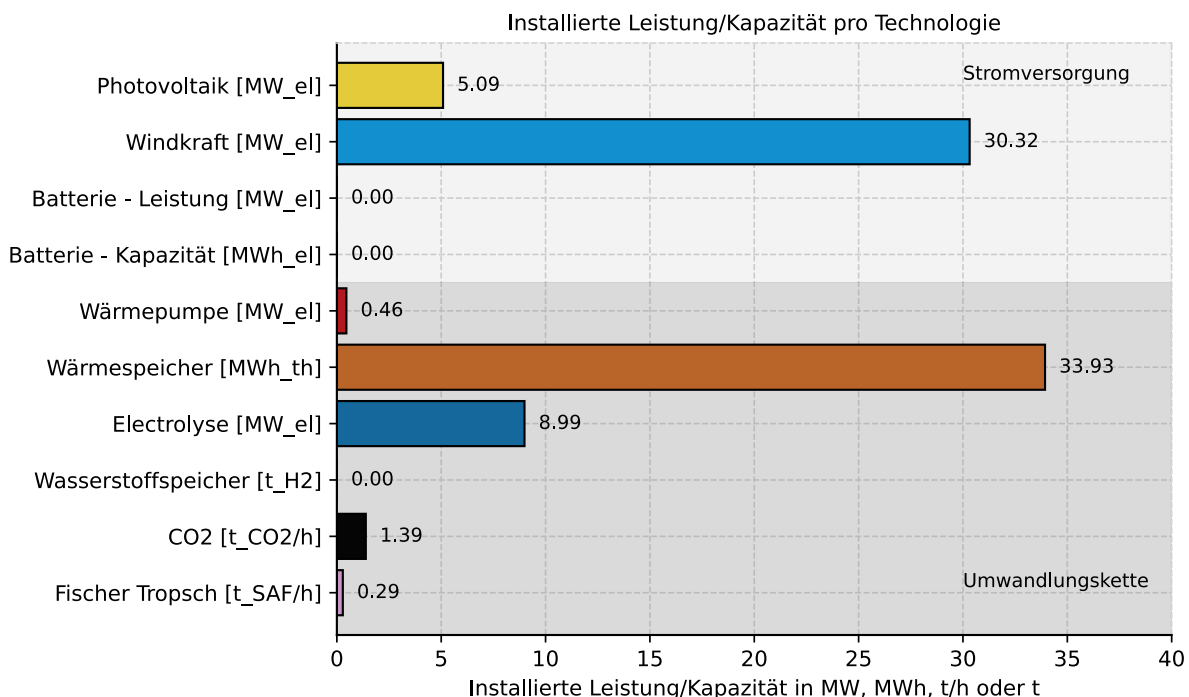


Abbildung 5.2: *Installierte Leistungen der verwendeten Technologien am Brownfield Standort Höchst.* Quelle: eigene Analyse, P2X

Wären die infrastrukturellen Voraussetzungen in Höchst nicht gegeben, würden die Gestehungskosten des Kerosins auf bis zu 5.901 €/t Kerosin steigen. An den anderen Brownfield Standorten in Deutschland ergeben sich ähnliche Ergebnisse. In Leuna können Gestehungskosten von 3.649 €/t Kerosin erreicht werden, wobei die geringeren Kosten v. a. auf die höheren Wind-Volllaststunden in Leuna (3.364 h vs. 2.919 h in Höchst) sowie die vorhandene Raffinerieinfrastruktur zurückzuführen sind. Am Standort in Memmingen gibt es aktuell noch keine Option Wasserstoff direkt vor Ort zu kaufen, weshalb hier Gestehungskosten von 4.886 €/t Kerosin erzielt werden.

An den Greenfield Standorten in Chile und Südafrika ergeben sich zum Teil höhere Gestehungskosten von 4.378 €/t Kerosin (Chile) und 6.860 €/t Kerosin (Südafrika). Obwohl die Volllaststunden von Wind und PV an den beiden Standorten bedeutend besser sind als an den Standorten in Deutschland, ergeben sich durch das höhere Investitionsrisiko in den Ländern, verdeutlicht in höheren WACC (Weighted Average Cost of Capital), sowie die fehlende Infrastruktur an den Standorten vergleichsweise hohe Kosten. Allein die Ergänzung eines Anschlusses an das öffentliche Strom-

netz und die Option, Strom zum landesüblichen Industriestrompreis zu beziehen, würde die Geste-
 hungskosten massiv senken. In Chile ergeben sich in diesem Szenario 3.390 €/t Kerosin, in Süd-
 afrika 4.414 €/t Kerosin.

