



Transformationspfade der Industrie: Energiesysteme, Flexibilität und Akteure

Ergebnisbericht des Forschungsprojekts IND-E

Kontakt

Dr. Charlotte Senkpiel
charlotte.senkpiel@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
www.ise.fraunhofer.de

Institutsleiter:
Prof. Dr. Hans-Martin Henning
Prof. Dr. Andreas Bett



HOCH
SCHULE
OFFEN
BURG



INATECH
INSTITUT FÜR NACHHALTIGE
TECHNISCHE SYSTEME



Öko-Institut e.V.
Institut für angewandte Ökologie
Institute for Applied Ecology



Fraunhofer
ISE

TRANSFORMATIONSPFADE DER INDUSTRIE: ENERGIESYSTEME, FLEXIBILITÄT UND AKTEURE

Ergebnisbericht Forschungsprojekte IND-E

Autor*innen

Fraunhofer ISE

Charlotte Senkpiel, Markus Kaiser, Jessica Berneiser, Johanna Kucknat, Tobias Reuther,
Jessica Thomsen, Christoph Kost

Öko-Institut

Christoph Heinemann, Matthias Koch, Moritz Vogel, Markus Haller

Institut für Nachhaltige Technische Systeme

Ramiz Qussous, Hendrik Wulfert, Anke Weidlich

Hochschule Offenburg

Hanhee Kim, Anna Sandhaas, Niklas Hartmann

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, ISE
in Freiburg

Förderkennzeichen: 03EI1026

Datum: 28.01.2025

Projektpartner: Fraunhofer ISE, Öko-Institut, Universität Freiburg,
Hochschule Offenburg

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor*innen.

Gefördert durch:



**Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz**

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhalt

Abkürzungsverzeichnis	5
1	
Zusammenfassung.....	8
2	
Einleitung und Hintergrund	13
3	
Entwicklung der Treibhausgasemissionen und Instrumentenmix im Industriesektor.....	15
4	
Synthetische Strom- und Wärmelastprofile für 14 ausgewählte Industriebranchen	17
5	
Transformation der Industrie aus gesamtsystemischer Perspektive	20
6	
Energiebereitstellung für eine treibhausgasneutrale Industrie	26
7	
Investitionsentscheidungen und Wirtschaftlichkeit.....	29
8	
Kostenoptimale Transformation aus Einzelunternehmensperspektive	34
9	
Entscheidungen unter Unsicherheit.....	45
1 0	
Beitrag der Industrie zur Flexibilität – Eine Betrachtung aus technischer und Akteursperspektive	48
1 1	
Auswirkungen der Flexibilisierung der Industrie auf den Strommarkt.....	53
1 2	
Auswirkungen der Elektrifizierung- und Flexibilisierung der Industrie auf die Stromnetze.....	57
1 3	
Was sagt die Industrie? Ergebnisse sozialempririscher Forschung.....	60
1 4	
Fazit	67
1 5	
Hintergrund: Empirische Datenerhebung und Modelle.....	69

1 6
Wissenschaftliche Veröffentlichungen und Tools 72
Literatur..... 75

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	AG Energiebilanzen e.V.
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BF-BOF	Blast Furnace - Basic Oxygen Furnace (Kohlebasierte Hochofenroute)
BNetzA	Bundesnetzagentur
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (Europäisches CO ₂ -Grenzausgleichssystem)
CC-BIO	Carbon Capture and Focus on Biomass (CO ₂ -Abscheidung und Fokus auf Biomasse)
CC-EL	Carbon Capture and Electrification (CO ₂ -Abscheidung und Elektrifizierung)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CCfDs	Carbon Contracts for Differences (CO ₂ -Differenzverträge)
DRI	Direct Reduced Iron (Direkt reduziertes Eisen)
DSM	Demand-Side-Management (Laststeuerung)
EAF	Electric Arc Furnace (Elektrolichtbogenofen)
EL-HP	Electrolysis and Haber-Bosch Process (Elektrolyse und Haber-Bosch Prozess)
EL-MP	Electrolysis and Methanol Production (Elektrolyse und Methanol Produktion)
EU-ETS 1	EU Emission Trading System (Europäischer Emissionshandel)
fEE	Fluktuierende Erneuerbare Energien
GSR	Gas Switching Reforming
H ₂ -DR-EAF	Hydrogen Direct Reduction and Electric Arc Furnace (Wasserstoffbasierte Direktreduktion und Elektrolichtbogenofen)
HVC	High-Value Chemicals
HT-WP	Hochtemperatur-Wärmepumpen
IND-E	Dekarbonisierungs- und Elektrifizierungspotentiale der deutschen Industrie
Kei	Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien
KMU	Kleine und mittelständige Unternehmen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Kons _{PtX}	Szenario »Ökologische Modernisierung« mit Fokus PtX
Kons _{elek}	Szenario »Ökologische Modernisierung« mit Fokus Strom
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
MtA	Methanol-to-aromates
MT-HVC	Methanol to High-Value Chemicals
MtO	Methanol-to-olefin
NAPH-ECR	Naphtha Electric Cracking (elektrisches Dampfspalten von Naphtha)
NAPH-SCR	Naphtha Steam Cracking (fossiles Dampfspalten von Naphtha)
POX-MP	Partial Oxidation and Methanol Production
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaik
PtH	Power to Heat
PtX	Power to X

Scrap-EAF	Scrap and Electric Arc Furnace (Einschmelzen von Stahlschrott im Elektrolichtbogenofen)
SP	Stochastische Programme
SR-HP	Steam Reforming and Haber-Bosch Process (Dampfreformierung und Haber-Bosch Prozess)
SR-MP	Steam Reforming and Methanol Production (Dampfreformierung und Methanol Produktion)
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
Suf	Szenario »Nachfragerückgang aber technologische Verzögerung«
Suf _{Inno}	Szenario „All Hands on Deck“
THG	Treibhausgase
TCO	Total Cost of Ownership (Gesamtbetriebskosten)
WP	Wärmepumpen

Chemische Symbole

CO ₂	Kohlenstoffdioxid
H ₂	Wasserstoff
NH ₃	Ammoniak
SF ₆	Schwefelhexafluorid

Einheiten

€	Euro
°C	Grad Celsius
CO ₂ -Äq	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
GW	Gigawatt
h	Stunde
kWh	Kilowattstunden
Mt	Megatonnen
MWh	Megawattstunden
t	Tonne
TWh	Terrawattstunden
Vol. %	Volumenprozent

Viele Industrieunternehmen stellen sich die Frage, wie sie im Rahmen der Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem ihre Energieversorgung anpassen und ihre Treibhausgasemissionen mittel- und langfristig reduzieren können. Denn heute basiert der Endenergieverbrauch der Industrie zu Großteilen auf fossilen Brennstoffen. Zur Emissionsvermeidung wird daher insbesondere der Ersatz dieser Energieträger durch erneuerbaren Strom notwendig sein. Allerdings stellen gerade in der aktuellen wirtschaftlichen Situation (2024/2025) die für eine Dekarbonisierung und für eine Veränderung der Produktionsprozesse notwendigen Investitionen eine Herausforderung für viele Unternehmen dar.

Wesentliche Hebel zur Erreichung der Klimaschutzziele im Industriesektor sind der Wechsel zu erneuerbaren Energieträgern durch den Einsatz alternativer Technologie und die Energienachfragereduktion durch Effizienzsteigerungen. Aber auch Maßnahmen der Kreislaufwirtschaft sowie ein material- und ressourcenschonendes Design von Produkten können den Transformationsumfang und die damit verbundenen Investitionsbedarfe verringern.

Das Forschungsprojekt IND-E untersucht die Dekarbonisierung der Industrie im Zuge der Transformation aus unterschiedlichen Perspektiven: Aus Gesamtsystemperspektive unter Berücksichtigung von Sektorenkopplung und aus der Perspektive von Einzelunternehmen bis hin zu einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einzelner Produktionsprozesse. So wird im Projekt umfassend erforscht und analysiert, wie Dekarbonisierungspotenziale erschlossen werden können, welche Effekte eine Elektrifizierung und Flexibilisierung auf Strompreise und Übertragungsnetze haben und welche Hemmnisse überwunden werden müssen, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

Zusammenfassend führen die Analysen des Projektes zu folgenden Ergebnissen:

1) Die Elektrifizierung der Prozesswärme ist eine zentrale und aus Systemperspektive kostengünstige Strategie für die Dekarbonisierung der Industrie, selbst unter Annahme hoher Verfügbarkeit und günstiger Preise von synthetischen Energieträgern. Grüner Wasserstoff ist als Ergänzung für stoffliche Nutzung, Stahlproduktion und Hochtemperaturprozesswärme notwendig.

Die Dekarbonisierung in nicht-energieintensiven Branchen erfordert häufig einen Wechsel in der Bereitstellung der Prozesswärme von fossilen auf erneuerbare Energieträger, hauptsächlich Strom. In den kostenoptimalen Transformationspfaden der Szenarien sind die Hochtemperaturwärmepumpen mit Anteilen von 64 % bis 86 % die zentrale Technologie für Prozesswärmebereitstellung bis zu einer Temperatur von ca. 200 °C und Elektrodenkessel mit 71 % bis 80 % im Bereich ab 200 °C. In energieintensiven Branchen müssen für eine Dekarbonisierung oft ganze Prozessketten umgestellt werden, da eine treibhausgasneutrale Produktion neue Produktionsschritte und Zwischenprodukte erfordert. Hier sind technische Optionen begrenzt. Grüner Wasserstoff und dessen Derivate sind zentral in der stofflichen Nutzung der Grundstoffchemie mit 215 TWh bis 245 TWh und in der Erzeugung von Rohstahl mit 60 TWh bis 100 TWh. In der Zementindustrie ist die Abscheidung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) für die Vermeidung von prozessbedingten Emissionen notwendig.

2) Die Transformation zu einer THG-neutralen Industrie mit heutigen Produktionsmengen und -standorten erfordert sowohl einen inländischen Ausbau von Windkraft-, Photovoltaik- und Power-to-X-Anlagen, als auch einen Import von Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten.

Allein für die Industrie werden im Jahr 2045 in den Szenarien zwischen 85 TWh und 235 TWh synthetische Energieträger importiert und zusätzlich 135 TWh bis 170 TWh in Deutschland erzeugt. Dazu kommen 290 TWh bis 450 TWh Endenergieverbrauch von erneuerbarem Strom in der Industrie. Zusammen mit dem Stromverbrauch für die heimische Bereitstellung von synthetischen Energieträgern für die Industrie ist eine Kapazität von 245 bis 345 GW Wind- und Photovoltaik-Energie allein für die Industrie notwendig. Diese Transformation in der Energiebereitstellung ermöglicht die Treibhausgas-Neutralität in der Industrie.

3) Im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit wird der Preis des Europäischen Emissionshandels künftig einen zentralen Anteil an der Kostenstruktur der Produktionsrouten in energieintensiven Industrien einnehmen und somit Entscheidungen über Reinvestitionen beeinflussen.

Ein Vergleich zwischen dem heute verbreiteten Hochofenverfahren und dem strombasierten Elektrolichtbogenverfahren in der Stahlindustrie zeigt, dass dieses Verfahren weiterhin mit höheren Kosten verbunden ist. Allerdings kann ab dem Jahr 2030 unter Berücksichtigung steigender Preise im Europäischen Emissionshandel eine Kostenparität mit dem Hochofenverfahren erreicht werden. Ab dem Jahr 2026 wird die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten des Europäischen Emissionshandels für energieintensive Unternehmen schrittweise reduziert. Dadurch werden die Zementproduktionen mit Technologien zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung und die Nutzung von blauem Wasserstoff in der Ammoniakproduktion im Vergleich zu herkömmlichen Verfahren wettbewerbsfähiger. Obwohl die Einführung von Technologien zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung mit hohen anfänglichen Investitionskosten verbunden ist, ermöglicht sie langfristig eine wirtschaftliche Effizienz durch die Reduzierung von Emissionskosten und zusätzliche Einnahmen aus dem Verkauf überschüssiger Zertifikate.

4) Die Transformationspfade von Einzelunternehmen zur Erreichung der Klimaneutralität variieren stark je nach Branche und Energiebedarf der Unternehmen. Es ist zu erwarten, dass der Anteil der Eigenversorgung durch Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen stark sinken wird und es einen Wandel hin zu einem deutlich höheren Strombezug aus dem Netz kommen wird. Auch dann, wenn ein Teil der Dekarbonisierung durch die Nutzung von Wasserstoff erfolgt.

Die Dekarbonisierung des Prozesswärmebedarfs, insbesondere in den Hochtemperaturbereichen, stellt die größte Herausforderung in einzelnen Industriebranchen dar, wobei strombasierte Lösungen wie Wärmepumpen oft eine kosteneffiziente Lösung bieten, deren Rolle in drei Anwendungsfällen untersucht wird. Bei einem Prozesswärmebedarf bis zu 240 °C erfolgt die Wärmeversorgung durch Hochtemperaturwärmepumpen, Wasserstoffverbrennung und Power-to-Heat-Anlagen. Der Wasserstoffpreis hat einen großen Einfluss auf die Auswahl der Technologien. Bei niedrigen Wasserstoffpreisen und -verfügbarkeit können Wasserstofftechnologien Teil einer kostenoptimalen Systemlösung für einige Branchen darstellen. Der Einsatz von Wärmepumpen und Power-to-Heat ist kostengünstiger als der von Wasserstoff-Technologien, selbst unter hohen Leistungspreisannahmen für Strom.

Besteht der Wärmebedarf in Unternehmen vorwiegend aus Raumwärme und Warmwasserbereitstellung unter 100 °C, kann die Wärmeversorgung von einem Erdgaskessel auf Wärmepumpentechnologien umgestellt werden. Photovoltaik-Anlagen und Batterien stellen eine wichtige Ergänzung im Energiesystem vieler Unternehmen dar. Die Elektrifizierung der Wärmeversorgung, vor allem durch Wärmepumpen, führt zu einem erheblichen Anstieg des Strombedarfs. Die Nutzung von Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung auf Wasserstoffbasis spielt hingegen auch bei niedrigen Wasserstoffpreisen nur eine untergeordnete Rolle. Das heutige Modell des hohen Eigenversorgungsgrades von Unternehmen durch Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung auf Erdgasbasis wird durch die Dekarbonisierung unwirtschaftlich und hat entsprechende Konsequenzen für die notwendige Infrastruktur, die mit dieser Veränderung Schritt halten muss.

5) Die Transformation des Energiesystems bringt für die Investitionsentscheidungen einzelner Unternehmen hinsichtlich ihrer zukünftigen Energieversorgung große Unsicherheiten mit sich. Insbesondere die Entwicklungen der Energieträgerpreise und die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien sind mit Unsicherheiten behaftet.

Wahrscheinlichkeitsbasierte Analysen zeigen gewisse Pfadabhängigkeiten bei der Erreichung der Treibhausgasneutralität, die erhebliche Mehrkosten verursachen können. So führt die Konzentration auf einzelne Energieträger bzw. die Annahme sehr geringer Preise für einzelne Energieträger zu Lock-In-Effekten. Grund hierfür ist, dass sich Investitionen auf eine Erzeugungstechnologie fokussieren, die im Falle abweichender Preisentwicklungen zu Mehrkosten führen können. Eine weniger preissensitive Energieversorgung in der Zukunft kann durch die Kombination mehrerer Erzeugungstechnologien erreicht werden. Dabei spielen die Preisentwicklungen der Energieträger und deren Unsicherheit eine größere Rolle für die Gesamtkosten als die Unsicherheit der Preisentwicklung des CO₂-Preises.

6) Das Flexibilitätspotenzial industrieller Lasten wird mit bis zu 18 GW Lastreduktionspotenzial identifiziert. Die Motivation der Unternehmen zur Flexibilisierung ist bisher jedoch nur teilweise vorhanden. Gleichzeitig bestehen große Hemmnisse zur Umsetzung, die sowohl produktionsbezogene, aber auch arbeits- und organisationsbezogene Aspekte umfassen.

Die zukünftig möglichen Flexibilitätsbeiträge der Industrie können in mehrere Optionen unterteilt werden: Lastmanagement für das zeitliche Verschieben von Lasten, die hybride Wärmeerzeugung, bei der zwischen einer strom- und einer brennstoffbasierten Technologie gewählt werden kann und nur im Ausnahmefall auch Lastabwurf.

Im Gewerbebereich wird zukünftig Rechenzentren und der elektrischen Raumwärmeerzeugung mit bis zu 6,5 GW ein hohes Flexibilitätspotenzial zugesprochen. Die hybride Wärmeerzeugung kann Flexibilität über einen langen Zeitraum bereitstellen und unterscheidet sich so maßgeblich von industriellen Lastmanagementoptionen, die Flexibilität nur für wenige Stunden bereitstellen können. Bezüglich der tatsächlichen wirtschaftlichen Potenziale der hybriden Wärmeerzeugung besteht jedoch Forschungsbedarf.

Im Vergleich mit alternativen Flexibilitätsoptionen (beispielsweise Batterien, europäischer Stromaustausch und Lastmanagement bei der Wasserstoffelektrolyse sowie der Elektromobilität) ist das Potenzial der Industrie zur Bereitstellung von Flexibilität eher gering. Gründe dafür sind die begrenzte Bereitstellungsdauer der Lastreduktion und, dass die Potenziale in den einzelnen Industriebranchen nicht unbedingt gleichzeitig zur Verfügung stehen.

7) Wesentliche Strommarkteffekte von Flexibilitätsoptionen sind eine erhöhte Nutzung von günstigen Stromerzeugungstechnologien (z.B. das Stromerzeugungspotenzial aus Wind und Photovoltaik) bei einem entsprechend verringerten Einsatz von teuren Stromerzeugungstechnologien (z.B. Wasserkraftwerke). Dadurch sinken die Kosten der Stromerzeugung und das Strompreisprofil weist weniger Spitzen auf.

Als Flexibilitätsoptionen existieren Stromspeicher (Pumpspeicherkraftwerke und Batterien), Lastmanagement (dezentrale Wärmepumpen, Elektromobilität sowie in der Industrie) sowie hybride Wärmeerzeugungssysteme (Fernwärme und industrielle Prozesswärme). Auch steuerbare Kraftwerke und der europäische Stromnetzverbund stellen Flexibilität für den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch bereit. Durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Strommarkt geht die Abregelung von erneuerbaren Energien und die durch thermische Kraftwerke noch zu deckende Residuallast zurück. Die verschiedenen Flexibilitätsoptionen stehen dabei in Konkurrenz zueinander. Entscheidend für den Einsatz sind einerseits die aus Angebot und Nachfrage resultierende Strompreisspanne und andererseits die spezifischen Grenzkosten und die mögliche Dauer der Flexibilitätsbereitstellung. Für industrielles Lastmanagement ergeben sich aufgrund hoher Grenzkosten (durchschnittlich 175 €/MWh) und kurzer Bereitstellungsdauer nur geringe Einsatzzeiten. Die Flexibilitätsoption »hybride Prozesswärmebereitstellung« kann auch über längere Zeiträume eingesetzt werden und die Stromnachfrage während einer »Dunkelflaute« dauerhaft reduzieren.

8) Die Elektrifizierung der Stahl- und Zementindustrie steigert den Strombedarf und verstärkt Netzengpässe um etwa 15 %. Flexibilitätsoptionen und Wasserstoff-Elektrolyseure können jedoch Redispatch-Mengen senken und erneuerbare Energien besser integrieren.

Flexibilitätsmaßnahmen in diesen Branchen tragen erheblich zur Netzstabilität bei und minimieren Engpässe. Ein beschleunigter Netzausbau und enge Zusammenarbeit mit Netzbetreibern sind entscheidend für die Bewältigung der Elektrifizierungsherausforderungen und das Erreichen der Klimaziele.

9) Viele Unternehmen der energieintensiven Industrie streben eine Elektrifizierung ihrer industriellen Prozesse an. Dabei sind sie mit zahlreichen Herausforderungen konfrontiert, die technische, finanzielle, regulatorische, aber auch organisatorische Aspekte umfassen.

Planungssicherheit hinsichtlich der Verfügbarkeit von (kostengünstigem) Strom sowie ausreichende Netzanschlusskapazitäten wurden von den befragten Unternehmen übergreifend als essenziell erachtet, um in Elektrifizierungsmaßnahmen zu investieren. Jedoch spielen auch die konkreten technischen Voraussetzungen vor Ort, sowie unternehmensinterne Faktoren, wie eine ambitionierte Führungs- und Innovationskultur, eine zentrale Rolle für die Dekarbonisierungsanstrengungen. Kleine und mittelständige Unternehmen benötigen zusätzliche Unterstützung bei der Transformation. Eine proaktive Unternehmensführung, eine richtungsweisende Dekarbonisierungsstrategie, der Aufbau von bzw. Einbezug externer Fachkompetenz sowie finanzielle Anreize werden von Stakeholdern in der deutschen Industrie als grundsätzlich förderlich für einen Investitionsentscheidungsprozess identifiziert. Darüber hinaus hängt von verschiedenen Faktoren ab, ob Investitionen in Dekarbonisierungsmaßnahmen tatsächlich getätigt werden. Auf der Makroebene sind u.a. die politischen Rahmenbedingungen, die zukünftigen Energiepreisentwicklungen, die Verfügbarkeit von Technologien und Energie zur Dekarbonisierung sowie die Sicherung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit von zentraler Bedeutung. Um diese technologische Umstellung und die damit verbundene Transformation

der gesamten Industrie zu unterstützen, sollten die Stromkosten auf einem wettbewerbsfähigen Niveau im Vergleich zu anderen Energieträgern und dem Ausland gehalten werden. Insbesondere in der frühen Phase der Elektrifizierung sind politische Anreize und Unterstützung essenziell. Dabei kann es sich etwa um gezielte Subvention von Investitionen oder Betrieb handeln.

10) Um den Transformationsprozess von Unternehmen zu unterstützen, sollten zentrale Hemmnisse adressiert werden.

1. Unterstützung von Unternehmen durch weiche Faktoren wie Informationsmaßnahmen, Netzwerke, Beratung, Verbreitung von Best-practice Lösungen bzw. Leuchtturmprojekten.
2. Ein schneller Ausbau der Erneuerbaren Energietechnologien und der Netzinfrastruktur.
3. Planungssicherheit für Investitionen.
4. Einen im internationalen Vergleich und im Vergleich zum Gaspreis wettbewerbsfähiger Strompreis.
5. Die Beseitigung von technologischen Hemmnissen durch Forschung und Entwicklung insbesondere im Hochtemperaturbereich der Prozesswärme.
6. Anreize für einen flexiblen Strombezug.
7. Die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff insbesondere für die stoffliche Nutzung in der Grundstoffindustrie und Stahlproduktion sicherstellen. Hierzu ist der Ausbau der heimischen erneuerbaren Energietechnologien sowie der heimischen Elektrolyseleistung neben der Absicherung von Importen durch Lieferverträge essenziell.
8. Zudem sollte ein gesetzlicher Rahmen für Technologien zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung geschaffen werden, da CO₂-Abscheidung die Kernstrategie der Zementherstellung darstellen.

Der vorliegende Bericht stellt die Hauptergebnisse des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) geförderten Forschungsprojektes IND-E »Dekarbonisierungs- und Elektrifizierungspotenziale in der deutschen Industrie – Daten, Akteure und Modelle« dar. Das Forschungsprojekt wurde im Zeitraum März 2021 bis September 2024 von einem Forschungskonsortium aus dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE), dem Öko-Institut, dem Institut für Nachhaltige Technische Systeme (INATECH) der Universität Freiburg und der Hochschule Offenburg bearbeitet. Der vorliegende Bericht stellt die Hauptanalyseergebnisse des Projekts dar. Die partnerspezifischen Schlussberichte werden zu einem späteren Zeitpunkt veröffentlicht. Zusätzlich wurden und werden die verwendete Methodik und die Ergebnisse in wissenschaftlichen Veröffentlichungen dargestellt, die in Kapitel 16 aufgeführt sind. Das Fraunhofer ISE verantwortet die Kapitel 2, 3, 5, 6, 8, 9 und 13 erarbeitet, das Öko-Institut Kapitel 10, 11 und 13, INATECH das Kapitel 12 und die Hochschule Offenburg die Kapitel 4 und 7.

Für viele Industrieunternehmen stellt sich die Frage, wie sie ihre Energieversorgung anpassen und ihre Treibhausgasemissionen mittel- und langfristig reduzieren können, um mit den klimapolitischen Zielen der Bundesregierung in Einklang zu stehen. Strom ebenso wie wärmeintensive Prozesse werden heute immer noch vorwiegend mit fossilen Brennstoffen versorgt. Daher spielen in Zukunft Sektorenkopplungsmaßnahmen und hierunter insbesondere Elektrifizierungsmaßnahmen zur Nutzung von erneuerbarem Strom eine zentrale Rolle. Ein Vergleich von Szenarien und Modellen verschiedener kostenoptimierender Klimaneutralitätsstudien zeigt, dass aufgrund der vergleichsweise hohen Wandlungseffizienz mindestens die Hälfte der industriellen Endenergienachfrage durch Elektrifizierung gedeckt werden sollte. Ueckert et al. (2021) zeigen Anteile bis über 75 %. Der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch der Industrie lag im Jahr 2022 bei 30 % (AGEB 2024).

Das Forschungsprojekt IND-E untersucht die sehr heterogenen Voraussetzungen von einzelnen Industriebranchen mit unterschiedlichen Energienachfragen auf ihr Elektrifizierungs- sowie Flexibilisierungspotential. Zudem werden die Potenziale für die Energiesystemanalyse aufbereitet und die Effekte auf das Energiesystem analysiert. Der Ansatz hierfür ist eine Kombination aus qualitativer und quantitativer Akteursanalyse gekoppelt mit einer quantitativen modellgestützten Analyse. Zu diesem Zweck werden die hier verwendeten Modelle REMod, DISTRICT, PowerFlex und flexAble erweitert. Eine Kurzbeschreibung der Modelle sowie der im Rahmen des Projektes durchgeführten empirischen Erhebungen findet sich in Kapitel 15.

Für die Analyse werden vier unterschiedliche Szenarien betrachtet, die mittels einer Cross-Impact Bilanzanalyse (Weimer-Jehle et al. 2016) entwickelt wurden. Die Szenarien sind in Abbildung 1 dargestellt.

Abbildung 1: Storylines der vier ausgewählten Szenarien



In den beiden Szenarien «Ökologische Modernisierung» wird davon ausgegangen, dass die Produktionsprozesse der vorhandenen Industriestruktur von fossilen Energieträgern auf CO₂-neutrale Energieträger umgestellt werden. Dabei wird keine Verlagerung von Produktionsprozessen ins Ausland unterstellt. Hierbei gibt es zwei mögliche Ausprägungen, Fokus Strom (kurz: Kons_{elek}) und Fokus Power-to-X (kurz: Kons_{ptx}), die sich in den Preisen und möglichen Importmengen für Power-to-X Produkte, in der Geschwindigkeit des Ausbaus von Strom- und Wasserstoffinfrastruktur sowie der Verfügbarkeit von Dekarbonisierungstechnologien wie der Stahlerzeugung mittels Wasserstoff-Direktreduktion und der Methanol zu Olefine Route unterscheiden. Das Szenario «Nachfragerückgang aber technologische Verzögerung» (kurz: Suf) berücksichtigt einen Rückgang der Energienachfrage, durch suffizienteres Verhalten, im Vergleich zum Szenario «All Hands on Deck» (kurz: Suf_{inno}) gibt es in dem Szenario Suf jedoch technologische Verzögerungen hinsichtlich des Infrastrukturausbaus von Strom- und Wasserstoffnetzen sowie der technologischen Verfügbarkeit von Dekarbonisierungstechnologien.

Entwicklung der Treibhausgasemissionen und Instrumentenmix im Industriesektor

Gemäß der Projektionsdaten 2024 erreicht der Sektor kurzfristig bis 2030 das Treibhausgasemissionsminderungsziel aus dem Bundes-Klimaschutzgesetz. Langfristig wird mit dem aktuellen Instrumentenmix jedoch eine Lücke zur Erreichung der Klimaschutzziele erwartet.

Der Industriesektor macht gemäß der Treibhausgasemissionsberichterstattung des Umweltbundesamtes (Umweltbundesamt 2024b) rund 23 % der Treibhausgasemissionen im Jahr 2023 aus. Die zulässige Jahresemissionsmenge gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz konnte der Sektor in den vergangenen Jahren einhalten. Der Großteil der Emissionen ist mit 70 % den energiebedingten Emissionen des verarbeitenden Gewerbes zuzuordnen. Prozessbedingte Emissionen entstehen zu jeweils 10 % im Jahr 2023 bei der Herstellung mineralischer Produkte und der Herstellung von Metallen, 7 % machen übrige Produkte und Prozessanwendungen aus und 3 % die chemische Industrie.

Projektionsdaten aus dem Jahr 2024 (Harthan et al. 2024) kommen zum Ergebnis, dass der Industriesektor das Budget an Treibhausgasen (THG) im Zeitraum 2022 bis 2030 um 37 Mt CO₂-Äq. einhält¹. In der langfristigen Perspektive bis zum Jahr 2045 weisen die Daten jedoch verbleibende Emissionen von rund 50 Mt CO₂-Äq. aus. Mögliche Ursachen, die genannt werden, sind der im Vergleich zum Gaspreis, der heute bei einem Großteil der Prozesse zum Einsatz kommt, zu geringe CO₂-Preis, auslaufende Förderbudgets, die Gefahr von Re-Investitionen in fossile Anlagen und der nicht ausreichend angestoßene Ausbau von Anlagen zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS). Zudem weist der Bericht auf den großen Einfluss der Wirtschaftsentwicklung sowie der Produktionsmengen auf die zukünftigen THG-Emissionen hin. Aktuell ist dieser Aspekt von besonderer Bedeutung, so zeigt sich in den letzten Jahren, dass der Rückgang der Treibhausgasemissionen weniger strukturell bedingt war, sondern auf den Anstieg der Energiepreise, Lieferengpässe und Rückgang der Produktionsmengen zurückzuführen ist (siehe (ERK 2024, 2023)). Durch die im Rahmen dieses Forschungsprojektes breit aufgespannten Szenarienrahmen von Konsistenz zu Suffizienzzenarien wird diesem Zusammenhang Rechnung getragen.

Mit rund 79 % (Umweltbundesamt 2024b) fällt der Großteil der Emissionen des Sektors unter den Europäischen Emissionshandel (EU-ETS 1). Der EU-ETS 1 fungiert als zentrales politisches Instrument, um Unternehmen zur effektiven Kontrolle ihrer Emissionen und zur Beschleunigung von Dekarbonisierungsstrategien zu bewegen. Zu Beginn wurden Industrien mit hohen Emissionen (z. B. Stahl, Zement, Chemie) durch die Zuteilung kostenloser Zertifikate unterstützt, um ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit zu schützen und plötzliche Kostensteigerungen abzumildern. Ab dem Jahr 2026 wird die Reduzierung kostenloser Zuteilungen eingeführt: Zwischen den Jahren 2029 und

¹ Mit der Novellierung des Bundes-Klimaschutzgesetzes im Jahr 2024 wurde der Nachsteuerungsmechanismus bei Zielverfehlung umgestellt. Die zulässigen Jahresemissionsmengen eines Sektors sind nun nicht mehr das Auslösekriterium eines Sofortprogramms. Eine Nachsteuerung findet statt, wenn zweimal in Folge die sektorübergreifende Emissionsmenge im Zeitraum 2022 bis 2030 überschritten wird. Somit sind nun sowohl die ex-post Emissionsdaten als auch die ex-ante Projektionsdaten relevant.

2030 werden die Zuteilungen um 26 % gesenkt. Dies wird die bisher größte Reduzierung innerhalb eines Jahres. Danach sinken die Zuteilungen jährlich um etwa 12,5 bis 14 %, bis sie im Jahr 2034 vollständig abgeschafft werden (gemäß Entscheidung 2011/278/EU und EU-Zuteilungsverordnung 2019/331). Dies führt zu einer stufenweisen Abschaffung der kostenlosen Zuteilungen und zwingt Unternehmen, ihre CO₂-Effizienz zu verbessern oder zusätzliche Zertifikate zu erwerben. Durch die Anpassungen des EU-ETS 1 im Rahmen des Fit for 55 Pakets wurde das THG-Minderungsziel für das Jahr 2030 von 43% auf 62% gegenüber dem Jahr 2005 verschärft (Umweltbundesamt 2024a).¹

Entwicklung der
Treibhausgasemissionen und
Instrumentenmix im
Industriesektor

Gemäß des Projektionsberichts 2024 (Harthan et al. 2024) ist der EU-ETS 1 das Einzelinstrument mit der höchsten THG-Minderungswirkung von 17,6 Mt CO₂ Äq. im Jahr 2030. Ein Bündel aus vielen Einzelmaßnahmen² trägt zu weiteren 17,5 Mt CO₂ Äq. Minderung bei. Die Important Projects of Common European Interest (IPCEI) Wasserstoff, Klimaschutzverträge und die Förderprogramme Dekarbonisierung der Industrie tragen jeweils im Jahr 2030 mit rund 3 bis 4 Mt CO₂ Äq. und im Jahr 2045 jeweils rund 6 Mt CO₂ Äq. zur Emissionsminderung bei. Zudem spielen eine Reihe von Richtlinien hinsichtlich der Verwendung von Treibhausgasen eine Rolle (Klimaanlagen, Fluorierte-Treibhausgas-Verordnung, SF₆-Verpflichtung). Mit dem Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) wurde ein Instrument zum Schutz vor Carbon Leakage etabliert.

¹ In diesem Zuge wurde der lineare Reduktionsfaktor von 2,2 % auf 4,3% ab dem Jahr 2024 und 4,4% ab dem Jahr 2028 angepasst. Zusätzlich wurde die Obergrenze (CAP) im Jahr 2024 um 90 Mio. Emissionsberechtigungen reduziert und im Jahr 2026 um weitere 27 Mio. (Umweltbundesamt 2024a.)

² Spitzenausgleich im Energiesteuergesetzes und des Stromsteuergesetzes, Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft, Kälte-Klima-Richtlinie, Nationale Klimaschutzinitiative, Kommunalrichtlinie investive Maßnahmen, EU-Ökodesign Mindeststandards, Energieberatung Mittelstand, Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz, Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke, Pilotprogramm Einsparzähler, Energieauditpflicht für alle außer kleine und mittelständige Unternehmen (KMU), Effizienzprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Energieeffizienz und Prozesswärme aus erneuerbaren Energien in der Wirtschaft.

4

Synthetische Strom- und Wärmelastprofile für 14 ausgewählte Industriebranchen

Im Rahmen der Erstellung von Strom- und Wärmelastprofilen wurden maßgeschneiderte Profile entwickelt, die die Energieverbrauchseigenschaften verschiedener Industrietypen widerspiegeln. Diese können für das Energiemanagement, die Integration erneuerbarer Energien, die Nachfrageflexibilität und die Analyse von Speichertechnologien in verschiedenen Energiesystemmodellen genutzt werden. Die Daten und die entwickelten Tools stehen der Öffentlichkeit frei zur Verfügung.

Erstellung von Stromlastprofilen

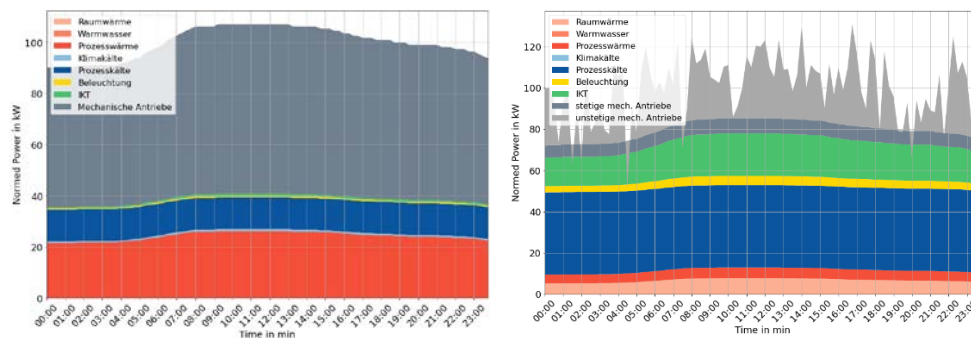
Die Erstellung der Strom- und Wärmeprofile basiert auf den folgenden Industriezweigen und den entsprechenden WZ08-Codes. Tabelle 1 zeigt die Branchen, deren Energieverbrauch als Grundlage für die Berechnungen verwendet wurde.

Tabelle 1: Industriezweige und zugehörige WZ08-Codes als Grundlage für die Erstellung von Strom- und Wärmeprofilen

Industriezweig	WZ08-Code
Ernährung und Tabak	10, 11, 12
Fahrzeugbau	29, 30
Gewinnung von Steinen und Erden	8
Glas und Keramik	23.1 bis 23.3
Grundstoffchemie	20.1
Gummi- und Kunststoffwaren	22
Maschinenbau	28
Metallbearbeitung	24.2, 24.3, 25
Metallerzeugung	24.1
NE-Metalle und Gießereien	24.4, 24.5
Papiergewerbe	17
Sonstige chemische Industrie	20, 21 (ohne 20.1)
Sonstige Wirtschaftszweige	13, 14, 15, 16, 18, 26, 27, 31, 32, 33
Verarbeitung von Steinen und Erden	23 (ohne 23.1)

Die Stromlastprofile basieren auf einer Verteilung des Energieverbrauchs auf acht Hauptanwendungsbereiche: Wärme, Kühlung, Beleuchtung, mechanische Antriebe, Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT), Prozesswärme, Kompressoren und Sonstiges. Mechanische Prozesse, die 72 % des Stromverbrauchs der deutschen Industrie ausmachen, wurden in kontinuierliche und diskontinuierliche Prozesse unterteilt. Für einige Industrietypen wurden reale Lastdaten verwendet, um zeitliche Schwankungen des Stromverbrauchs zu berechnen. Abbildung 2 zeigt exemplarisch synthetische Stromlastprofile für die Grundstoffchemie und die Fleischverarbeitung.

Abbildung 2: Synthetisches Stromlastprofil des Industrietyps Grundstoffchemie (links) sowie der Fleischverarbeitung (rechts)



Synthetische Strom- und Wärmelastprofile für 14 ausgewählte Industriebranchen

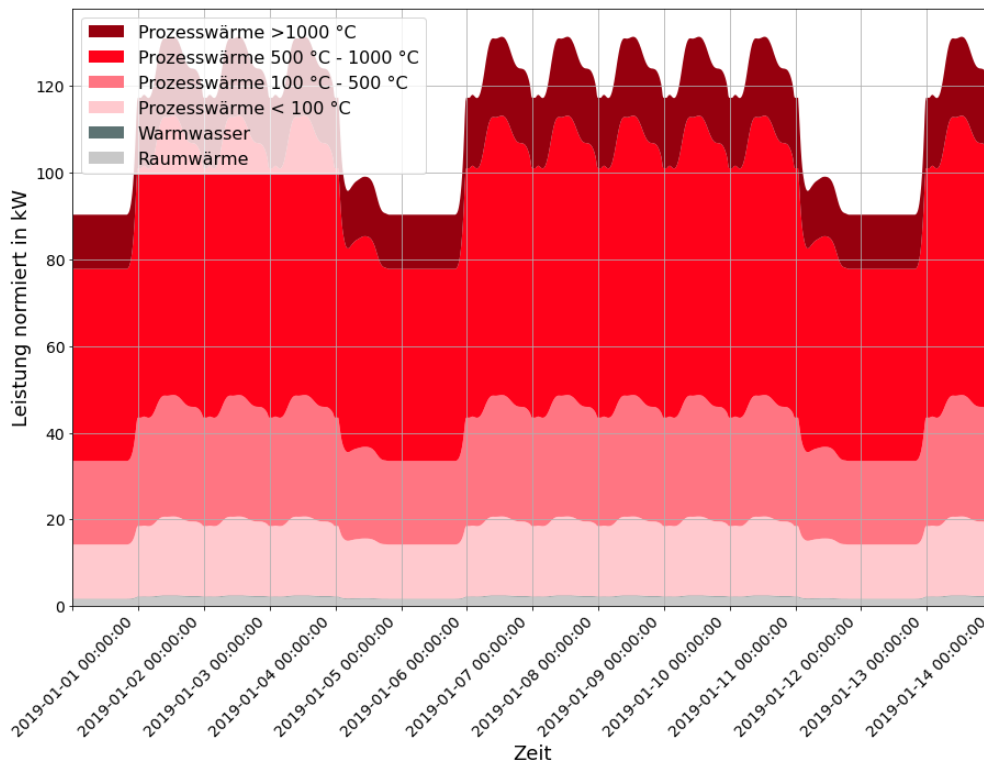
In bestimmten Industrietyten wurde zwischen Grundlast und Spitzenlast unterschieden und diese Unterschiede in den Profilen berücksichtigt. Beispielsweise zeigt die Grundstoffchemie aufgrund kontinuierlicher Produktionsprozesse eine hohe Grundlast, was zu einem konstanten Stromverbrauch auch während der Nachtstunden führt. Im Gegensatz dazu weist die Fleischverarbeitung in der Lebensmittelindustrie aufgrund konzentrierter Produktionszeiten während des Tages ausgeprägte Spitzenlasten auf, während der Verbrauch in der Nacht auf die Grundlast absinkt. Um diese Muster zu berücksichtigen, wurden für die Profilvergenerierung ein Peak-Faktor (1,12) und ein Base-Faktor (0,77) angewendet.

Erstellung von Wärmelastprofilen

Für die Erstellung von Wärmelastprofilen wurden folgende Annahmen getroffen: Die zeitlichen Profile der Prozesswärme- und Stromanwendungen hängen hauptsächlich vom Produktionsverlauf (z. B. Schichtplänen) ab und weisen ähnliche Tagesverläufe auf. Daher wurde das geglättete Stromlastprofil (vor Anwendung der Fluktuation) als Basis für das Wärmelastprofil verwendet.

Die thermischen Anwendungen in der Industrie lassen sich grob in drei Endnutzungsbereiche unterteilen: Raumheizung, Warmwasser und Prozesswärme (Rohde 2021). Die Prozesswärme wurde in vier Temperaturbereiche weiter differenziert: $< 100\text{ °C}$, $100\text{ °C} - 500\text{ °C}$, $500\text{ °C} - 1\,000\text{ °C}$ und $> 1\,000\text{ °C}$ (Naegler et al. 2015). Im Vergleich zu anderen thermischen Endnutzungen ist der Bedarf an Raumwärme stark von der Außentemperatur abhängig. Um diese Korrelation zu modellieren, wurden Monatsfaktoren berechnet, die auf der Differenz zwischen der durchschnittlichen monatlichen Außentemperatur der letzten zehn Jahre in Deutschland und der Zielinnentemperatur von 20 °C basieren. Anschließend wurden die Profile auf einen jährlichen Energieverbrauch (z. B. $1\,000\text{ MWh}$) skaliert.

Abbildung 3: Synthetisches Wärmelastprofil für den Industriotyp Grundstoffchemie. Normiert auf 1 000 MWh Jahresverbrauch. Abbildung der ersten zwei Kalenderwochen



Synthetische Strom- und Wärmelastprofile für 14 ausgewählte Industriebranchen

Diese Studie bietet mit den Strom- und Wärmelastprofilen eine wichtige Grundlage für das Energiemanagement und die Optimierung des Energieverbrauchs in der Industrie. Die erstellten Profile können mit regionalen Industriedaten kombiniert und für Energiesystemmodelle genutzt werden. Dies ermöglicht eine effizientere Integration erneuerbarer Energien, die Bewertung von Flexibilitätsoptionen wie Demand Response und die Untersuchung von Speichertechnologien.

Allerdings ist eine detailliertere Analyse der zeitlichen Variabilität bei Hochtemperatur-Prozesswärmeanwendungen erforderlich, da derzeit nur jährliche Gesamtdaten vorliegen. Die Nutzung realer Daten zur Modellierung zeitlicher Variabilitäten für spezifische Industrietyper und Prozesse würde die Genauigkeit und Anwendbarkeit der Profile erheblich verbessern.

Die Lastdaten, Methodenbeschreibung und das Python-Tool zur Erstellung der Profile sind auf GitHub veröffentlicht und öffentlich zugänglich:
<https://github.com/asandhaa/ElectricalAndHeatProfiles>.

Die Elektrifizierung der Prozesswärme ist eine zentrale und aus Systemperspektive kostengünstige Strategie für die Dekarbonisierung der Industrie, selbst unter Annahme hoher Verfügbarkeit und günstigen Preisen von synthetischen Energieträgern. Aus Unternehmensperspektive ist die Elektrifizierung von Prozesswärme mit Unsicherheiten und Hemmnissen verbunden. Nichtenergieintensive Branchen müssen für eine Dekarbonisierung häufig nur die Bereitstellung der Prozesswärme ersetzen. Dabei sind Hochtemperaturwärmepumpen die Basistechnologie für Prozesswärme bis zu einer Temperatur von ca. 200 °C und Elektrodenkessel im Bereich ab 200 °C. In energieintensiven Branchen dagegen müssen für die Dekarbonisierung oft ganze Prozessketten umgestellt werden. Hier sind technische Optionen begrenzt. Eine Umstellung auf grünen Wasserstoff ist zentral in der stofflichen Nutzung der Grundstoffchemie und in der Erzeugung von Rohstahl. In der Zementindustrie ist CO₂-Abscheidung für die Vermeidung von prozessbedingten Emissionen notwendig.