Bei der Betrachtung der anderen PtX-Produkte ergibt sich ein ähnliches Bild. An deutschen
 Brownfield Standorten können Geste-
 hungskosten für Ammoniak von ca. 1.000 €/t NH₃ erreicht
 werden, wenn ein bereits vorhandener Haber-Bosch-Reaktor genutzt würde. Sollte kein Haber-
 Bosch-Reaktor vor Ort vorhanden sein (wie es in Leuna, Memmingen und Höchst der Fall ist), kön-
 nen abhängig von der sonstigen vorhandenen Infrastruktur Geste-
 hungskosten von 1.050 –
 1.442 €/t NH₃ erzielt werden. In Patagonien liegen die Geste-
 hungskosten etwas niedriger bei
 953 €/t NH₃ (784 €/t NH₃ bei vorhandenen Stromnetzanschluss), während in Südafrika mit
 1.562 €/t NH₃ höhere Kosten entstehen (1.026 €/t NH₃ bei vorhandenen Stromnetzanschluss).

Methanol kann in Höchst zu 1.111 €/t CH₃OH produziert werden. Ist an einem deutschen
 Brownfield Standort zusätzlich die Infrastruktur einer Raffinerie vorhanden und nutzbar, wie es in
 Leuna der Fall ist, sinken die Geste-
 hungskosten auf knapp unter 1.000 €/t CH₃OH. In Patagonien
 liegen die Geste-
 hungskosten im Greenfield bei 1.139 €/t CH₃OH (952 €/t CH₃OH bei vorhandenen
 Stromnetzanschluss), in Südafrika bei 1.832 €/t CH₃OH (1.230 €/t CH₃OH bei vorhan-
 denen Strom-
 netzanschluss). Preistreiber für die höheren Kosten in Südafrika ist jeweils das höhere Investitions-
 risiko im Vergleich zu Chile.

Die gesamte Bandbreite der erzielten Geste-
 hungskosten auf Basis der beschriebenen Produktions-
 anlagen und Standorte ist in Abbildung 5.3 dargestellt.

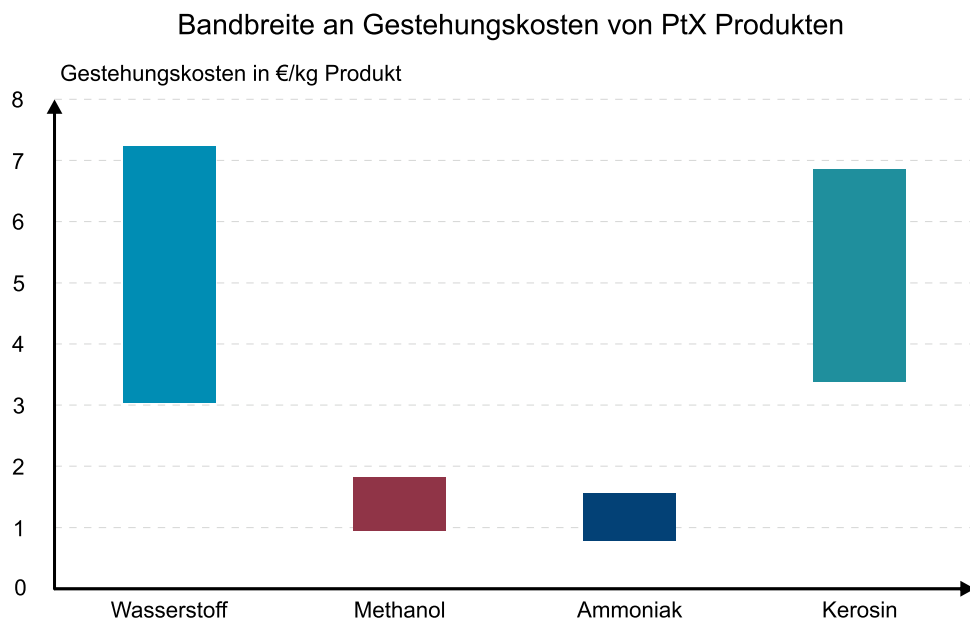


Abbildung 5.3: **Bandbreite der erzielten Geste-
 hungskosten für Ammoniak, Methanol, Kerosin und das Zwischenprodukt
 Wasserstoff**, Quelle: eigene Analyse, P2X

Einen entscheidenden Treiber für die Höhe der Gesteungskosten der PtX-Produkte an allen Standorten stellen die Wasserstoffgestehungskosten dar. Hier ergibt sich eine Bandbreite von 3,1 €/kg H₂ bis 7,2 €/kg H₂ über alle untersuchten Standorte und Produkte. Die höchsten Kosten ergeben sich am Greenfield Standort in Südafrika bei der Produktion von Kerosin, die niedrigsten sind in Patagonien bei der nachgelagerten Ammoniakproduktion und aktivem Stromnetzanschluss zu erwarten.