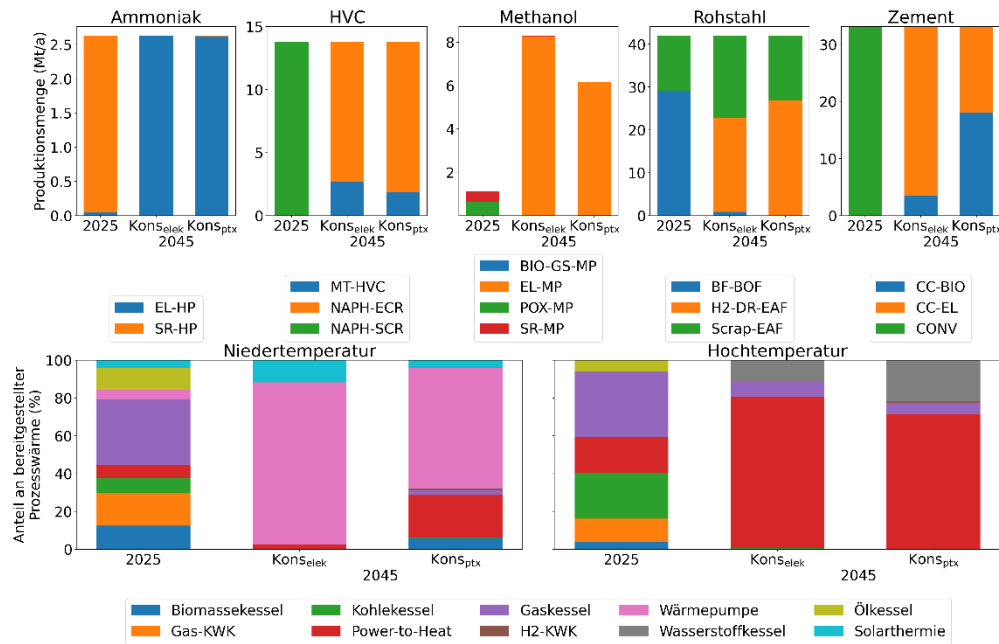
Um die THG-Reduktionsziele im Industriesektor zu erreichen, ist Konsistenz eine mögliche Strategie, also der Ersatz von aktuell verwendeten fossilen Energieträgern durch THG-neutrale Energieträger. Neben der Konsistenzstrategie können Effizienz, also die Reduktion des Energieverbrauchs bei gleicher Produktion, und Suffizienz, die Verringerung des Energieverbrauchs durch einen Rückgang der Produktion, eine Rolle für das Erreichen der Klimaschutzziele spielen. Im Jahr 2022 dienten 68 % des Energieverbrauchs in der Industrie dazu, Prozesswärme zu erzeugen. In der Bereitstellung von Prozesswärme kamen dabei 45 % Erdgas und 24 % Kohle zum Einsatz. Neben Prozesswärme wird Energie in der Industrie für Raumwärme, Beleuchtung, IKT und Motoren eingesetzt, die schon heute auf Strom basieren (zusammengefasst »klassische Stromanwendungen«). (Rohde und Arnold-Keifer 2022)

Kostenoptimale Transformationspfade des sektorengerkoppelten Energiesystemmodells REMod (Modellbeschreibung in Kapitel 15) zeigen mögliche Wege zu einem THG-neutralen Energiesystem für die Verbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr, sowie den Energiesektor auf. Dieses Kapitel beschreibt zunächst die technologische Transformation im Industriesektor und anschließend die Auswirkungen der Transformation auf den industriellen Verbrauch von 1) Strom und 2) gasförmigen und flüssigen Energieträgern.

Abbildung 4 zeigt die technologische Transformation in der Industrie in Produktionsmengen industrieller Grundstoffe, aufgeteilt nach Produktionsrouten und in der Zusammensetzung von Technologien, die die übrige Prozesswärme bereitstellen.

Abbildung 4: Technologische Transformation im Industriesektor

Transformation der Industrie aus gesamtsystemischer Perspektive



Oben: Produktionsmengen von den industriellen Grundstoffen (von links nach rechts), Ammoniak, HVC, Methanol, Rohstahl, Zement aufgeteilt nach verschiedenen Produktionsrouten für das Jahr 2025 und 2045 im Vergleich der Szenarien Kons_{elek} und Kons_{ptx}. Unten: Anteil je Technologie an der bereitgestellten Prozesswärme für das Jahr 2025 und 2045 im Vergleich der Szenarien Kons_{elek} und Kons_{ptx}.

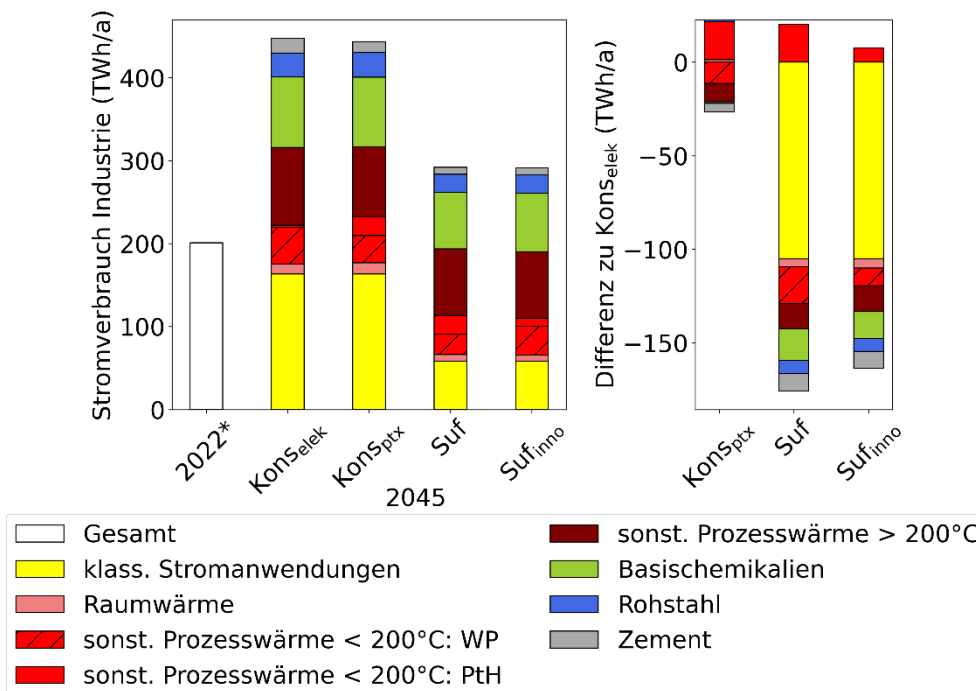
In der Grundstoffchemie ist der Wechsel zu Produktionsrouten, die auf grünem Wasserstoff basieren, zu sehen: Für Ammoniak findet ein kompletter Wechsel von heute Erdgas-Dampfreformierung (steam reforming and Haber-Bosch process, SR-HP) zu elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff (electrolysis and Haber-Bosch process, EL-HP) im Jahr 2045 statt. High-value chemicals (HVC) sind Chemikalien wie Ethylen, die heute in fossil beheizter Dampfspaltung von Naphtha (naphtha steam cracking, NAPH-SCR) erzeugt werden, und vor allem für die Produktion von Kunststoffen eingesetzt werden. Im Jahr 2045 werden 81 % bis 86 % über elektrische beheizte Steamcracker (naphtha electric cracking, NAPH-ECR) erzeugt, während der Rest aus Methanol synthetisiert wird (methanol to high-value chemicals, MT-HVC). Die Produktion von Methanol wechselt komplett von heute partieller Oxidation (partial oxidation and methanol production, POX-MP) und Dampfreformierung (steam reforming and methanol production, SR-MP) auf elektrolytisch erzeugten Wasserstoff (electrolysis and methanol production, EL-MP). Die Produktionsmenge nimmt von 1,1 Mt Methanol auf 6,2 bis 8,3 Mt wegen des zusätzlichen Methanol-Bedarfs in der Methanol-basierten Route zur Erzeugung von HVCs zu. Die Erzeugung von Rohstahl teilt sich auf in Primärerzeugung, heute über die Kohle-basierte Hochofenroute (blast furnace - basic oxygen furnace, BF-BOF) und in Zukunft über Direktreduktion mit Wasserstoff (hydrogen direct reduction and electric arc furnace, H₂-DR-EAF), und die Sekundärerzeugung, also das Einschmelzen hauptsächlich von Stahlschrott im Elektrolichtbogenofen (scrap electric arc furnace, Scrap-EAF). Die Primärproduktion ist deutlich energieintensiver als die Sekundärroute. Gleichzeitig ist die Sekundärroute vor allem durch die Verfügbarkeit und Qualität von Stahlschrott limitiert (Dworak et al. 2022). Deswegen spiegeln die Szenarienergebnisse hier die Annahme zum möglichen Ausbau der Sekundärroute wider, nämlich einen Anstieg von heute 30 % auf 36 % (Kons_{ptx}) bis 46 % (Kons_{elek}) im Jahr 2045. Der Rest des Rohstahls wird jeweils über die Wasserstoff-basierte Direktreduktion bereitgestellt. In der Zementherstellung entstehen prozessbedingte Emissionen beim Kalzinieren, die

nicht durch einen Brennstoffwechsel vermieden werden können. Deswegen ist das Abscheiden von CO₂ notwendiger Teil einer Dekarbonisierungsstrategie der Zementindustrie. Hier werden zwei Routen mit CO₂-Abscheidung abgebildet: eine Kombination aus Müll, biogenen Energieträgern und Wasserstoff als Brennstoff (carbon capture and focus biomass, CC-BIO), oder eine Teilelektrifizierung der Produktion (carbon capture and electrification, CC-EL) (Quevedo Parra und Romano 2023). Die Grafik zeigt, dass unter Szenarioannahmen zu hoher Elektrifizierung (Kons_{elek}) vermehrt auf die CC-EL Route gesetzt wird (90 %), bei Fokus auf indirekter Elektrifizierung diese Route aber nur 45 % der Produktion bereitstellt.

Im unteren Teil von Abbildung 4 ist die Technologiezusammensetzung für die Bereitstellung der übrigen Prozesswärme dargestellt. Der Anteil wurde dabei über den Anteil der bereitgestellten Wärme berechnet. Elektrifizierung ist hier Kernstrategie, unabhängig vom Szenario: Für Prozesswärme unter 200 °C ist die Hochtemperaturwärmepumpe Basistechnologie mit einem Anteil von 64 bis 86 %. Für Prozesswärme über 200 °C ist power-to-heat Basistechnologie mit einem Anteil von 71 % bis 80 %. Die Ergänzungstechnologien unterscheiden sich nach Temperaturniveau: In der Niedertemperatur kommen vor allem Solarthermie (bis zu 12 %), power-to-heat (bis zu 23 %) und Biomasse (bis zu 6 %) zum Einsatz. In der Hochtemperatur sind dagegen Wasserstoffkessel (bis zu 22 %) und Gaskessel (bis zu 8 %) wichtigste Ergänzungstechnologien.

Die gezeigte technologische Transformation hat eine drastische Veränderung der verbrauchten Endenergieträger zur Folge: In Abbildung 5 ist links der Stromverbrauch in der Industrie im Jahr 2022 und in den vier Szenarien im Jahr 2045 zu sehen. Zusätzlich sind rechts in der Abbildung die Unterschiede dieses Stromverbrauchs für alle Szenarien zum Konsistenz-Szenario mit Fokus auf direkte Elektrifizierung (Kons_{elek}) gezeigt.

Abbildung 5: Industrieller Stromverbrauch heute und im Jahr 2045



Links: Stromverbrauch in der Industrie im Jahr 2022 und in den Szenarien Kons_{elek}, Kons_{ptx}, Suf und Suf_{inno} im Jahr 2045, aufgeteilt nach Anwendungen. »WP« steht für Wärmepumpen, »Pth« für power-to-heat, hier Elektrodenkessel. Basischemikalien beinhalten dabei die Produktion von Ammoniak, Chlor, HVC und Methanol. Rechts: Differenz zum Szenario Kons_{elek} im Jahr 2045.* (AGEB 2024).

Die Modellrechnungen zeigen eine deutliche Elektrifizierung des Industriesektors in allen betrachteten Szenarien, um das Ziel der Klimaneutralität zu erfüllen. Der Stromverbrauch in der Industrie (AGEB 2024) verdoppelt sich im Vergleich zu 2022 in den beiden Konsistenzszenarien bis zum Jahr 2045 auf rund 450 TWh, während er in den Suffizienzszenarien in etwa um den Faktor 1,5 auf rund 290 TWh ansteigt.

Der neben den klassischen Stromanwendungen größte Teil des Verbrauchs im Jahr 2045 ist die Elektrifizierung der Hochtemperatur-Prozesswärme mit 80 TWh (Suffizienz-szenarien) bis 95 TWh ($Kons_{elek}$), während die Elektrifizierung der Niedertemperatur-Prozesswärme unterhalb von 200 °C und der Raumwärme zusammen rund 50 (Suf_{inno}) bis 70 TWh ($Kons_{ptx}$) ausmacht. In diesem Temperaturbereich sind Wärmepumpen und Hochtemperaturwärmepumpen zentrale Dekarbonisierungstechnologien. Dazu kommt ein zusätzlicher Strombedarf in den Branchen Stahl, Grundstoffchemie und Zement: 1) Grundstoffchemikalien (hier Ammoniak, Chlor, HVC und Methanol), die rund 70 (Suf) bis 85 TWh ($Kons_{elek}$) ausmachen. Die Elektrifizierung von Steamcrackern machen einen Großteil des Stromverbrauchs für Basischemikalien aus. 2) In der Produktion von Rohstahl werden 20 TWh (Suffizienz-szenarien) bis 30 TWh ($Kons_{ptx}$) Strom für die Elektrolichtbögen verbraucht. 3) Für die Produktion von Zement werden 10 (Suf und Suf_{inno}) bis 20 TWh ($Kons_{elek}$) verbraucht.

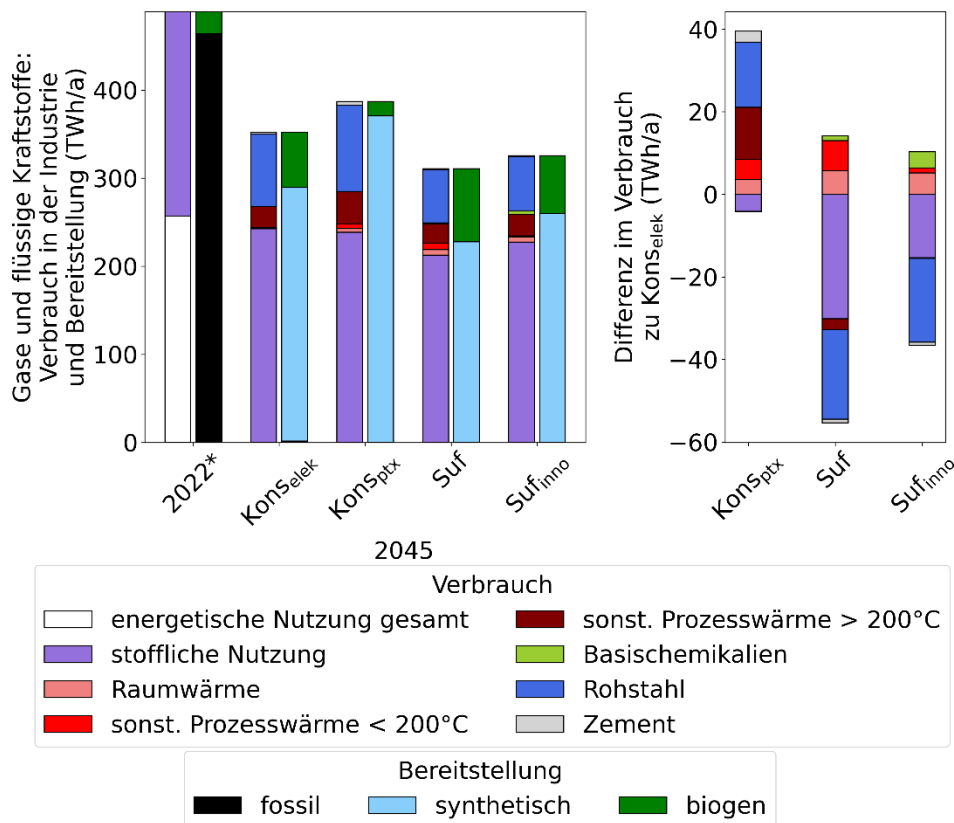
Die Differenzen rechts in der Abbildung zeigen zum einen, dass der Stromverbrauch in beiden Konsistenzszenarien vergleichbar ist, obwohl im Konsistenzszenario mit Fokus auf indirekter Elektrifizierung ($Kons_{ptx}$) mit 450 statt 250 TWh ($Kons_{elek}$) deutlich mehr importierte, synthetische Energieträger verfügbar sind. Dabei sind bei einem Fokus auf indirekter Elektrifizierung ($Kons_{ptx}$) Hochtemperaturwärmepumpen (rot schraffiert in Abbildung 5) nach Annahme später marktreif und stellen im Jahr 2045 weniger Prozesswärme unter 200 °C bereit. Dafür werden Elektrodenkessel (»PtH«, rot und nicht schraffiert in Abbildung 5) mit einem geringeren Wirkungsgrad eingesetzt. Außerdem wird in der Prozesswärme über 200 °C und in der Produktion von Zement weniger Strom eingesetzt. Die Suffizienz-szenarien weisen einen deutlich niedrigeren Stromverbrauch auf, wegen des sehr starken Produktionsrückgangs durch Maßnahmen zu Energieeffizienz, Materialeffizienz und Suffizienz, der in den Szenarien angenommen wird (Bourgeois et al. 2023; Purr et al. 2021; Günther et al. 2018). Die Annahmen zu optimistischerer technologischer Entwicklung im Szenario Suf_{inno} zeigen sich vor allem in dem höheren Stromverbrauch von industriellen Wärmepumpen.

Abbildung 6 zeigt links den Verbrauch von gasförmigen und flüssigen Energieträgern in der Industrie, einschließlich des stofflichen Verbrauchs, im Jahr 2022 und im Jahr 2045 für alle Szenarien, aufgeteilt nach Anwendung (jeweils linker Balken) und nach Bereitstellung (jeweils rechter Balken). Rechts sind die Differenzen im Verbrauch zum Szenario $Kons_{elek}$ gezeigt. Der industrielle Verbrauch von gasförmigen und flüssigen Energieträgern nimmt im Vergleich zu 2022 in allen Szenarien ab von 490 TWh (AGEB 2024) auf 310 (Suf) bis 390 TWh ($Kons_{ptx}$). Während heute ca. 95 % dieser Energieträger fossilen Ursprungs sind, basieren 2045 zwischen 75 % und 95 % auf Wasserstoff (in der Abbildung hellblau »synthetisch«), der im In- oder Ausland elektrolytisch erzeugt wurde. Aus Biomasse hergestellte Energieträger decken 2045 den restlichen Verbrauch. In allen Szenarien, also unabhängig von der Verfügbarkeit und den Preisen synthetischen Imports ($Kons_{elek}$ und $Kons_{ptx}$) oder von einer geringeren Produktion (Suf und Suf_{inno}), sind synthetische Energieträger notwendiger Teil des Energieverbrauchs einer THG-neutralen Industrie. Heute entspricht der energetische und stoffliche Verbrauch von gasförmigen Energieträgern in der Industrie in etwa dem von flüssigen Energieträgern. Im Jahr 2045 machen Gase zwischen 50 ($Kons_{elek}$) und 70 % (Suf_{inno}) aus.

Ein Großteil des Verbrauchs, 215 (Suf) bis 245 TWh ($Kons_{elek}$), fällt für die stoffliche Nutzung an. Daneben spielt noch die Produktion von Rohstahl, in Zukunft über die Wasserstoff-Direktreduktions-Route mit 60 (Suf) bis 100 TWh ($Kons_{ptx}$) und die Bereit-

stellung von sonstiger Prozesswärme über 200 °C mit 20 (Suf) bis 40 TWh (Kons_{ptx}) eine zentrale Rolle. Insbesondere diese beiden Anwendungen haben einen größeren Anteil, wenn synthetische Energieträger besser verfügbar und günstiger sind (Differenz Kons_{ptx}). Eine deutlich geringere industrielle Produktion in den Szenarien Suf und Suf_{inno} verringert den Verbrauch von gasförmigen und flüssigen Energieträgern geringfügig um 7 (Suf_{inno}) und 12 % (Suf). Diese Reduktion geht hauptsächlich zurück auf Einsparung in der stofflichen Nutzung und von Wasserstoff in der Produktion von Rohstahl.

Abbildung 6: Industrieller Verbrauch von gasförmigen und flüssigen Energieträgern.



Links: Verbrauch von gasförmigen und flüssigen Energieträgern im Jahr 2022 und im Jahr 2045 in den vier Szenarien. Der Verbrauch ist nach Anwendungen (linker Balken) und Bereitstellung (rechter Balken) aufgeteilt. Rechts: Differenz des Verbrauchs zum Szenario Kons_{elek}. * Verbrauch nach AGEb (2024), Bereitstellung nach REMod.

Die Berechnungen des Energiesystemmodells REMod zeigen, dass die Dekarbonisierung der Industrie nur gelingen kann, wenn erneuerbarer Strom und synthetische, THG-neutrale Energieträger in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen. Erneuerbarer Strom ist vor allem für die Elektrifizierung der Prozesswärme notwendig. Synthetische Energieträger werden dagegen für den stofflichen Bedarf, für die Produktion von Rohstahl, sowie einen Teil der Hochtemperatur-Prozesswärme gebraucht. Maßnahmen zu Effizienz und Suffizienz ermöglichen einen deutlich geringeren Stromverbrauch und einen geringfügig geringeren Verbrauch von flüssigen und gasförmigen Energieträgern. Dies hat einen geringeren Flächenverbrauch für erneuerbare Energie wie Windanlagen oder Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) zur Folge.

Einordnung der Modellergebnisse aus Akteursicht

Die empirische Erhebung der Unternehmensperspektive bezüglich Elektrifizierung (vgl. Kapitel 13) ergab, dass Unternehmen Dekarbonisierung generell positiv gegenüberstehen. Unternehmen, die an den im Projekt durchgeführten Erhebungen teilnahmen, setzten verschiedene Maßnahmen um, wobei Elektrifizierung der Prozesswärme weniger häufig umgesetzt oder angestrebt wird als beispielsweise Energieeffizienzmaßnahmen, Abwärmenutzung oder Grünstrombezug. In der Umsetzungsbereitschaft von Unternehmen hinsichtlich Elektrifizierung von Prozessrouten lässt sich daher tendenziell eine Lücke zu den in REMod dargestellten Szenarien skizzieren. Unternehmen sehen sich außerdem mit diversen Hemmnissen, unter ihnen Unsicherheiten über die Entwicklung der (als zu hoch erachteten) Strompreise und die Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern sowie techno-ökonomischen Herausforderungen, konfrontiert.

Darüber hinaus zeigen die Modellergebnisse, dass Wasserstoff, je nach Szenario, Verfügbarkeit und Preisentwicklung, eine bedeutsame Rolle für die deutsche Industrie spielen könnte. Aus ethischer Perspektive bestehen bei der Produktion und des Handels mit grünem Wasserstoff in einem Nord-Süd-Kontext jedoch erhebliche Bedenken hinsichtlich der sozio-ökologischen Auswirkungen (Eberhardt 2023). Daher wurde im Rahmen einer Dokumentenanalyse und Expert*innenbefragungen untersucht, inwiefern prominente Wasserstoff-Zertifizierungssysteme Verteilungs-, Anerkennungs- und Verfahrensgerechtigkeit in ihren Rahmenwerken berücksichtigen und in der Praxis umgesetzt werden. Die Ergebnisse zeigen, dass Zertifizierungssysteme zwar teilweise Gerechtigkeitsaspekte berücksichtigen, aber oft nicht in der Lage sind, die sozio-ökologischen Auswirkungen umfassend zu berücksichtigen. Dies trifft insbesondere auf marginalisierte Gemeinschaften im globalen Süden zu. Die Untersuchung unterstreicht die Notwendigkeit ergänzender Maßnahmen, wie bilaterale Abkommen und regulatorische Eingriffe, um die Wirksamkeit von Zertifizierungssystemen zur Gewährleistung einer gerechten und nachhaltigen Entwicklung von grünem Wasserstoffprojekten in Exportländern (des globalen Südens) zu erhöhen.

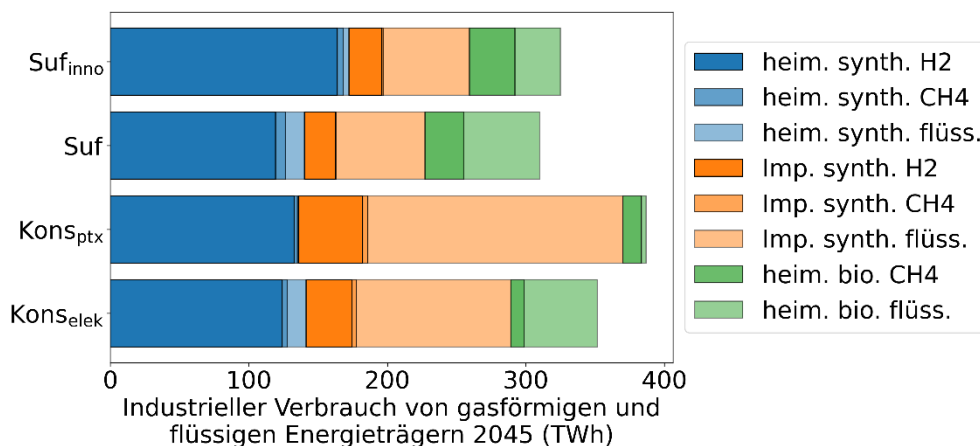
6 Energiebereitstellung für eine treibhausgasneutrale Industrie

Die Transformation zu einer THG-neutralen Industrie ohne strukturelle Änderungen erfordert sowohl einen inländischen Ausbau von Windkraft, PV und Power-to-X Anlagen, als auch einen Import von Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten: Im Jahr 2045 sind zwischen 85 und 235 TWh synthetische Importe für die Industrie notwendig und 135 bis 170 TWh heimisch erzeugte synthetische Energieträger. Dazu kommen 290 bis 450 TWh Endenergieverbrauch von erneuerbarem Strom in der Industrie. Zusammen mit dem Stromverbrauch für die heimische Bereitstellung von synthetischen Energieträgern für die Industrie ist eine Kapazität von 245 bis 345 GW Wind und Photovoltaik allein für die Industrie notwendig. Diese Transformation in der Energiebereitstellung ermöglicht das Erreichen von Treibhausgas-Neutralität in der Industrie.

Dieses Kapitel analysiert, wie der Energieverbrauch einer THG-neutralen Industrie gedeckt werden kann. Dabei geht es zunächst um die Bereitstellung von gasförmigen und flüssigen Energieträgern über heimische Erzeugung oder Import und anschließend um notwendige fluktuierende Erneuerbare Energien- und Kapazitäten für Power-to-X (PtX), um den industriellen Energieverbrauch zu decken.

Der heutige Endenergieverbrauch der Industrie besteht hauptsächlich aus importierten, fossilen Energieträgern wie Erdgas und Braunkohle. Die Transformation zu einer THG-neutralen Industrie erfordert eine Umstellung auf erneuerbaren Strom, sowie Wasserstoff und Wasserstoff-Derivate (vgl. Kapitel 5). Abbildung 7 zeigt den Endenergieverbrauch von gasförmigen und flüssigen Energieträgern der Industrie im Jahr 2045, als Ergebnisse der kostenoptimierten Modellrechnungen mit dem sektorengekoppelten Energiesystemmodell REMod (vgl. Kapitel 16) unter Einhaltung der THG-Minderungsziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes.

Abbildung 7: Bereitstellung von gasförmigen und flüssigen Energieträgern für die Industrie



Modellergebnis des industriellen Verbrauchs von gasförmigen und flüssigen Energieträgern im Jahr 2045 für die vier normativen Zielszenarien direkte Elektrifizierung (Kons_{elek}), indirekte Elektrifizierung (Kons_{ptx}), Nachfragerückgang technologisch neutral (Suf) und technologisch optimistisch (Suf_{inno}). Energiemengen sind aufgeteilt nach heimisch erzeugten (blau) und importierten (orange) synthetischen Energieträgern und heimisch erzeugten biogenen Energieträgern (grün). Zusätzlich sind die drei Energieträger Wasserstoff (dunkel), Methan (mittel) und flüssige Kraftstoffe (hell) unterschieden.

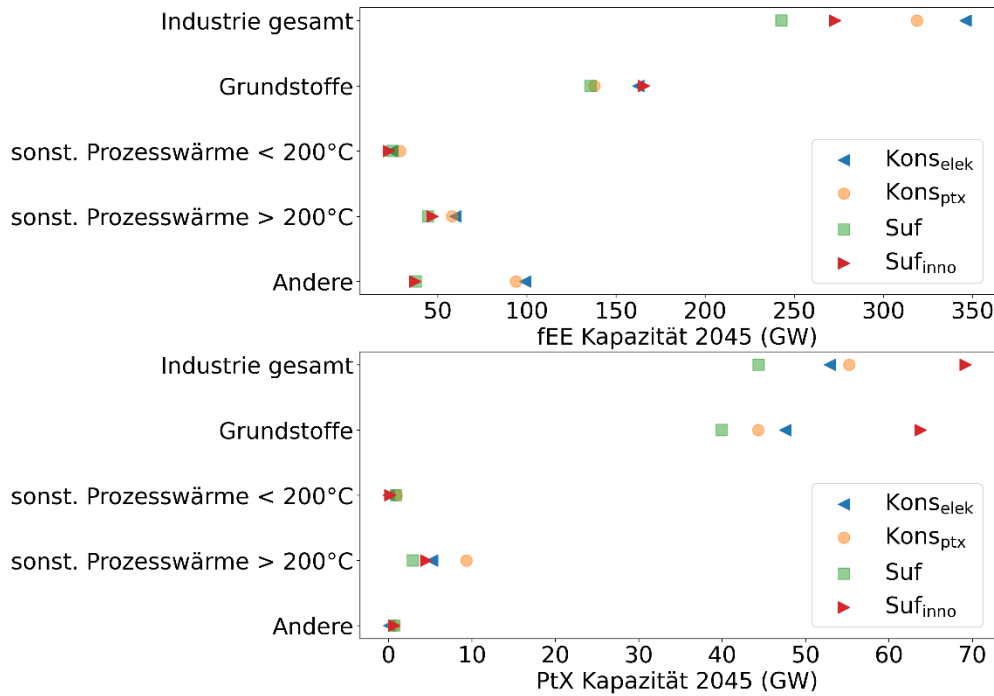
Zunächst unterscheidet die Abbildung 7 die Bereitstellung in 1) heimische erzeugte synthetische Energieträger (blau), 2) importierte synthetische Energieträger (orange) und 3) heimisch erzeugte biogene Energieträger (grün): 1) Die Industrie ist in allen Szenarien auf eine heimische Erzeugung von THG-neutralen, synthetischen Energieträgern (blau) angewiesen. Die heimische Erzeugung dieser Energieträger liegt zwischen 135 ($Kons_{ptx}$) und 170 TWh (Suf_{inno}) und variiert nicht stark zwischen den Szenarien. Selbst bei starker Elektrifizierung ($Kons_{elek}$) oder starkem Nachfragerückgang (Suf und Suf_{inno}) ist eine heimische Bereitstellung von synthetischen Energieträgern notwendig, um 1) den Verbrauch der Industrie zu decken und 2) als Flexibilität im Energiesektor erneuerbaren Strom effizient zu nutzen (Gaafar et al. 2024). Wasserstoff macht mit einem Anteil von 85 (Suf) bis 97 % ($Kons_{ptx}$) einen Großteil der heimisch erzeugten synthetischen Energieträger aus. 2) Die Bereitstellung von gasförmigen und flüssigen Energieträgern für die Industrie basiert in allen Szenarien auch auf Importen synthetischer Energieträger (orange). Für das Energiesystemmodell REMod sind Importe exogen begrenzt mit max. 125, 150, 250 und 450 TWh für die Szenarien Suf , Suf_{inno} , $Kons_{elek}$ und $Kons_{ptx}$. Diese Importe werden in allen Szenarien ausgeschöpft. Die in Abbildung 7 gezeigten Mengen, zwischen 85 (Suf und Suf_{inno}) und 235 TWh ($Kons_{ptx}$), werden für die Industrie verwendet. Sind synthetische Importe also verfügbar, stellen sie einen attraktiven Weg dar, Energie für eine THG-neutrale Industrie bereitzustellen. Der deutliche Unterschied an Importen zwischen den Suffizienz- und den Konsistenzszenarien verdeutlicht, dass ein Rückgang der Nachfrage (Suf und Suf_{inno}) eine geringere Abhängigkeit von Importen ermöglicht. 3) Als Ergänzung kommen in allen Szenarien biogene Energieträger mit 15 ($Kons_{ptx}$) bis 85 TWh (Suf) zum Einsatz. Biogene Energieträger spielen in der Industrie also vor allem im Kontext suffizienten Verhaltens- und Produktionsrückgang, sowie bei geringerer Verfügbarkeit von Importen synthetischer Energieträger eine Rolle. Dann wird durch die geringere Nachfrage weniger Biomasse in den anderen Verbrauchssektoren verwendet, und das Biomassepotenzial kann verstärkt im Industriesektor genutzt werden.

Energiebereitstellung für eine treibhausgasneutrale Industrie

Um den Energieverbrauch der Industrie zu decken, wird im deutschen Energiesektor zum einen ein Ausbau von heimischen PtX Kapazitäten benötigt, also Elektrolyse, Power-to-Gas und Power-to-Liquid, und zum anderen ein Ausbau von den fluktuierenden Erneuerbaren Energien (ffE) Wind und PV. Abbildung 8 zeigt den Bedarf dieser Technologien für den Industriesektor in den vier Szenarien, aufgeteilt nach industriellen Anwendungen. Dabei beinhalten die Anwendung »Grundstoffe« die Produktion von Rohstahl, HVC, Methanol, Ammoniak und Zement, und »Andere« beinhalten klassische Stromanwendungen, sonstige stoffliche Nutzung und Raumwärme. Bei den ffE-Kapazitäten ist zusätzlich zum Endenergieverbrauch Strom in der Industrie auch der Stromverbrauch der heimischen Erzeugung von synthetischen Energieträgern für die Industrie berücksichtigt.

Abbildung 8: Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energietechnologien und Power-to-X Anlagen für den Industriesektor

Energiebereitstellung für eine treibhausgasneutrale Industrie



Notwendige installierte Leistungen, um den Energieverbrauch der Industrie für die vier Szenarien im Jahr 2045 zu decken: Fluktuierende Erneuerbare (fEE, oben), Power-to-X (PtX, unten) Kapazitäten, also Elektrolyse, Power-to-Gas und Power-to-Liquid. Dabei werden industrielle Anwendungen unterschieden: 1) Produktion von Grundstoffen (Rohstahl, Methanol, HVC, Ammoniak, Zement), 2) sonstige Prozesswärme < 200 °C und 3) > 200 °C und 4) Andere (klassische Stromanwendungen, sonstige stoffliche Nutzung und Raumwärme).

Gemäß der Modellergebnisse werden 2045 für die Industrie insgesamt zwischen 245 (Suf) und 345 GW Wind und PV (Kons_{elek}) benötigt. Das entspricht in etwa der Hälfte der gesamten installierten Leistung der beiden Technologien. Ein Großteil davon (135 bis 165 GW) werden für die Produktion industrieller Grundstoffe benötigt. Sonstige Prozesswärme unter 200 °C benötigt ca. 25 GW, über 200 °C 45 bis 60 GW. Die Transformation der Industrie erfordert also einen starken Ausbau von Wind und PV, insbesondere für die Produktion der industriellen Grundstoffe in Stahl-, Chemie- und Zementindustrie. Deutlich höhere Verfügbarkeit und günstigere Preise für importierte synthetische Kraftstoffe im Szenario Kons_{ptx} reduzieren die erforderlichen Kapazitäten von Wind und PV um 25 GW im Vergleich zum Szenario Kons_{elek}. Eine deutlich geringere Produktion in den beiden Szenarien mit Suffizienz reduziert den Bedarf an Wind und PV-Leistung um 75 bis 105 GW im Vergleich zum Szenario Kons_{elek}. Heimische PtX-Kapazitäten sind ebenfalls erforderlich: Insgesamt braucht die Industrie 45 bis 70 GW, und 40 bis 65 GW davon allein für die Produktion der genannten industriellen Grundstoffe. Neben den Grundstoffen macht nur sonstige Prozesswärme über 200 °C mit 5 bis 10 GW einen substanziellen Anteil der benötigten PtX-Kapazitäten aus. In den PtX-Kapazitäten fällt auf, dass im Szenario Suf_{inno} besonders stark auf heimische PtX-Erzeugung gesetzt wird, was den deutlich geringeren Importanteil (siehe Abbildung 8) ermöglicht.

Die Wirtschaftlichkeit von Dekarbonisierungsmaßnahmen und die Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit wurden im Rahmen einer Stakeholderbefragung als zentral für Investitionsentscheidungen industrieller Unternehmen identifiziert. Darüber hinaus wurden auch eine proaktive Unternehmensführung, eine richtungsweisende Dekarbonisierungsstrategie, der Aufbau von bzw. Einbezug externer Fachkompetenz sowie finanzielle Anreize als grundsätzlich förderlich erachtet.

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit stellt der Preis des Europäischen Emissionshandels zukünftig einen bedeutsamen Anteil in der Kostenstruktur von Produktionsrouten in der Industrie dar und beeinflusst somit die Investitionsentscheidungen. Eine Gesamtkostenbetrachtung zeigt, dass insbesondere das Elektrolichtbogenverfahren als Dekarbonisierungsrouten der Stahlindustrie derzeit mit höheren Kosten verbunden ist. Nach dem Jahr 2030 wird jedoch unter Berücksichtigung steigender Preise des Europäischen Emissionshandels eine Kostenparität mit der herkömmlichen Kohle-basierte Hochofenroute erreicht. Die Einführung von Technologien der CO₂-Abscheidung und -Speicherung erfordert zwar anfängliche Investitionskosten, bietet jedoch langfristig eine Kosteneffizienz durch die Reduzierung der EU-ETS-Zertifikatskosten und zusätzliche Einnahmen aus dem Verkauf von Emissionszertifikaten. Zementproduktionen mit zusätzlicher CO₂-Abscheidung und -Speicherung und die Nutzung von blauem Wasserstoff in der Ammoniakproduktion werden ab dem Jahr 2026, mit dem Beginn der schrittweisen Reduzierung der kostenlosen Zuteilungen im System des Europäischen Emissionshandels, im Vergleich zu herkömmlichen Prozessen, wettbewerbsfähiger.

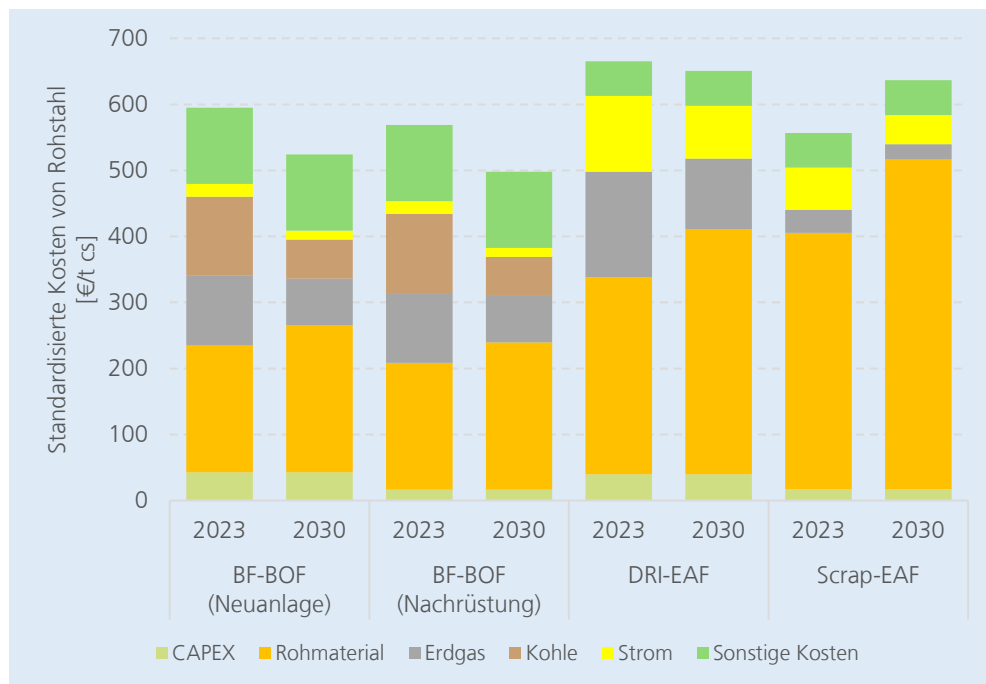
Im Rahmen einer Umfrage unter Industrieunternehmen sowie qualitativen Interviews mit Stakeholdern wurden die folgenden Faktoren als zentral für die Initiierung und Aufrechterhaltung eines Investitionsentscheidungsprozesses in die Dekarbonisierung von industriellen Prozessen identifiziert: Eine engagierte Führung, das Vorhandensein einer richtungsweisenden Dekarbonisierungsstrategie, der Erwerb (externen) Fachwissens sowie finanzielle Anreize. Diese Faktoren wirken laut der befragten Expert*innen förderlich auf die Entscheidungsfindung. Der Einfluss von Profitabilität, vorhandenem ausgebildetem Personal, unternehmensinternem Wissen, Möglichkeiten zur Finanzierung und verfügbare Technologien wurden darüber hinaus als hilfreich für eine Investitionsentscheidung identifiziert. Faktoren, die hemmend auf diese wirken, sind laut der Expert*innen die aktuellen regulatorischen Anforderungen, Planungsunsicherheit, Bürokratie, (internationaler) Marktwettbewerb und Fachkräftemangel. Externe Schocks, wie Energiepreissteigerungen, wurden von den Expert*innen als ambivalent in ihrer Wirkung eingeordnet. Einerseits könnten sie sich negativ auf anfängliche Entscheidungen auswirken, langfristig jedoch dazu beitragen, dass verantwortliche Instanzen in Unternehmen den Dekarbonisierungspfad überdenken. Detailliertere Erkenntnisse zu Faktoren, die förderlich oder hemmend auf Investitionen in Elektrifizierungs- und Flexibilisierungsmaßnahmen wirken, sind in den Kapiteln 10 und 13 näher ausgeführt. Grundlegend wurde jedoch in allen empirischen Erhebungen identifiziert, dass Einschätzungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von Dekarbonisierungsmaßnahmen zentral für eine Investitionsentscheidung sind.

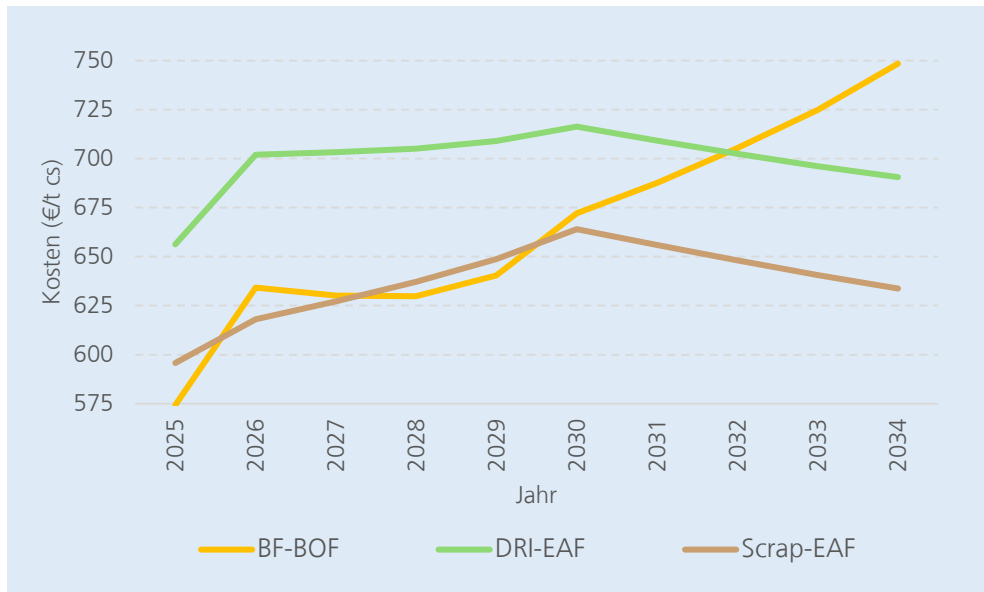
Daher wurde im Rahmen des Forschungsprojektes IND-E eine Untersuchung der Gesamtkosten (TCO (Total Cost of Ownership)) verschiedener Produktionsverfahren in der Stahl-, Zement- und Ammoniakindustrie durchgeführt. Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Produktionsrouten ist der Preis im EU-ETS 1 ein Schlüsselfak-

tor, der die TCO der industriellen Produktion erheblich beeinflusst. Dieser stärkt die Wettbewerbsfähigkeit elektrifizierter Technologien und CCS-Lösungen, während Technologien mit fossilem Brennstoffeinsatz erheblich belastet werden. Gleichzeitig bietet der EU-ETS 1 Preis einen starken Anreiz zur Erreichung von Dekarbonisierungszielen. In dieser Studie wurde angenommen, dass der EU-ETS 1 Preis im Jahr 2023 bei 85 €/t CO₂ liegt und jährlich um 4 % steigt. Dieser kontinuierliche Anstieg spiegelt den zunehmenden Druck zur Dekarbonisierung, die striktere Regulierung des Emissionshandels und die steigende Nachfrage nach EU-ETS 1 Zertifikaten wider (Victoria et al. 2020; Pietzcker et al. 2021; Pahle et al. 2022).