Es ist zu betonen, dass im Projekt P2X keine Aussagen zur Verwendung der Moleküle erfolgt bzw. wo diese am besten oder idealsten eingesetzt werden. Der Fokus im Projekt liegt ausschließlich auf der Herstellung und den zugrundeliegenden Kostenstrukturen.

Unter den getroffenen Annahmen für die Kosten werden keine Abgaben, Umlagen oder Steuern sowie keine Transportkosten berücksichtigt. Es handelt sich somit um reine Gesteungskosten, nicht um Marktpreise.

Aus den vorherigen Kapiteln ist erkennbar, dass grüne Moleküle einen unverzichtbaren Bestandteil der Energiewende darstellen. Gleichzeitig ist aus vielen anderen Forschungsprojekten bekannt, dass noch erhebliche Hemmnisse und Unsicherheiten hinsichtlich der großskaligen Realisierung vorhanden sind.

Die für die verschiedenen Standorte betrachteten Anwendungsfälle bilden nur einen kleinen Ausschnitt des gesamten zukünftigen Bedarfs ab und zeigen exemplarisch, wie eine internationale Wandlung des Energiesystems aussehen könnte. Die vorgestellten Zahlen gelten für Anlagen mit einer Produktionskapazität von 2,5 kt. Viele Studien zeigen jedoch, dass es weitaus ökonomischer und ökologischer wäre (bezogen auf eine Tonne Produkt), großskalige Anlagen zu errichten und betreiben. Offen bleibt, in welchem Verhältnis diese unterschiedlichen Anlagen in Deutschland, im europäischen Ausland oder in überseeischen Regionen errichtet werden sollten bzw. welche Teile der Wertschöpfungskette sich wo befinden.

Für den erfolgreichen Ausbau von PtX-Technologien sind daher klare internationale Regularien und Nachhaltigkeitsstandards erforderlich, die im weiteren Projektverlauf des P2X-Teilprojekts zur Standortanalyse und Bewertung (SOAB) verwiesen werden, die sich mit der Entwicklung von Nachhaltigkeitskriterien und einer international harmonisierten Regulierung beschäftigen. Erst durch ein solches Regelwerk können faire Wettbewerbsbedingungen und eine verlässliche Investitionsbasis geschaffen werden – Grundvoraussetzungen für ein gesamtgesellschaftlich gedachtes Konzept der Energiewende durch grüne Moleküle.

6. Fazit

Die Erreichung der im Bundes-Klimaschutzgesetz festgelegten Klimaziele und der Klimaneutralität im Jahr 2045 erfordert einen komplexen und tiefgreifenden Umbau des gesamten deutschen Energiesystems. Noch dazu muss sich das Tempo, mit dem Deutschland seine Treibhausgasemissionen reduziert, bis 2045 gegenüber den letzten drei Jahrzehnten nahezu verdoppeln.

Das Gelingen dieser Mammutaufgabe, erfordert

- (1) die Skalierung bestehender und marktreifer Energiewendetechnologien,
- (2) ihre smarte Integration im Systemverbund und
- (3) die Entwicklung neuer Technologien und Prozesse.

Für eine effiziente und schnelle Umsetzung dieser Schritte ist die Energiewende-Forschung entscheidend, da sie an essentiellen Punkten den richtigen Weg weist:

- Die Systemforschung klärt Prioritäten und zeigt kosteneffiziente Pfade zur Erreichung von Klimazielen auf. Ihre laufende Aktualisierung ermöglicht adaptive Strategien angesichts sich verändernder Rahmenbedingungen.
- Die Technologieentwicklung ist essentiell zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit klimafreundlicher Technologien. Mit Innovationen ermöglicht sie außerdem die Überwindung von *Defossilization Bottlenecks*.
- Die Flexibilisierung der Energienachfrage und die Kopplung unterschiedlicher Sektoren sind notwendig für effizienten Klimaschutz. Eine zielstrebige Fortentwicklung kann zur Erschließung neuer Wachstumsmärkte führen.

Anhand der Verknüpfung konkreter Ergebnisse aus den vier Kopernikus-Projekten Ariadne, ENSURE, P2X und SynErgie zeigt das vorliegende Papier, wie die Kombination von Forschungsarbeiten mit unterschiedlicher Perspektive einen umfassenden, gesamtsystemischen Blick auf die erfolgreiche Transformation eröffnet.

Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen, 2024. Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990-2023.
- AGEB, 2015. Vorwort zu den Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland.
<https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/11/vorwort.pdf>
- Benders, J.F., 1962. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. *Numerische Mathematik* 4, 238–252.
- BMU, 2021. Novelle des Klimaschutzgesetzes vom Bundestag beschlossen.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2026. Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)
https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html
- Bundesnetzagentur, 2022. Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045.
- Destatis, 2008. Klassifikation der Wirtschaftszweige 2008 (WZ-2008) [WWW Document].
URL <https://www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/Gueter-Wirtschaftsklassifikationen/klassifikation-wz-2008.html>
- ENSURE, 2022. Ergebnisse der aktualisierten ENSURE-Szenarien 2022.
- Fahl, U., 2024. Harmonisierte Erfassung der Szenariendaten in den Kopernikus-Projekten. Interner Arbeitsbericht der Kopernikus-Projekte, Stuttgart.
- Fleiter, T., Rehfeldt, M., Herbst, A., Elstrand, R., Klingler, A.-L., Manz, P., Eidelloth, S., 2018. A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector: The FORECAST model. *Energy Strategy Reviews* 22, 237–254. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.09.005>
- IEA, 2021. Fossil jet and biojet fuel production cost ranges, 2010-2030.
- Koch, M., Heinemann, C., Timpe, C., Bauknecht, D., 2025. Szenarienanalyse zur hybriden Erzeugung von Fernwärme und industrieller Prozesswärme auf dem Weg zur Klimaneutralität. ENSURE.
- Koch, M., Timpe, C., Krieger, S., Gores, S., Köhler, B., Fette, M., Kimmer, L., 2024. What role do CHP plants and electric heat generators play in decarbonised district heating networks? ENSURE.
- Luderer, G., Bartels, F., Brown, T., Aulich, C., Benke, F., Fleiter, T., Frank, F., Ganal, H., Geis, J., Gerhardt, N., Gnann, T., Gunnemann, A., Hasse, R., Herbst, A., Herkel, S., Hoppe, J., Kost, C., Krail, M., Lindner, M., Neuwirth, M., Nolte, H., Pietzcker, R., Plötz, P., Rehfeldt, M., Schreyer, F., Seibold, T., Senkpiel, C., Sörgel, D., Speth, D., Steffen, B., Verpoort, P.C., 2025. Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045. Potsdam Institute for Climate Impact Research. <https://doi.org/10.48485/PIK.2025.003>
- Mehlmann, G., Kühnapfel, U., Wege, F., Winkens, A., Scheibe, C., Vogel, S., Noglik, P., Gratza, M., Richter, J., Weber, M., Burlakin, I., Kuri, A., Wagner, T., Hubschneider, S., Poppenborg, R., Heins, T., Förderer, K., Ulbig, A., Monti, A., Hagenmeyer, V., Luther, M., 2023. The Kopernikus ENSURE Co-Demonstration Platform. *IEEE Open J. Power Electron.* 4, 987–1002.
<https://doi.org/10.1109/OJPEL.2023.3332515>
- Perau, C., Gläser, K., Ruppert, M., Fichtner, W., 2024. Strategic Electrolyzer Allocation in Central Europe: A Comparative Analysis of Res-Driven and Demand-Driven Approaches.
<https://doi.org/10.2139/ssrn.4884892>
- Rehfeldt, M., Bußmann, S., Fleiter, T., Rissman, J., 2024. Direkte Elektrifizierung von industrieller Prozesswärme. Eine Bewertung von –Technologien, Potenzialen und Zukunftsaussichten für die EU. Fraunhofer ISI, im Auftrag der Agora Industriewende.
- Sauer, A., Abele, E., Buhl, H.U., 2019. Energieflexibilität in der deutschen Industrie - Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie). Fraunhofer Verlag, Stuttgart.

- Sörgel, D., Luderer, G., Emelianova, P., Koch, M., Timpe, C., Bauer, F., Sterner, M., 2023. Kopernikus-Szenarienvergleich – Robuste Eigenschaften von Klimaschutzpfaden zu Treibhausgasneutralität 2045 und relevante Unsicherheiten. Kopernikus Projekt Ariadne, Potsdam.
- Timpe, C., Fahl U., 2022. Mapping der Kopernikus-Szenarien. Interner Arbeitsbericht der Kopernikus-Projekte, Freiburg.
- Umweltbundesamt, 2025. KWK-Stromerzeugung.
- Umweltbundesamt, 2024. Trends der Treibhausgas-Emissionen seit 1990.
- VDI, 2021. Energieflexibel in die Zukunft – Wie Fabriken zum Gelingen der Energiewende beitragen können. VDI Handlungsempfehlung. <https://doi.org/10.24406/FIT-N-638765>