Für die TCO-Analyse wurde angenommen, dass die Erdgaspreise von 60 €/MWh im Jahr 2023 auf 30 €/MWh im Jahr 2045 sinken. Ebenso wurde angenommen, dass die Strompreise im gleichen Zeitraum von 0,144 €/kWh auf 0,07 €/kWh fallen. Diese Prognosen basieren auf aktuellen Trends, die die langfristigen Entwicklungen in Energiepreisen und politischen Maßnahmen analysieren (Mier 2023; acatech et al. 2022). Dieser allgemeine Trend sinkender Energiepreise spiegelt die langfristigen Auswirkungen politischer Maßnahmen wider, die auf die Förderung erneuerbarer Energien, die Verbesserung der Energieeffizienz und die Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen abzielen.

Abbildung 9: Total Cost of Ownership in der Stahlproduktion in den Jahren 2023 und 2030





Oben: Standardisierte TCO der Stahlherstellungsverfahren (2023 vs. 2030). „BF-BOF“ steht für Blast Furnace - Basic Oxygen Furnace, „DRI-EAF“ für Direct Reduced Iron - Electric Arc Furnace, „cs“ für crude steel (Rohstahl), „CAPEX“ für Capital Expenditure. Unten: Jährliche standardisierte Kostenveränderung (2025–2034) unter Einbeziehung von EU-ETS 1 Preisen und der Reduzierung kostenloser Zuteilungen.

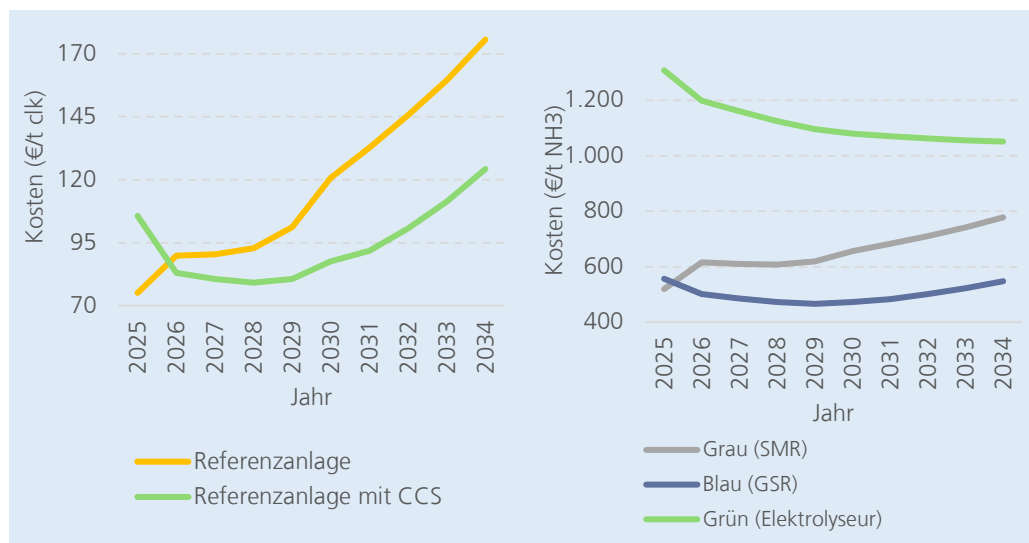
Im Rahmen des Projektes wurde eine TCO-Analyse für die Stahlindustrie sowie andere Branchen durchgeführt, um die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Produktionsrouten mit Fokus auf die Jahre 2023 und 2030 zu bewerten. Die obere Grafik in Abbildung 9 zeigt die Produktionskostenveränderungen ohne Berücksichtigung des EU-ETS 1 Preises. Aus den Ergebnissen geht hervor, dass das BF-BOF-Verfahren¹ im Jahr 2030 in der **Stahlherstellung** die kosteneffizienteste Methode ist, mit Gesamtkosten von 498 €/t_{cs}. Im Gegensatz dazu werden die Kosten für das Scrap-EAF-Verfahren², das im Jahr 2023 auf Basis einer Neuanlage (ohne Nachrüstung) die kostengünstigste Option war, bis zum Jahr 2030 über denen des BF-BOF liegen. Dies wird auf eine erwartete deutliche Zunahme der Stahlschrottnutzung durch Klimaneutralitätsstrategien und technologische Veränderungen bis zum Jahr 2030 zurückgeführt. Da EAF-Stahl hauptsächlich aus Schrott herstellen, wird die steigende Nachfrage nach Stahlschrott voraussichtlich zu höheren Preisen führen. Gleichzeitig wird erwartet, dass die Eisenerzpreise aufgrund rückläufiger Nachfrage und veränderter Angebotsbedingungen nur begrenzt ansteigen.

¹ Das BF-BOF-Verfahren ist ein traditionelles Verfahren der Stahlerzeugung, das auf der Verwendung von fossilen Brennstoffen und Koks basiert. Es ist für einen großen Teil der CO₂-Emissionen in der Stahlindustrie verantwortlich und wird als die kohlenstoffintensivste Methode angesehen.

² Das Scrap-EAF Verfahren, bei dem Stahl aus Schrott im elektrischen Lichtbogenofen hergestellt wird. Dieses Verfahren verwendet Stahlschrott, ein recyceltes Material, als Hauptrohstoff.

Im Gegensatz dazu werden mit steigenden EU-ETS 1 Preisen und der Reduzierung kostenloser Zuteilungen im Rahmen des EU-ETS 1 die Kostenunterschiede zwischen klimaneutralen Technologien allmählich ausgeglichen. Die untere Grafik Abbildung 9 zeigt, wie sich diese Veränderungen auf die Produktionskosten der Stahlherstellung auswirken. Das Scrap-EAF-Verfahren zeigt ab dem Jahr 2030 die niedrigsten Kosten, während das direkt reduzierte Eisen im Elektrolichtbogenofen (DRI-EAF), welches ein Potenzial für eine Umstellung auf grünen Wasserstoff bietet, ab dem Jahr 2032 an Wettbewerbsfähigkeit gewinnt. Das ursprünglich wirtschaftlichste BF-BOF-Verfahren verliert jedoch ab dem Jahr 2030 aufgrund steigender EU-ETS 1 Preise und der stufenweisen Abschaffung kostenloser Zuteilungen allmählich an Wettbewerbsfähigkeit.

Abbildung 10: Total Cost of Ownership in der in der Zementklinker und der Ammoniakproduktion



Jährliche standardisierte Kostenveränderung unter Einbeziehung von EU-ETS 1 CO₂-Preisen und der Reduzierung kostenloser Zuteilungen: Zementklinkerproduktion (Links). »CCS« steht für Carbon Capture and Storage, »clk« für Clinker., Ammoniakproduktion (Rechts). »SMR« steht für Steam Methane Reforming, »GSR« für Gas Switching Reforming.

Zusätzlich zu Stahl wurden die Branchen Zement und Ammoniak (NH₃) betrachtet. Die Abbildung 10 zeigen die Produktionskosten für die Branchen Zement (linke Grafik) und Ammoniak (rechte Grafik). Im **Zementsektor** ist die CCS-Technologie unerlässlich, um die Klimaneutralitätsziele zu erreichen, während in der Ammoniakproduktion die Nutzung von blauem Wasserstoff eine zentrale Rolle bei deren Umsetzung spielt. Da Elektrifizierung in der Zementindustrie derzeit nicht umsetzbar ist, bleibt CCS die einzige verfügbare Alternative. Mit der Abschaffung kostenloser Zuteilungen im EU-ETS 1 ab dem Jahr 2026 wird CCS voraussichtlich sofort die Kostenparität erreichen. Obwohl CCS zusätzliche Kosten für die CO₂-Abscheidung und -Speicherung erfordert, eröffnet es gleichzeitig Einnahmemöglichkeiten durch den Verkauf von EU-ETS 1 Zertifikaten. Dies bedeutet, dass CCS selbst bei niedrigen EU-ETS 1 vorteilhaft sein kann. Allerdings fehlen derzeit umfassende gesetzliche Rahmenbedingungen für die Speicherung von CO₂. Dies führt zu erheblichen Unsicherheiten hinsichtlich der praktischen Umsetzung von CCS.

In der **Ammoniakproduktion** zeigt sich ein ähnlicher Trend. Mit den Kostenannahmen kann blaues Ammoniak¹ ab 2026 konkurrenzfähig zu grauem Ammoniak (SMR)² werden. Im Gegensatz dazu bleibt grünes Ammoniak, das auf grünen Wasserstoff und Elektrifizierung basiert, auch bei Berücksichtigung der EU-ETS 1 Preise aufgrund der hohen Produktionskosten wirtschaftlich unattraktiver als die anderen Verfahren. Um die Wirtschaftlichkeit von grünem Ammoniak zu gewährleisten, sind weitere politische Anreize erforderlich. Um diese technologische Umstellung und die damit verbundene Transformation der gesamten Industrie zu unterstützen, müssen die Stromkosten auf einem wettbewerbsfähigen Niveau im Vergleich zu Gaspreisen gehalten werden. Insbesondere in der frühen Phase der Elektrifizierung sind politische Anreize und Unterstützung essenziell. Klimaschutzverträge und CO₂-Differenzverträge (CCfDs) können als effiziente Optionen zur Förderung der Wirtschaftlichkeit von grünen Technologien fungieren (siehe Kapitel 13).

¹ „Blaues Ammoniak“ bezeichnet Ammoniak, das mit Wasserstoff produziert wird, welcher durch Verfahren mit CCS hergestellt wurde. Insbesondere wird beim Gas Switching Reforming (GSR), ein System verwendet, bei dem das Gas abwechselnd mit Sauerstoff reagiert. Diese Methode ermöglicht die hochkonzentrierte Abscheidung von CO₂ und reduziert die Energieanforderungen für die CO₂-Abtrennung.

² „Graues Ammoniak“ bezeichnet Ammoniak, das mit Wasserstoff produziert wird, welcher durch Steam Methane Reforming (SMR) hergestellt wurde. Dabei wird Methan mit Wasserdampf unter hohem Druck und hoher Temperatur umgesetzt. Dieses Verfahren führt zu einer signifikanten Menge an CO₂-Emissionen, da das entstehende CO₂ in der Regel direkt in die Atmosphäre abgegeben wird. Graues Ammoniak gilt daher als die CO₂-intensivste Form der Ammoniakproduktion.

Die konkreten Transformationspfade von einzelnen Unternehmen zur Erreichung der Klimaneutralität unterscheiden sich sehr stark nach Branche und Energiebedarfen. In einem Fallbeispiel eines fiktiven Industriegebiets mit drei unterschiedlichen Industriebetrieben hinsichtlich der Strom- und Wärmebedarfe für die Produktionsprozesse werden die Transformationsoptionen analysiert. Dabei werden die individuellen Dekarbonisierungsmaßnahmen unter Berücksichtigung von lokalen Systemeffekten wie Energiekosten, Wasserstoffverfügbarkeit und Stromtarifmodellen untersucht. Die Dekarbonisierung des Prozesswärmebedarfs stellt dabei die größte Herausforderung dar. Hier bieten strombasierte Lösungen wie Wärmepumpen eine meist kostenoptimale Lösung, sofern die Temperaturniveaus der Prozesse nicht zu hoch ausfallen. Dabei sind die untersuchten Unternehmen selbst im Falle von sehr hohen Temperaturniveaus nicht zwingend auf Wasserstoff als Energieträger angewiesen, da auch Power-to-Heat Technologien genutzt werden können. Jedoch kann die Nutzung von Wasserstoff in manchen Anwendungsfällen zu einer Kostensparnis führen.

Die hier dargestellten Analysen sind Ergebnisse des Energiesystemmodells DISTRICT (für Details siehe Kapitel 15). Folgende zentrale Annahmen werden für die Auswahl an Unternehmen (Papierhersteller, Metallverarbeitender Betrieb sowie Brauerei) in dem betrachteten Industriegebiet getroffen:

- Die Energieversorgung der Unternehmen soll bis zum Zieljahr 2040 klimaneutral erfolgen. Hierfür werden Netzstrom und Wasserstoffbezug als CO₂-neutral angenommen.
- Die Unternehmen arbeiten im Dreischichtbetrieb, daher entstehen keine Ruhepausen, und der Wärme- sowie Strombedarf zur Aufrechterhaltung des Betriebs wird als dauerhaft hoch angenommen.
- Der Energiebedarf zur Aufrechterhaltung des Betriebs verändert sich über den Betrachtungszeitraum nicht.
- Thermische Speicher sind nur in Form von Warmwasserspeichern für Temperaturniveaus von maximal 100 °C nutzbar.
- Der Status Quo der einzelnen Unternehmen ist eine Annahme.
- Es wird angenommen, dass Biomasetechnologien und Fernwärme nicht verfügbar sind.

Für die Nutzung fossiler Energieträger wurden CO₂-Emissionen angenommen, die über den in Tabelle 2 angenommenen CO₂-Preise in der kostenoptimalen Modellentscheidung berücksichtigt sind.

Tabelle 2: Annahmen für CO₂-Preise in Euro pro Tonne nach Jahren

Jahr	2025	2030	2035	2040
CO ₂ -Preis	100 €/t	150 €/t	200 €/t	300 €/t

Tabelle 3 zeigt die Annahmen für die Wasserstoffpreisentwicklung in verschiedenen Szenarien. Dabei wird generell von einer Wasserstoffverfügbarkeit ab dem Jahr 2030 für die untersuchten Unternehmen ausgegangen. Im Szenario H2 (n.v.) wird davon

ausgegangen, dass kein Wasserstoff verfügbar sein wird. Damit soll ein Fall zur Vergleichbarkeit der Auswirkungen von fehlender Verfügbarkeit geschaffen werden.

Tabelle 3: Annahmen für Wasserstoffindustriepreise in Cent pro kWh nach Jahren mit einer angenommenen Wasserstoffverfügbarkeit ab dem Jahr 2030

Szenario Bezeichnung	Wasserstoffpreise in Ct./kWh nach Jahren		
	2030	2035	2040
H2 (-6)	15	13	11
H2 (-4)	17	15	13
H2 (-2)	19	17	15
H2 (Ref.)*	21	19	17
H2 (+2)	23	21	19
H2 (+4)	25	23	21
H2 (+6)	27	25	23
H2 (n.v.)**	n.v.	n.v.	n.v.

*Referenzszenario für Wasserstoffpreise

** Szenario für fehlende Wasserstoffverfügbarkeit

Für alle hier dargestellten Ergebnisse wurde eine dynamische Strompreiszeitreihe auf Basis prognostizierter Day-Ahead Preise entwickelt, die vom Fraunhofer ISE (sofern nicht explizit anders angegeben) zugrunde gelegt wird. Eine Auflistung der stochastischen Kennzahlen zu dieser Strompreiszeitreihe erfolgt in Tabelle 4. Für den hier beschriebenen Arbeitspreis wurde ein fester Leistungspreis von 159 € pro kW für alle Szenarien angenommen.

Tabelle 4: Kennzahlen der verwendeten dynamischen Strompreiszeitreihe des Fraunhofer ISE; stündlich projiziert bis zum Zieljahr 2040 nach Jahren in Cent pro kWh

Parameter	Strompreiskennzahlen in Ct./kWh nach Jahren				
	Status Quo	2025	2030	2035	2040
Mittelwert	13,70	12,54	11,22	12,18	13,54
Median	14,60	13,30	10,00	9,20	9,70
Standartabweichung	5,16	5,77	6,87	8,53	9,63
Minimum	4,20	4,10	3,10	2,40	2,30
Maximum	25,30	27,20	34,20	45,50	52,10
Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36

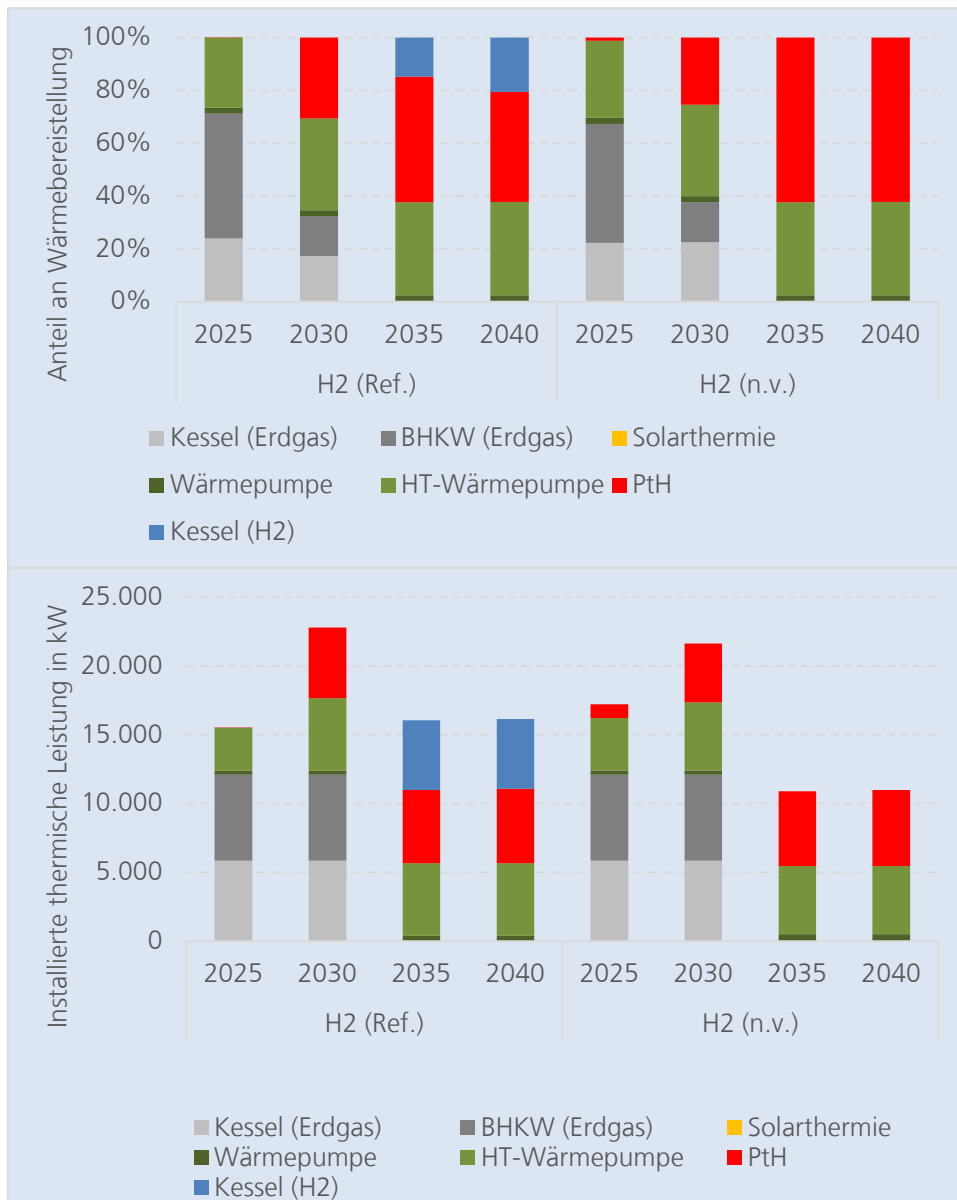
Papierhersteller

Das fiktive Unternehmen stellt Druckpapier her und besitzt einen hohen Prozesswärmebedarf, hauptsächlich für das Aufkochen und die Trocknung. Für den Herstellungsprozess werden unterschiedliche Temperaturniveaus zwischen 60 und 240 °C benötigt. Der Wärmebedarf beläuft sich zu 98 % auf Prozesse mit einem Temperaturniveau von bis zu 240 °C und zu 2 % auf Raumwärme und Warmwasserbereitstellung. Abbildung 11 zeigt, dass die Wärmebereitstellung hauptsächlich durch Technologien wie Hochtemperaturwärmepumpen (HT-Wärmepumpen), Wasserstoffverbrennung (H₂-Verbrennung) PtH gedeckt werden kann. Im Falle einer Wasserstoffverfügbarkeit hängt die Rolle von PtH von der jeweiligen Höhe des zeitvariablen Stromtarifs ab. Dabei wird PtH gerade in Zeiten günstiger Strompreise verstärkt eingesetzt; im Umkehrschluss wird Wasserstoff in Zeiten hoher Strompreise verstärkt genutzt sowie zur Reduktion der

Spitzenlast eingesetzt. Knapp 20 % der Wärmebereitstellung erfolgt durch Wasserstofftechnologien. Im Falle von fehlender Wasserstoffverfügbarkeit wird die Wärmebereitstellung durch PtH substituiert.

Die Kosteneinsparung der kumulierten Gesamtkosten über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Zieljahr 2040 durch die Verfügbarkeit von Wasserstoff beläuft sich mit den hier getroffenen Annahmen auf etwa 2,3 %.

Abbildung 11: Wärmebereitstellung nach Bezugsquelle und Jahr sowie installierte thermische Leistung nach Technologie und Jahr differenziert nach Wasserstoffverfügbarkeit (Papierhersteller)

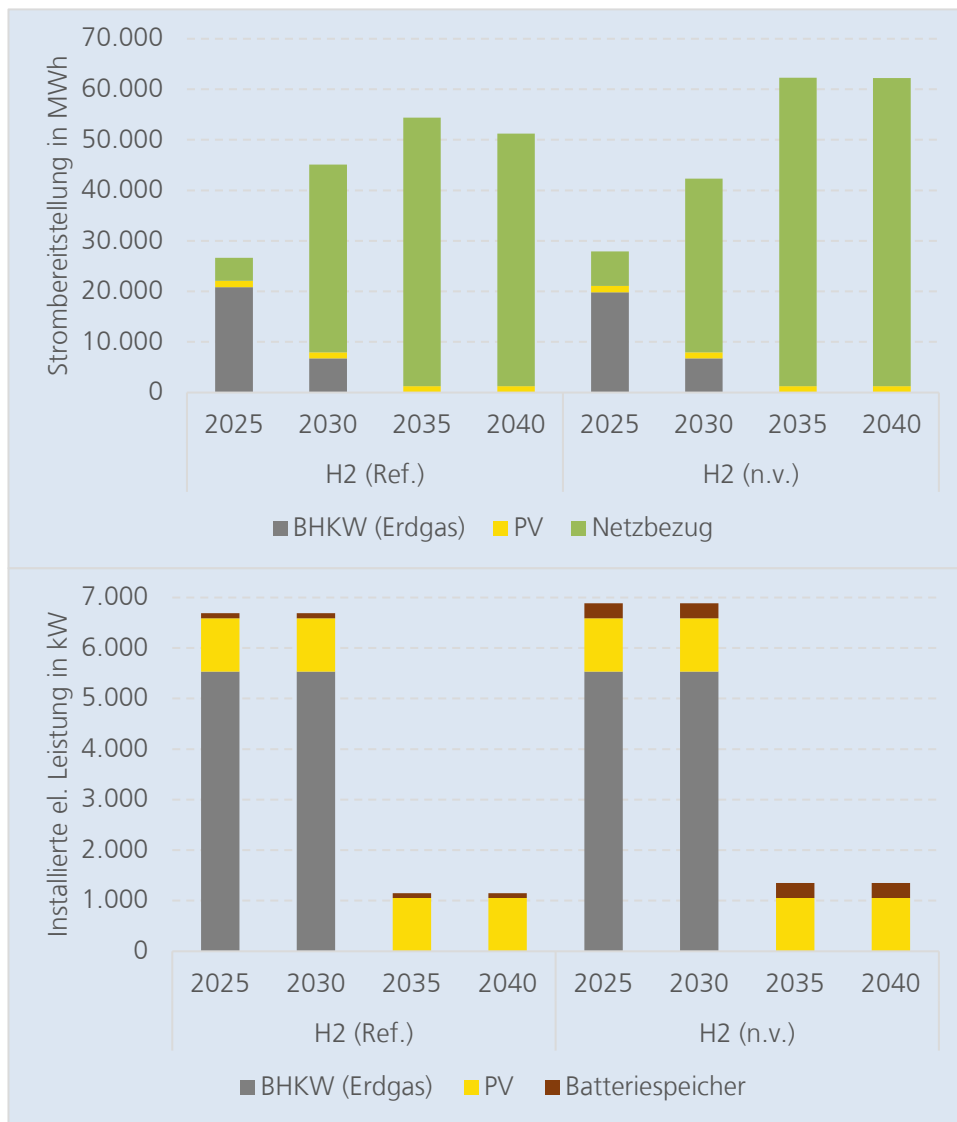


Die Elektrifizierung der Wärmeversorgung, primär durch Hochtemperaturwärmepumpen und PtH, führt zu einem erheblichen Anstieg des Strombedarfs (siehe Abbildung 12). Im Falle von fehlender Wasserstoffverfügbarkeit verdoppelt sich der Strombedarf ab dem Jahr 2035 durch die Substitution von Erdgas durch strombasierte Technologien, hauptsächlich durch PtH, welche die einzige Technologie darstellt, um die hohen Temperaturen für den Trocknungsprozess bereitzustellen. Im Falle der Wasserstoffver-

fügbare wird dieser Prozess aus der Wasserstoffverbrennung versorgt. In jedem Szenario werden die verfügbaren PV-Potenziale vollständig genutzt.

Zudem zeigt sich, dass eine fehlende Wasserstoffverfügbarkeit in Korrelation mit dem Ausbau von Batteriespeichern steht. Das Unternehmen kann sich mit den hier getroffenen Annahmen demnach im Zieljahr 2040 nur zu knapp 3 % selbst mit PV versorgen. Der erzeugte PV-Strom wird vollständig selbst verbraucht, unabhängig vom unterschiedlichen Zubau an Batteriespeichern zwischen den gezeigten Szenarien. Daher könnte der Zubau von Batteriespeichern im Falle fehlender Wasserstoffverfügbarkeit auf Vorteile bei der Strombeschaffung mit dynamischen Strompreisen zurückzuführen sein.

Abbildung 12: Strombereitstellung nach Bezugsquelle und Jahr sowie installierte elektrische Leistung nach Technologie und Jahr differenziert nach Wasserstoffverfügbarkeit (Papierhersteller)

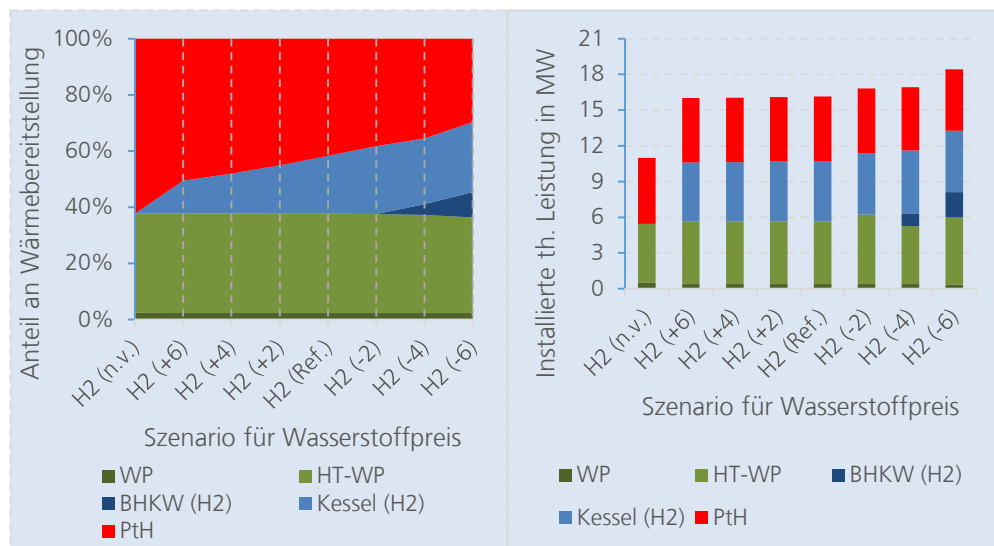


Einfluss der Wasserstoffpreisannahmen auf die Ergebnisse

Aufgrund des hohen Prozesswärmebedarfs und der damit verbundenen Einschränkung von verfügbaren Technologien für deren Deckung besteht für die konkrete Modellentscheidung der kostenoptimalsten Technologie eine starke Abhängigkeit von den getroffenen Preisannahmen. Abbildung 13 stellt den Anteil der Wärmebereitstellung für die verfügbaren Technologien nach unterschiedlichen Wasserstoffpreisannahmen (nach

Tabelle 3) für das Zieljahr 2040 dar. Der Betrieb von Wasserstoff-BHKWs ist demnach bei den Wasserstoffpreisszenarien H2 (-4) und H2 (-6) wirtschaftlich, während Wasserstoffkessel bereits in jedem betrachteten Preisszenario eingesetzt werden. Ihr Anteil steigt von 12 % im Szenario H2 (+6) auf 24% im Szenario H2 (-2) und bleibt anschließend relativ konstant, da bei weiter fallenden Wasserstoffpreisen eine Ergänzung von H2-BHKWs stattfindet und kein Ersatz der Wasserstoffkessel durch H2-BHKWs. Ein umgekehrter Trend zeigt sich bei PtH-Technologien, die nahezu eins zu eins durch Wasserstofftechnologien ersetzt werden, wenn die Wasserstoffpreise im Verhältnis zum Strompreis sinken. Die Deckung des Wärmebedarfs durch Wärmepumpentechnologien ist in jedem Fall wirtschaftlich sinnvoll, obwohl ihr Anteil mit sinkenden Wasserstoffpreisen leicht abnimmt. Bei der installierten thermischen Leistung sind kaum Veränderungen bei nicht wasserstoffbasierten Technologien zu verzeichnen. Es scheint wirtschaftlich sinnvoll, die Leistungen von PtH für Zeiten mit günstigen Strompreisen unabhängig vom Wasserstoffszenario vorzuhalten.

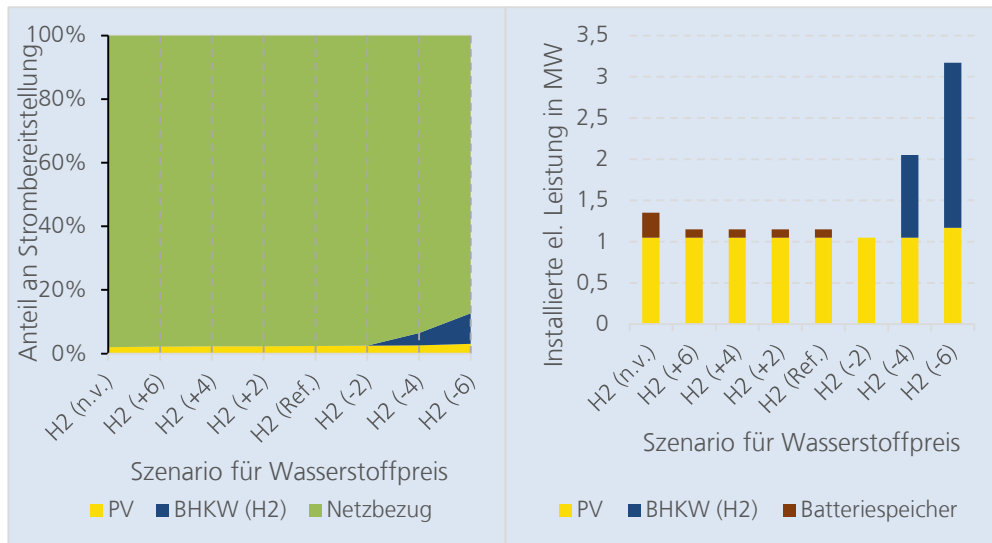
Abbildung 13: Anteil an Wärmebereitstellung und installierter thermischer Leistung nach Wasserstoffpreisszenarien für das Zieljahr 2040 (Papierhersteller)



Die Strombereitstellung erfolgt mit Ausnahme sehr geringer Wasserstoffpreisannahmen ausschließlich aus dem öffentlichen Netz (siehe Abbildung 14). Selbst im Szenario H2 (-6) liegt der Anteil der Stromerzeugung aus Wasserstoff durch BHKWs nur bei knapp 9 %. Die vollständige Nutzung des erzeugten PV-Stroms ist unabhängig vom untersuchten Wasserstoffpreisszenario wirtschaftlich sinnvoll. In Szenarien mit höheren Wasserstoffpreisen wird zudem auf Batteriespeicher gesetzt, um die Abhängigkeit vom aktuellen, zeitvariablen Strompreis zu reduzieren. Dabei ist ein deutlicher Anstieg der installierten Batteriespeicherleistung von 100 kW in den Szenarien H2 (Ref.) bis H2 (+6) auf 300 kW im Szenario H2 (n.v.) bei fehlender Wasserstoffverfügbarkeit zu beobachten. Hier wird Wasserstoff zu Zeiten hoher Strompreise verwendet und zur Spitzenlastkappung eingesetzt, wodurch die durch den Leistungspreis entstehenden Kosten reduziert werden.

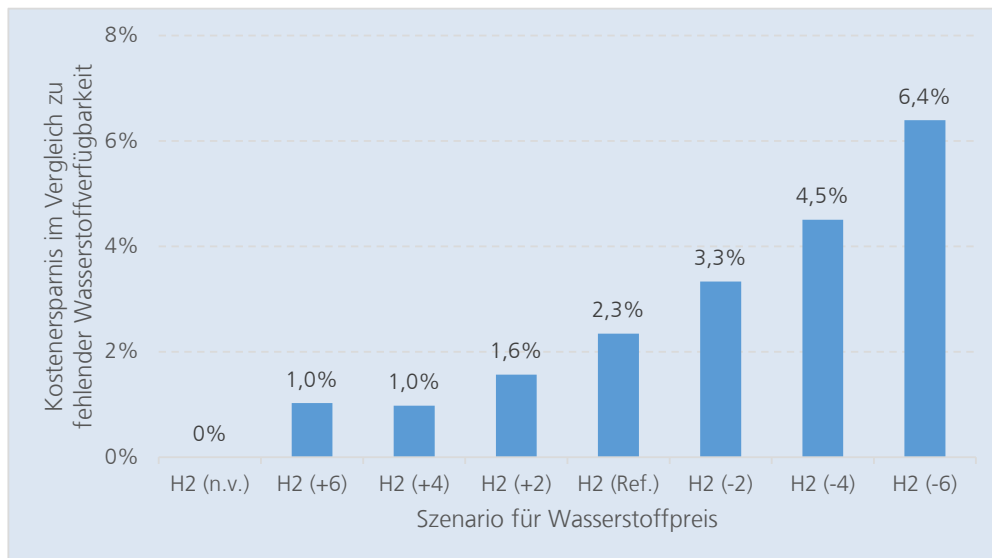
Abbildung 14: Zusammensetzung der Strombereitstellung und installierte elektrische Leistung nach Wasserstoffpreisszenario für das Zieljahr 2040 (Papierhersteller)

Kostenoptimale Transformation
aus
Einzelunternehmensperspektive



Durch die Verfügbarkeit von Wasserstoff können die kumulierten Gesamtkosten reduziert werden. Jedoch fällt die Kostenersparnis bis hin zu moderaten Preisannahmen im H2 (Ref.) Szenario mit 2,3 % gering aus (siehe Abbildung 15). Auch bei deutlich geringeren Preisannahmen können die Kosten nur um bis zu 4,1 Prozentpunkte zwischen H2 (Ref.) und H2 (-6) auf insgesamt 6,4 % im Vergleich zur fehlenden Wasserstoffverfügbarkeit reduziert werden.

Abbildung 15: Reduktion der kumulierten Gesamtkosten nach Wasserstoffpreisszenario bis zum Zieljahr 2040 (Papierhersteller)

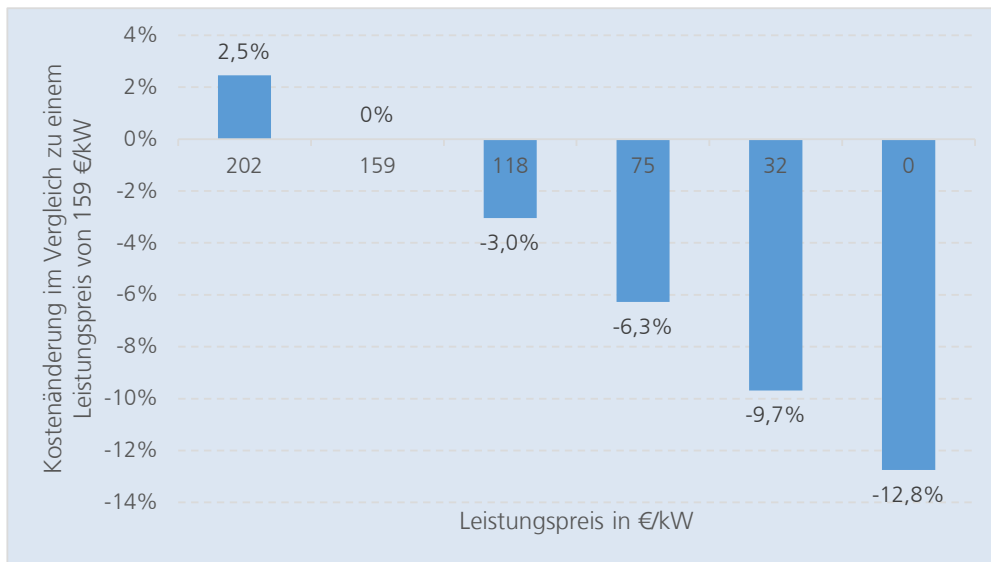


Einfluss der Leistungspreisannahmen für den Strombezug auf die Ergebnisse

Simultan zum Wasserstoffpreis hat auch der Leistungspreis des Strombezugs einen großen Einfluss auf die kumulierten Gesamtkosten. Besonders im Hinblick darauf, dass der Leistungspreis bei bestimmten Industriebetrieben reduziert werden darf, ist eine Analyse in diesem Zusammenhang aufschlussreich (siehe Abbildung 16). Es zeigt sich, dass die kumulierten Gesamtkosten durch reduzierte Leistungspreise deutlich gesenkt werden können. Beispielsweise führt eine Reduktion von 159 auf 32 €/kW, was einer Reduzierung um 80 % entspricht, zu einem Rückgang der kumulierten Gesamtkosten

um 9,7 %. Dabei hat die Variation des Leistungspreises kaum Einfluss auf die Auswahl der Technologien. Durch den angenommenen Dreischichtbetrieb bleibt die Last konstant hoch. Der Einsatz von Wärmepumpen und PtH bleibt selbst unter hohen Leistungspreisannahmen kostengünstiger als eine Substitution mit Wasserstofftechnologien.

Abbildung 16: Reduktion der kumulierten Gesamtkosten nach Leistungspreisannahmen des Strombezugs bis zum Zieljahr 2040 (Papierhersteller)

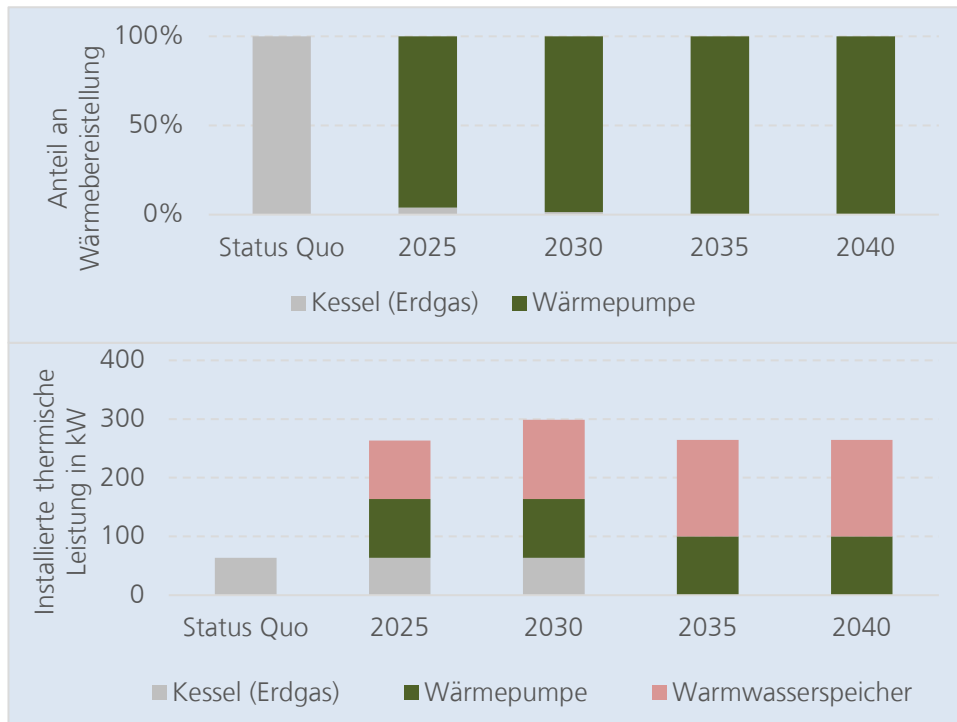


Metallverarbeitung

Das fiktive Unternehmen der Branche Metallverarbeitung stellt Bolzenwellen für Erdbebewegungsmaschinen her. Die Herstellungsprozesse sind rein elektrisch, es besteht also kein Prozesswärmebedarf. Der Wärmebedarf besteht ausschließlich aus Raumwärme und Warmwasserbereitstellung mit einem Temperaturniveau von unter 100 °C. Abbildung 17 zeigt, dass die Wärmebereitstellung von einem für den Status Quo angenommenen Erdgaskessel auf eine Wärmeversorgung durch gängige Wärmepumpentechnologien umgestellt werden kann. Es zeigt sich, dass Warmwasserspeicher in Kombination mit Wärmepumpen in Unternehmen ohne Prozesswärmebedarf eine kosteneffiziente Dekarbonisierungsstrategie sein können, wobei der Warmwasserspeicher zur Abfederung von Strompreisspitzen im dynamischen Stromtarif genutzt wird. Darüber hinaus kommt Wasserstoff in keinem der angenommenen Preisszenarien zum Einsatz und kann daher für dieses Unternehmen als ökonomisch nicht sinnvoll bewertet werden.

Abbildung 17: Wärmebereitstellung und installierte thermische Leistung nach Technologie und Jahr differenziert nach Wasserstoffverfügbarkeit (Metallverarbeitung)

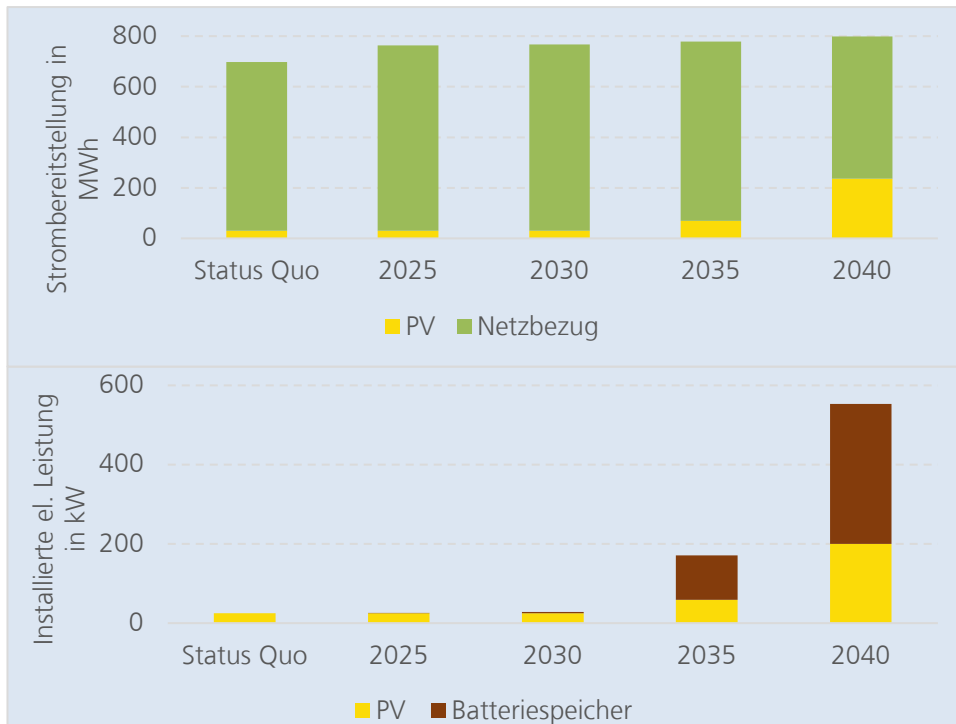
Kostenoptimale Transformation
aus
Einzelunternehmensperspektive



Die Elektrifizierung der Wärmeversorgung durch Wärmepumpen Abbildung 17 führt jedoch aus den bereits genannten Gründen nur zu einer leichten Anhebung des Strombedarfs von knapp 10 % im Jahr 2040 im Vergleich zum Status Quo (siehe Abbildung 18). Dabei werden alle verfügbaren PV-Dachpotenziale bis zum Jahr 2040 vollständig genutzt. Zudem zeigt sich, dass eine vollständige Nutzung des PV-Dachpotenzials in Korrelation mit dem Ausbau von Batteriespeicherkapazitäten steht. Der Metallverarbeitungsbetrieb kann mit den hier getroffenen Annahmen demnach im Zieljahr 2040 zu knapp 32 % mit eigenem PV-Strom in Kombination mit Batteriespeichern versorgt werden. Die Selbstverbrauchsquote des erzeugten PV-Stroms liegt bei über 97 %. Der Batteriespeicher wird hauptsächlich zur Speicherung von PV-Strom sowie zur Nutzung günstiger stündlicher Arbeitspreise für Netzstrom eingesetzt. Eine Spitzenlastkappung zur Reduzierung der Leistungskosten (über den Leistungspreis) erfolgt aufgrund des verhältnismäßig konstanten Strombedarfs nicht.

Abbildung 18: Strombereitstellung nach Bezugsquelle und Jahr sowie installierte elektrische Leistung nach Technologie und Jahr differenziert nach Wasserstoffverfügbarkeit (Metallverarbeitung)

Kostenoptimale Transformation
aus
Einzelunternehmensperspektive

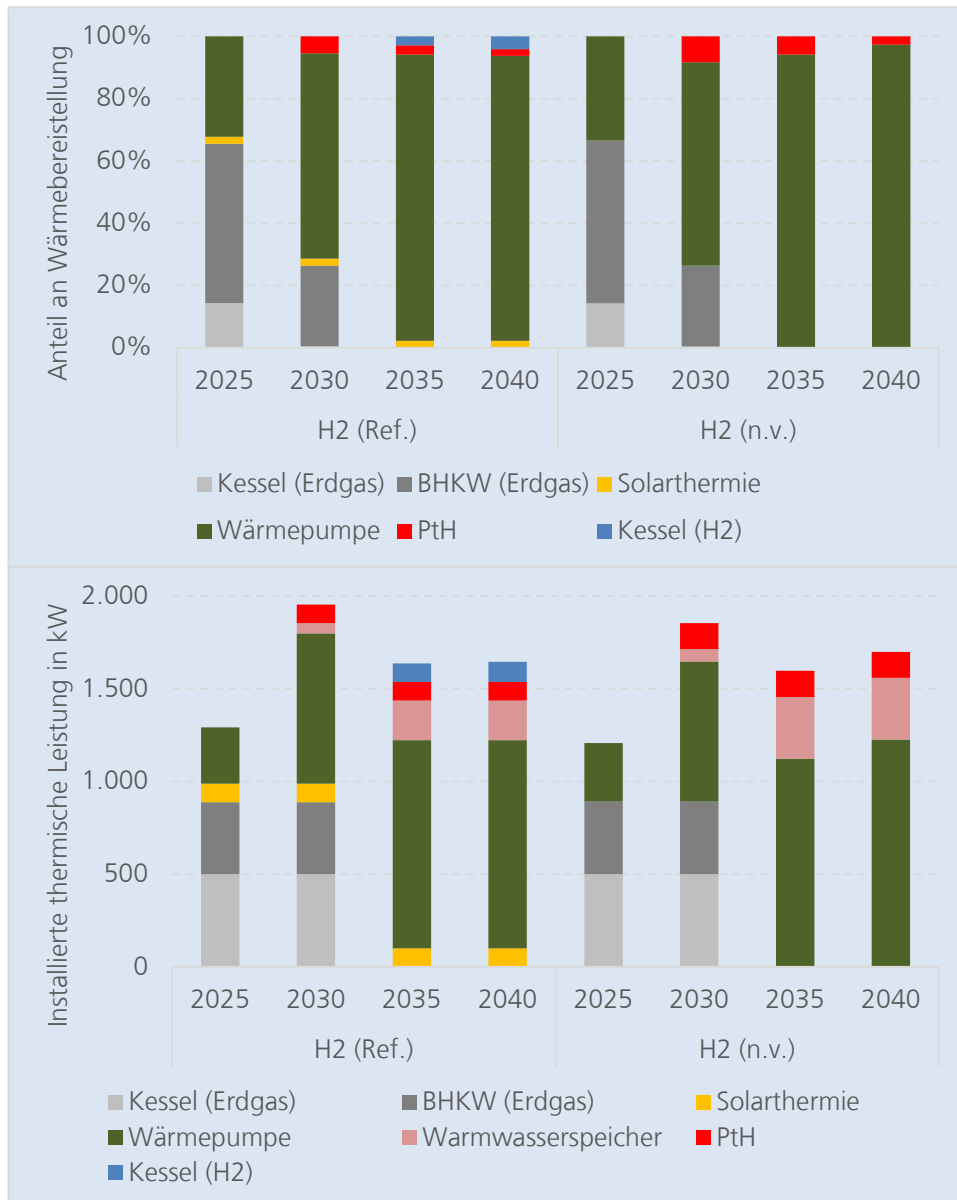


Bierbrauerei

Zur Herstellung von Bier werden Temperaturniveaus zwischen 50 und 100 °C benötigt. Der Wärmebedarf setzt sich aus 90 % Prozesswärme und zu 10 % aus Raumwärme und Warmwasserbereitstellung zusammen. Abbildung 19 zeigt, dass die Wärmebereitstellung hauptsächlich durch gängige Wärmepumpentechnologien gedeckt werden kann. Dabei können bei den hier getroffenen Annahmen auch Solarthermie und PtH-Technologien in geringen Anteilen zu einer kostenoptimalen Wärmeversorgung beitragen. Es zeigt sich, dass Warmwasserspeicher gerade in Kombination mit Wärmepumpen und dynamischen Strompreisen eine kostengünstige Lösung sein können. Zudem wird die Wärmeversorgung zu einem geringen Anteil von knapp 4 % durch Wasserstoff bereitgestellt, sofern dieser verfügbar ist. Die Kosteneinsparung der kumulierten Gesamtkosten bis zum Zieljahr 2040 durch die Verfügbarkeit von Wasserstoff beläuft sich mit den hier getroffenen Annahmen auf knapp 0,6 %.

Abbildung 19: Wärmebereitstellung nach Bezugsquelle und Jahr sowie installierte thermische Leistung nach Technologie und Jahr differenziert nach Wasserstoffverfügbarkeit (Bierbrauerei)

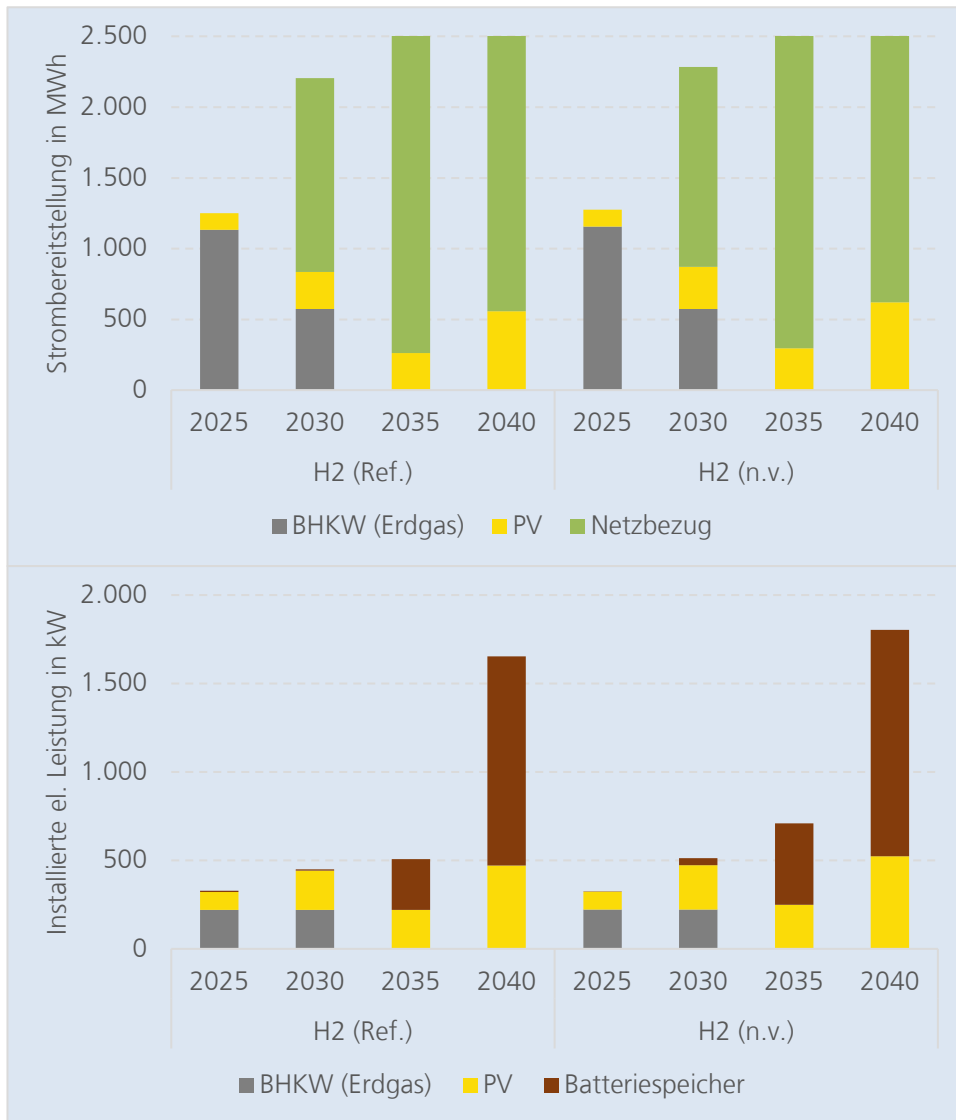
Kostenoptimale Transformation
aus
Einzelunternehmensperspektive



Die Elektrifizierung der Wärmeversorgung im Zuge der Transformation hin zu einem klimaneutralen Unternehmen erfolgt primär durch Wärmepumpen ergänzt durch PtH. Im Ergebnis führt die Elektrifizierung zu einem erheblichen Anstieg des Strombedarfs (siehe Abbildung 20). Dabei wird die zur Verfügung stehende Dachfläche überwiegend für die Installation von PV-Anlagen genutzt. Ab dem Jahr 2030 wird zudem eine Parkplatz-PV-Anlage gebaut. Der Zubau von Photovoltaikanlagen führt zudem zu einem Zubau an Batteriespeichern. Das Unternehmen kann sich mit den hier getroffenen Annahmen demnach im Zieljahr 2040 zu knapp 22 % selbst mit PV-Strom in Kombination mit Batteriespeichern versorgen. Der erzeugte PV-Strom wird fast ausschließlich selbst verbraucht. Die Verfügbarkeit von Wasserstoff im Szenario H2 (Ref.) führt zu einer um etwa 10 % verminderten installierten Leistung von Batteriespeichern und PV-Anlagen im Vergleich zum Szenario H2 (n.v.) im Jahr 2040.

Abbildung 20: Strombereitstellung nach Bezugsquelle und Jahr sowie installierte elektrische Leistung nach Technologie und Jahr differenziert nach Wasserstoffverfügbarkeit (Bierbrauer)

Kostenoptimale Transformation
aus
Einzelunternehmensperspektive



Über die drei betrachteten Branchen ist zusammenfassend festzustellen, dass bei Temperaturniveaus bis 100 °C auch bei sehr günstigen Wasserstoffpreisen die Elektrifizierung des Wärmebedarfs die tragende Säule der Dekarbonisierung darstellt. Durch niedrige Wasserstoffpreise können effektiv nur geringe Kosteneinsparungen realisiert werden. Entsprechend sind PV-Anlagen und Batterien wichtige Ergänzungen zur Dekarbonisierung der Unternehmen. Bei Prozesswärmebedarfen über 100 °C können Hochtemperatur-Wärmepumpen, PtH und auch Wasserstoffverbrennung, je nach Annahmen, als Einzellösungen oder in Kombination die kosteneffiziente Lösung zur Wärmeversorgung darstellen. Die Elektrifizierung der Wärmeversorgung durch Wärmepumpen und PtH, ist in allen Szenarien zu beobachten und führt zu einem deutlichen Anstieg des Strombedarfs und insbesondere des Bezugs aus dem Stromnetz. Der hierfür häufig notwendige Ausbau der Netzanschlusskapazität muss in der Planung der Infrastrukturen beachtet werden.

Die Transformation des Energiesystems bringt auch für die Investitionsentscheidungen einzelner Unternehmen hinsichtlich ihrer zukünftigen Energieversorgung diverse Unsicherheiten mit sich. Insbesondere die Entwicklungen der Energieträgerpreise und Verfügbarkeiten stellt viele Unternehmen vor große Herausforderungen. Um dieser Unsicherheit Rechnung zu tragen, konnte mittels wahrscheinlichkeitsbasierter Analysen gezeigt werden, dass gewisse Pfadabhängigkeiten bei der Erreichung der Treibhausgasneutralität bestehen, die erhebliche Mehrkosten verursachen können. Eine weniger preissensitive Energieversorgung in der Zukunft kann durch die Kombination mehrerer Erzeugungstechnologien erreicht werden. Dabei spielen die Preisentwicklungen der Energieträger und deren Unsicherheit eine größere Rolle für die Kosten als die Preisentwicklung des CO₂-Preises.

Die Entscheidungsfindung der Unternehmen wird nach wie vor durch eine Vielzahl großer Unsicherheiten, insbesondere im Bereich der Preisentwicklung von Energieträgern oder CO₂-Preisen, sowie in der Verfügbarkeit einzelner CO₂-freier Energieträger wie Wasserstoff geprägt. Für viele Unternehmen sind die Ziele klar, aber das aktuelle Preisgefüge ist unattraktiv für Investitionen in Technologien zur Dekarbonisierung. Bei der Entwicklung von Transformationsstrategien, deren Ziel Treibhausgasneutralität ist, wird deutlich, wie groß der Einfluss von Unsicherheiten auf Entscheidungen bzw. das Ausbleiben von Entscheidungen ist. Daher wurde im Projekt IND-E untersucht, wie eine Entwicklung robuster Strategien unter Unsicherheit aussehen könnte. Dazu wurde das Energiesystemmodell DISTRICT (vgl. Kapitel 1516) zu einem zweistufigen stochastischen Modell erweitert, das es ermöglicht, unterschiedliche Preisentwicklungen mit spezifischen Eintrittswahrscheinlichkeiten zu betrachten. Im Folgenden werden die Analyseergebnisse aus der Anwendung dieser Methode auf ein konkretes Industrieunternehmen aus dem Paper von Gorbach (Gorbach und Thomsen 2022) dargestellt. Die Analyse vergleicht dabei für ein konkretes Industrieunternehmen die Transformationspfade zur Klimaneutralität unter verschiedenen erwarteten und im zweiten Schritt eintretenden Preisentwicklungen. Ziel ist dabei eine möglichst günstige Energieversorgung bei gleichzeitiger Erreichung der Klimaneutralität.

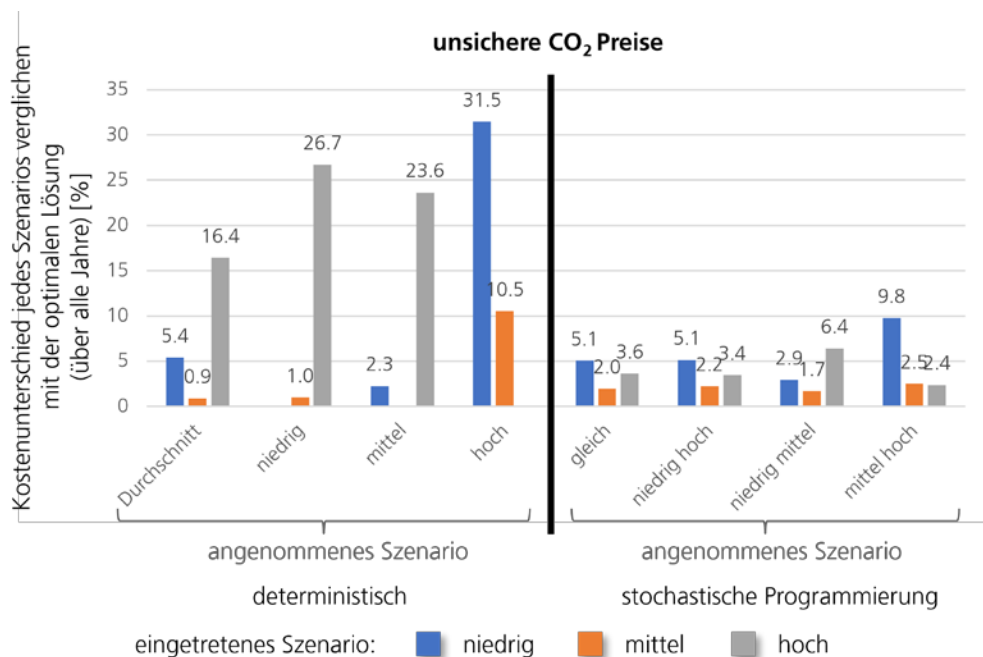
Es wurden sowohl für die EU-ETS 1 Preise als auch für Strom, Erdgas und Wasserstoffpreise unterschiedliche Entwicklungspfade und Eintrittswahrscheinlichkeiten angenommen und dies am Beispiel eines Industrieunternehmens für unterschiedliche Kombinationen durchgerechnet. So können unterschiedliche Eintrittswahrscheinlichkeiten von Preispfaden in den Lösungsfindungsprozess integriert werden. Die angenommenen EU-ETS 1 Preise finden sich in der folgenden Tabelle. Analoge Preispfade wurden für alle Energieträger entwickelt und angenommen, diese finden sich in Detail in (Gorbach und Thomsen 2022).

Tabelle 5: Angenommene EU-ETS 1 Preisentwicklung für die unterschiedlichen Preispfade

EU-ETS 1 Preis-pfad	EU-ETS 1 Preis in €/tCO ₂		
	2025	2030	2040
Niedrig	45	72,5	100
Mittel	201	222	264
Hoch	200	400	600
Durchschnitt	115	232	321

Die Ergebnisse zeigen, dass das einfache zweistufige Stochastische Programm (SP) robustere Ergebnisse liefert als alle deterministischen Methoden, sobald Pfadabhängigkeiten auftreten. Insbesondere, wenn sich andere Preisszenarien manifestieren als die geplanten, sind die Szenarien der stochastischen Modellierung deutlich im Vorteil. Die daraus entstehenden Mehrkosten übersteigen in der durchgeführten Analyse die einer stochastischen Planung erheblich, vgl. Abbildung 21. Dort sind die Kostenunterschiede jedes Szenarios im Vergleich zur optimalen deterministischen Lösung für das eintretende Szenario dargestellt; auf der linken Seite die deterministischen Planungsszenarien, auf der rechten Seite die mit einer stochastischen Eintrittswahrscheinlichkeit der Preispfade. Dargestellt sind die aufsummierten Kostenunterschiede für die jeweiligen eingetretenen Preisszenarien, in der x-Achse finden sich die erwarteten Preispfade. Die aufsummierte Gesamtkostenabweichung beträgt bei den meisten stochastischen Lösungen nur die Hälfte der deterministischen Lösung im Fall unsicherer EU-ETS 1 Preise. D.h. wenn ein anderer Preispfad eintritt als in der Planung vorgesehen, ist die Lösung der stochastischen Optimierung im Vorteil. Besonders hohe Mehrkosten entstehen bei den deterministischen Lösungen, wenn sich das niedrige oder hohe Preisszenario realisiert, aber nicht für diese geplant wurden. Realisiert sich das mittlere Preisszenario, sind die deterministischen Lösungen günstiger, solange nicht für hohe EU-ETS 1 Preise geplant wurde. Es zeigt sich damit eine deutliche Pfadabhängigkeit in der deterministischen Optimierung, die bei Pfadabweichungen zu Mehrkosten von bis zu 31 % führen. In den stochastischen Modellergebnissen zeigen sich immer Mehrkosten gegenüber der deterministischen Lösung, allerdings liefern diese immer unter 10 %, in der Mehrheit der Szenarien unter 5,5 %. Allerdings wird die Robustheit der stochastischen Szenarien durch eine größere Vielfalt an dezentralen Erzeugungstechnologien erreicht.

Abbildung 21: Kostenunterschiede der betrachteten Szenarien zum optimalen Fall, in dem der Erwartungswert der Planung auch eintritt, bspw. geplant für niedrige CO₂-Preise und im zweiten Schritt realisieren sich niedrige CO₂-Preise



Die Technologieauswahl zeigt eine starke Pfadabhängigkeit bei hohen EU-ETS 1 Preisen, die zu einer deutlich anderen Technologieauswahl im betrachtenden Industriebetrieb führen. Pfadabhängigkeit bedeutet in diesem Kontext, dass in ein bestimmtes System investiert wurde, dieses aber in der Realität deutlich teurer wird aufgrund anderer CO₂-Preise als im Erwartungswert. Führt man darüber hinaus zusätzlich zu stochastischen EU-ETS 1 Preisen eine Stochastik auf die Energieträgerpreise Erdgas, Strom und

Wasserstoff ein, so zeigen sich noch ausgeprägtere Pfadabhängigkeiten. Je stärker die Pfadabhängigkeit, desto besser schneidet die integrierte stochastische Betrachtung der möglichen Preisentwicklungen ab. Durch die explizite Modellierung der Wahrscheinlichkeiten der Preispfade lassen sich die Technologien identifizieren, die für das betrachtete Unternehmen die Energieversorgung gegen bestimmte Preisentwicklungen absichern können. Dabei ist die Technologieauswahl im Allgemeinen abhängig von den jeweiligen Unternehmensprozessen. Aus dem Beispiel der Veröffentlichung lassen sich daher keine allgemeingültigen Empfehlungen zu bestimmten Versorgungstechnologien ableiten.

Entscheidungen unter
Unsicherheit

Die stochastische Modellierung bietet eine robuste Absicherungsstrategie und benennt genau, welche Technologien notwendig sind, um die Robustheit zu erreichen. Dies kann Entscheidungsträgern helfen, da es ihnen erspart, in das zuvor beschriebene Dilemma deterministischer Lösungen mit einer Vielzahl unterschiedlicher Szenarioergebnisse zu geraten. Organisationen sollten eine Vielzahl unterschiedlicher Unsicherheiten im Kontext der Optimierung ihrer Energiesysteme in Betracht ziehen, da eine höhere Anzahl unsicherer Parameter zu unterschiedlichen Pfadabhängigkeiten führen könnte. Abschließend lässt sich festhalten, dass die systematische Betrachtung von Preisunsicherheiten durch ein stochastisches Modell zu deutlich anderen Ergebnissen führen kann als die klassische deterministische Herangehensweise. Da die Robustheit im Beispielfall jedoch durch Technologievielfalt erkaufte werden, stellen sich bei der Umsetzung neue Fragen der Machbarkeit, da dies ein elementarer Strategiewechsel in der Energieversorgung vieler Unternehmen darstellt.

Die zukünftig möglichen Flexibilitätsbeiträge der Industrie können in mehrere Optionen unterteilt werden: Lastmanagement für das zeitliche Verschieben von Lasten, die hybride Wärmeerzeugung, bei der zwischen einer strom- und einer gasbasierten Technologie gewählt werden kann und im Ausnahmefall auch Lastabwurf. Im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen im Energiesystem wie Speichern, Kraftwerken, netzbasiertem Lastausgleich und der Flexibilität von Elektrolyseuren ist das Flexibilitätspotenzial industrieller Lasten gering. Im Gewerbebereich wird zukünftig Rechenzentren und der elektrischen Raumwärmeerzeugung ein hohes Flexibilitätspotenzial zugesprochen. Die hybride Wärmeerzeugung kann Flexibilität über einen langen Zeitraum bereitstellen und unterscheidet sich so maßgeblich von industriellen Lastmanagementoptionen, die Flexibilität nur für wenige Stunden bereitstellen können. Bezüglich der tatsächlichen wirtschaftlichen Potenziale der hybriden Wärmeerzeugung besteht jedoch Forschungsbedarf. Die Motivation der Unternehmen zur Flexibilisierung ist bisher jedoch nur teilweise vorhanden. Gleichzeitig bestehen große Hemmnisse zur Umsetzung, die sowohl produktionsbezogene, aber auch arbeits- und organisationsbezogene Aspekte umfassen.

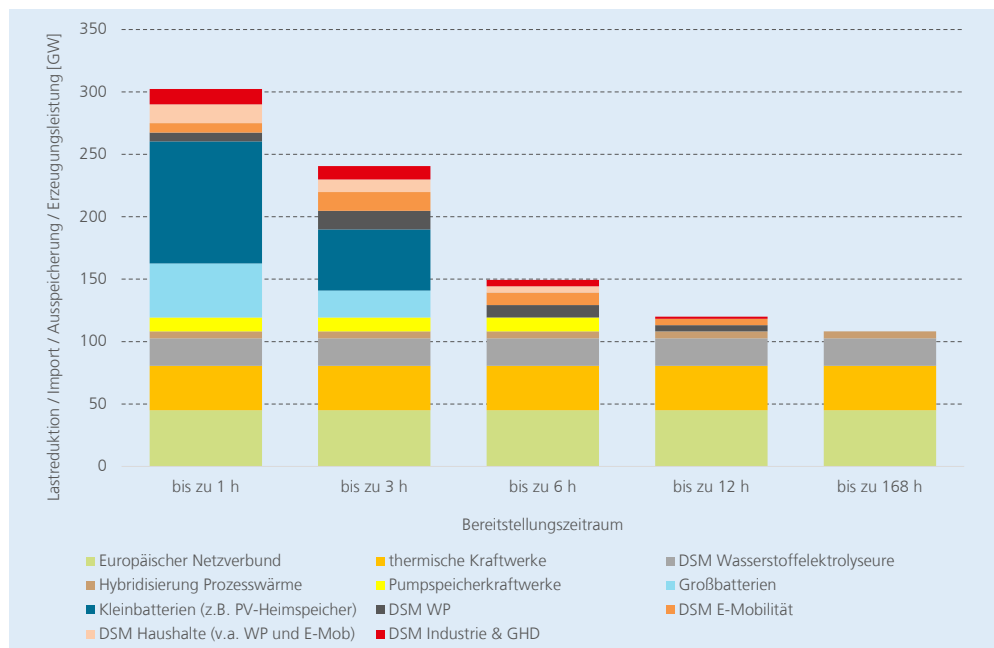
In der Szenarienanalyse mit dem Modell Power-Flex des Öko-Instituts werden drei Möglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität im Strommarkt durch industrielle Verbraucher untersucht:

- **Lastmanagement (DSM):** Bei einem Intervallbetrieb einzelner elektrischer Anlagen (häufig Querschnittstechnologien) sowie durch die Möglichkeit zur Speicherung von (Zwischen-)Produkten bei nicht voll ausgelasteten Produktionslinien kann der Zeitpunkt des Strombezugs flexibilisiert werden. Der Strombezug kann beispielsweise in einem Zeitraum reduziert werden (positives Lastmanagementpotenzial) und die Minderproduktion zu einem späteren Zeitraum nachgeholt werden (negatives Lastmanagementpotenzial). Die jährliche Produktionsmenge bleibt dabei gleich.
- **Hybridisierung der Prozesswärmeerzeugung:** Durch den parallelen Aufbau von brennstoffbasierten und elektrischen Erzeugungsanlagen entsteht die Möglichkeit, den Strombezug der elektrischen Erzeugungsanlage zu flexibilisieren. Ausschlaggebend für die Einsatzentscheidung sind dafür die jeweiligen Grenzkosten der Wärmeerzeugung in Abhängigkeit der Strompreise.
- **Lastabwurf (Lastverzicht):** Im Gegensatz zum Lastmanagement verzichtet das Unternehmen beim Lastabwurf auf einen Teil der jährlichen Produktionsmenge an diesem Standort. Der Strombezug wird für eine bestimmte Zeit reduziert, ohne dass im Nachgang der Strombezug gegenüber der Normallast erhöht wird. Diese Möglichkeit wird nur im Extremfall bei sehr hohen Strompreisen (bzw. bei sehr hohen Kompensationszahlungen) und meist nur für kurze Zeiträume eingesetzt.

Das technische Potenzial für nachfrageseitige Flexibilität hängt von verschiedenen Einflussfaktoren ab. Dabei gilt, je länger die Vorlaufzeit bis zur Aktivierung der Flexibilität und je kürzer die anschließende Bereitstellungsdauer, desto höher ist das Flexibilitätspotenzial (und umgekehrt). Darüber hinaus ist auch die Auslastung der Anlage entscheidend. Für die Bereitstellung von Lastmanagement ist eine gewisse Überkapazität erforderlich, damit die Stromnachfrage zu einem anderen Zeitpunkt auch erhöht werden kann. Bei hoch ausgelasteten Anlagen ist das Lastmanagementpotenzial deshalb asymmetrisch: das Potenzial für Lastreduktion ist größer als für Lasterhöhung.

Die Abbildung 22 zeigt das gesamte positive Flexibilitätspotenzial im Energiesystem für das Jahr 2045, welches durch Lastmanagement, hybride Wärmeerzeugung, Kraftwerke, Speicher und den Netzverbund für einen gewissen Zeitraum zur Verfügung gestellt werden kann¹. Hierfür wurden Daten aus unterschiedlichen Quellen ausgewertet (Jetter et al. 2021; 50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2023). Die einzelnen Potenziale stehen jedoch in einer konkreten Situation des Flexibilitätsbedarfs im Strommarkt nicht zwingend als Gesamtsumme zur Verfügung. Vielmehr ist davon auszugehen, dass einige Optionen (insbesondere PV-Heimspeicher oder zeitvariable Lastmanagementoptionen) zeitlich nicht immer verfügbar sind. Thermische Kraftwerke, Importe über den Europäischen Netzverbund sowie flexible Wasserstoff-Elektrolyseure können verlässlicher und über längere Zeiträume hinweg ein positives Flexibilitätspotenzial (d. h. Stromerzeugung, Stromimporte oder Lastreduktion) bereitstellen.

Abbildung 22: Maximal nutzbares positives Flexibilitätspotenzial im Jahr 2045 – Gesamt



Quellen: Daten für Lastmanagement in der Industrie (Jetter et al. 2021); Thermische Kraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke, Batteriespeicher, Wasserstoffelektrolyseure und Anzahl Wärmepumpen (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2022, S. 4); Austauschkapazität im europäischen Netzverbund (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2023, S. 50); Verfügbarkeitsfaktoren für zeitvariables Lastmanagement (Heitkoetter et al. 2021, Tabelle 3).

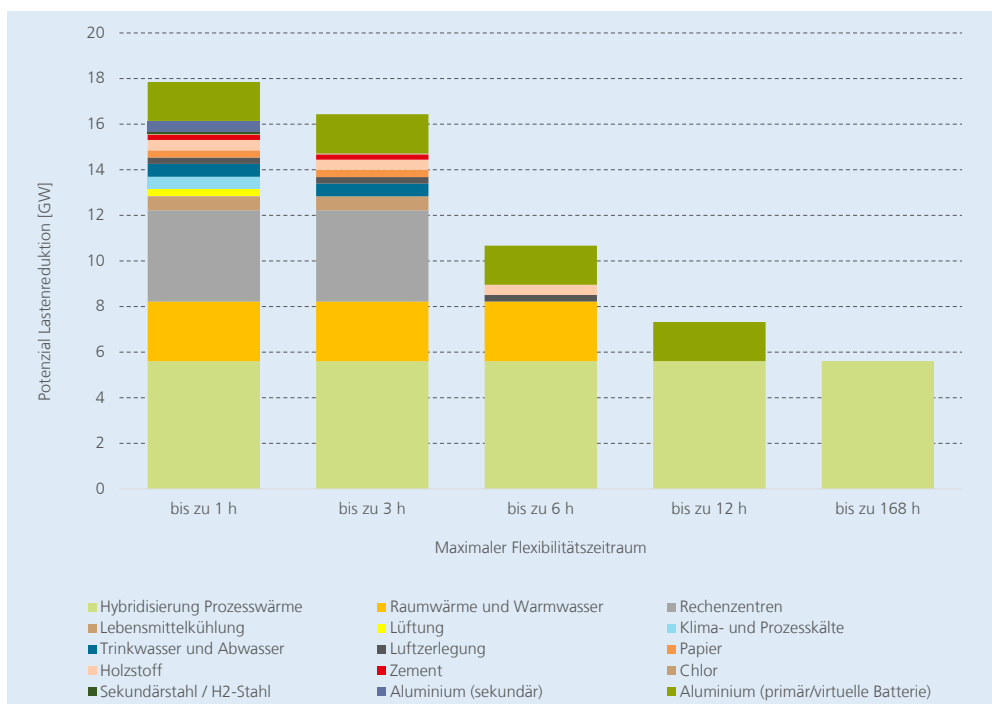
¹ Lastabwurfpotenziale in der Industrie werden gesondert ausgewiesen, weil sie nicht additiv zu den Potenzialen des Lastmanagements sind.

Es zeigt sich, dass Lastmanagementpotenziale in der Industrie und im Gewerbe im Vergleich zu den anderen Flexibilitätsoptionen nur geringe Potenziale zur Lastreduktion aufweisen. Der Anteil des Flexibilitätspotenzials der Industrie- und Gewerbe am Gesamtpotenzial liegt bei unter 5 %.

 Beitrag der Industrie zur
 Flexibilität – Eine Betrachtung aus
 technischer und
 Akteursperspektive

Innerhalb der Potenziale von Industrie- und Gewerbeprozessen stehen das Flexibilitätspotenzial zur Erzeugung von Raumwärme sowie der flexibilisierte Betrieb von Rechenzentren heraus (vergleiche Abbildung 23). Mehr als die Hälfte des Flexibilitätspotenzials in der Industrie und im Gewerbe entfällt auf diese zwei Prozesse. Die Lastmanagementpotenziale in der Industrie und im Gewerbe sind üblicherweise auf nur wenige Stunden begrenzt (Buhl et al. 2024).

Abbildung 23: Maximal nutzbares positives Flexibilitätspotenzial im Jahr 2045 – Fokus Industrie und Gewerbe



Quellen: Daten für Lastmanagement (Jetter et al. 2021); eigene Annahmen bzgl. hybrider Prozesswärmebereitstellung

Das Potenzial für die **hybride Prozesswärmebereitstellung** kann nur schwer abgeschätzt werden. Grund dafür ist erstens, dass in Überkapazitäten investiert werden muss. Zum Beispiel muss neben einem Elektrodenkessel zusätzlich eine gasbasierte Option zur Verfügung stehen. Unter welchen Gegebenheiten und in welchem Ausmaß dies wirtschaftlich ist, beeinflusst maßgeblich das mögliche Potenzial. Zweitens bestehen weitere einschränkende Hemmnisse wie beispielsweise der Platzbedarf für zwei Technologien (z. B. Elektrodenheizkessel und Gas-Brenner). Auf der anderen Seite gibt es auch nicht-techno-ökonomisch Anreize für eine Hybridisierung wie beispielsweise die Reduktion von Risiken bzgl. der Energieträgerpreise oder Netzentgelte. Zukünftige Preisrisiken lassen sich durch die Investition in zwei parallele Prozesswärmebereitstellungsoptionen reduzieren.

Neuere Studien zur Flexibilität von Industrieprozessen nehmen zum Teil eine 100 %-ige Überbauung der Kapazitäten an (vgl. Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (kei) 2024). Die maximale Wärmelast kann in dem Fall entweder gänzlich von der strombasierten oder komplett von der gasbasierten Technologie gedeckt werden.

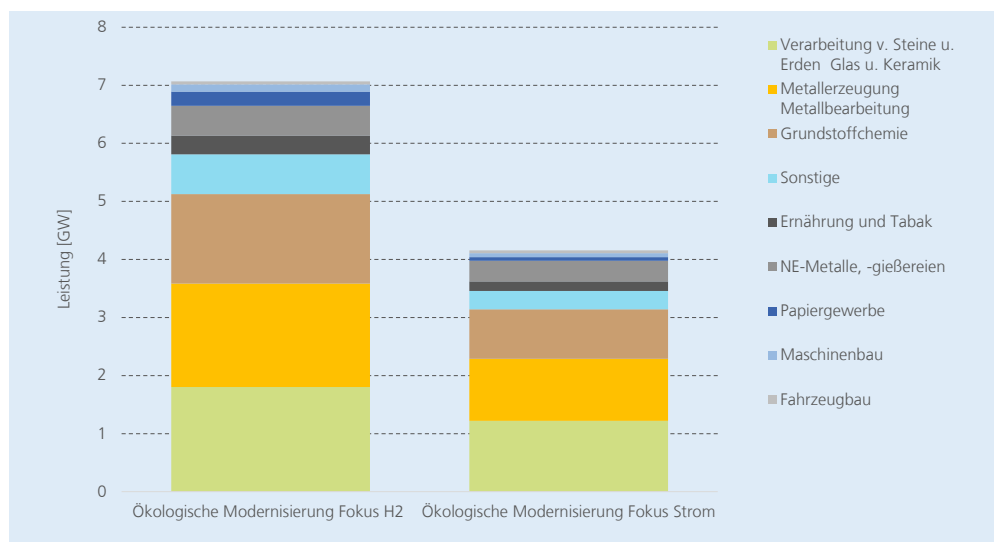
In der sektorenübergreifenden Gesamtsystemmodellierung mit REMod (siehe Kapitel 5) im Projekt IND-E ist keine Möglichkeit zur Überbauung von Kapazitäten (hybrider Anlagenpark) abgebildet. Um den Effekt der Hybridisierung in der Szenarioanalyse mit PowerFlex untersuchen zu können, wurden Annahmen zu Überbauung der Kapazitäten getroffen. Als Ergebnis der Investitionsmodellierung mit REMod wird Niedertemperaturwärme hauptsächlich von Wärmepumpen und Hochtemperaturwärme ausschließlich von Elektrodenkesseln bereitgestellt. Zudem kommen Wasserstoffkessel und verbleibende Gaskessel zum Einsatz, die mit biogenem oder synthetischem Methan betrieben werden (vgl. Kapitel 5).

Um den Effekt der hybriden Prozesswärmebereitstellung analysieren zu können wurden im Rahmen der Modellierung mit PowerFlex folgende **Annahmen zur Überbauung der Kapazitäten** getroffen:

- Zur hybriden Deckung der Wärmenachfrage im Niedertemperaturbereich wird die Kapazität der **Wärmepumpen** um die Leistung der Wasserstoff- und Gaskessel erhöht. Die Erhöhung der Kapazität der Wärmepumpen beträgt dabei je nach Branche zwischen 2 und 13 Prozentpunkte im Vergleich zu den Ergebnissen der Investitionsmodellierung mit REMod (vgl. Kapitel 5).
- Zur hybriden Deckung der Wärmenachfrage im Hochtemperaturbereich wird die Kapazität der **Elektrodenkessel** um die Leistung der Wasserstoff- und Gaskessel erhöht. Im Vergleich zu den Ergebnissen der Investitionsmodellierung wird die Kapazität der Elektrodenkessel je nach Branche zwischen 10 und 16 Prozentpunkten erhöht (vgl. Kapitel 5). Zudem wird die vergleichsweise geringe Kapazität der Wasserstoffkessel verdoppelt.

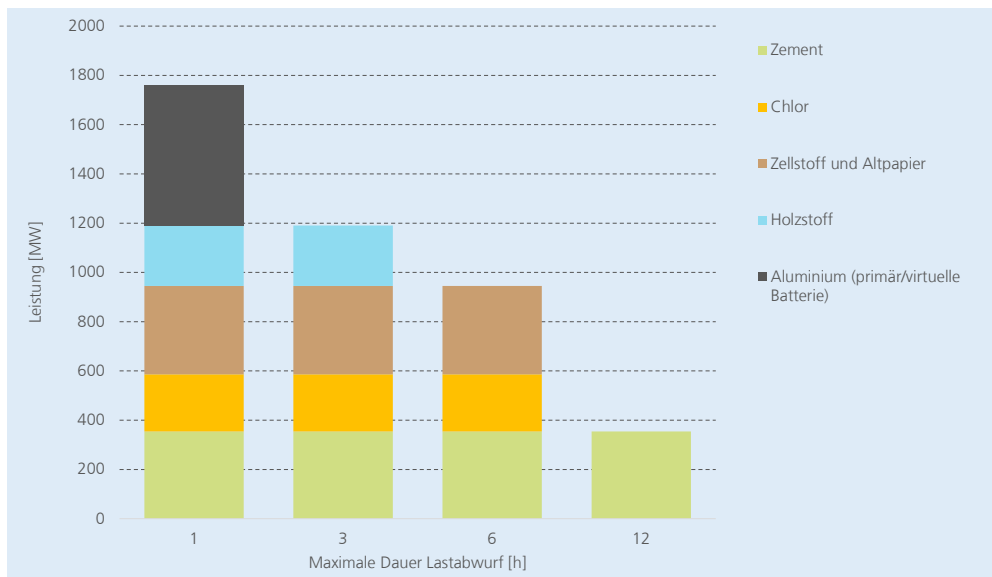
Durch diese Annahmen entsteht in Summe für das Jahr 2045 ein positives elektrisches Flexibilitätspotenzial von ca. 4,2 GW im Szenario direkt (Fokus auf direkte Elektrifizierung) und ca. 7,1 GW im Szenario indirekt (vermehrter Einsatz von strombasierten Gasen) (Abbildung 24). Dieses Potenzial geht in die Modellierung mit PowerFlex ein.

Abbildung 24: Positives Flexibilitätspotenzial aufgrund von Investition in zusätzliche Wärmeerzeugungskapazitäten (Hybridisierung) für das Jahr 2045



Neben positiven Lastmanagementpotenzialen besteht zudem im Ausnahmefall die Option des **Lastabwurfs**. Die im Industriesektor vorhandenen Lastabwurfpotenziale bestehen nur für wenige Stunden und belaufen sich in Summe auf knapp 1,8 GW (Abbildung 25). Diese Lastabwurfpotenziale sind jedoch nicht additiv zum Lastmanagementpotenzial zu verstehen: wird beispielsweise die Last einer Chlorelektrolyse ‚abgeworfen‘, so steht dieses Potenzial nicht parallel dem Lastmanagement zur Verfügung. Lastabwurf ist also nur in einzelnen Zeitschritten zusätzlich zur Lastreduktion im Rahmen des Lastmanagements durchführbar. Akteure im Strommarkt würden je nach Vertragssituation, Prozesssituation und möglichen Erlösen entscheiden, ob ein Lastabwurf oder Lastmanagement in Betracht kommt.

Abbildung 25: Maximal nutzbares Lastabwurfpotenzial im Jahr 2045 – Industrie



Quellen: Daten für Lastabwurf (Jetter et al. 2021)

Aus der **Umfrage sowie der Interviewstudie** mit den Unternehmen wurde identifiziert, dass eine Flexibilisierung lediglich für einen Teil der energieintensiven Industrieunternehmen als attraktiv und perspektivisch relevant wahrgenommen wird. Knapp ein Viertel der befragten 84 Unternehmen wendet dabei bereits heute eine zeitliche Verlagerung von Strombezug an. Dies erfolgt laut Unternehmensangaben meist aus Gründen der Spitzenlastkappung zur Reduktion des Leistungspreises der Netzentgelte sowie einer Ausnutzung von günstigen Strombezugszeiten (variabler Tarif). In den meisten Fällen wird die Produktion bzw. der Strombezug dabei mindestens einmal täglich um ein bis zwei Stunden oder mehr als fünf Stunden verschoben. Auch eine Hybridisierung, also der diversifizierte Einsatz unterschiedlicher Energieträger, wurde von einzelnen Unternehmen als Möglichkeit erachtet, um eine ausreichende Verfügbarkeit von Energieträgern zur Produktion sicherzustellen und von günstigen Energiepreisen zu profitieren. Unternehmen, die Strombezug bisher nicht zeitlich verlagern, gaben mehrheitlich an, dass die Flexibilisierung von Industrieprozessen zukünftig eher kein relevantes Thema sein wird. Gründe, die gegen eine zeitliche Verlagerung von Strombezug sprechen, sind aus Sicht der Unternehmen primär produktionsbezogene Faktoren, arbeits- und organisationsbezogene Faktoren sowie negative Kosten/Nutzen Aspekte.

Wesentliche Strommarkteffekte von Flexibilitätsoptionen sind ein erhöhter Einsatz von günstigen Stromerzeugungstechnologien (z.B. Wind und PV) bei einem entsprechend verringerten Einsatz von teuren Stromerzeugungstechnologien (z.B. Wasserstoffkraftwerke). Dadurch sinken die Kosten der Stromerzeugung und das Strompreisprofil wird geglättet. Die Abregelung von erneuerbaren Energien und die durch thermische Kraftwerke noch zu deckende Residuallast gehen zurück. Die verschiedenen Flexibilitätsoptionen stehen dabei in Konkurrenz zueinander. Entscheidend für den Einsatz sind einerseits die aus Angebot und Nachfrage resultierende Strompreisspanne und andererseits die spezifischen Grenzkosten und die mögliche Dauer der Flexibilitätsbereitstellung. Für industrielles Lastmanagement ergeben sich aufgrund hoher Grenzkosten und kurzer Bereitstellungsdauer nur geringe Einsatzzeiten. Die Flexibilitätsoption »hybride Prozesswärmebereitstellung« kann auch über lange Zeiträume eingesetzt werden und die Stromnachfrage während einer »Dunkelflaute« dauerhaft reduzieren.

Strommarkteffekte durch Lastmanagement

Eine wichtige Einflussgröße für den Einsatz der Flexibilitätsoptionen ist der Strompreis. Bei einem niedrigen Strompreis lohnt es sich, die Stromnachfrage zu erhöhen bzw. Strom einzuspeichern, um danach bei einem hohen Strompreis die Stromnachfrage zu reduzieren bzw. Strom auszuspeichern. Die durch den Preisunterschied erzielte Einsparung bei den Strombezugskosten muss dabei die mit dem Einsatz der Flexibilitätsoption einhergehenden Effizienz- und Speicherverluste sowie die variablen Kosten der Flexibilitätsbereitstellung mit beinhalten.

In Tabelle 6 sind typische Werte für Effizienz- und Speicherverluste sowie variable Kosten bei verschiedenen Flexibilitätsoptionen am Strommarkt dargestellt. Als Flexibilitätsoptionen werden vier Lastmanagement Technologien und zwei Speichertechnologien (Batterien und Pumpspeicherkraftwerke) betrachtet.

Tabelle 6: Typische Werte für Effizienz- und Speicherverluste sowie variable Kosten bei verschiedenen Flexibilitätsoptionen am Strommarkt

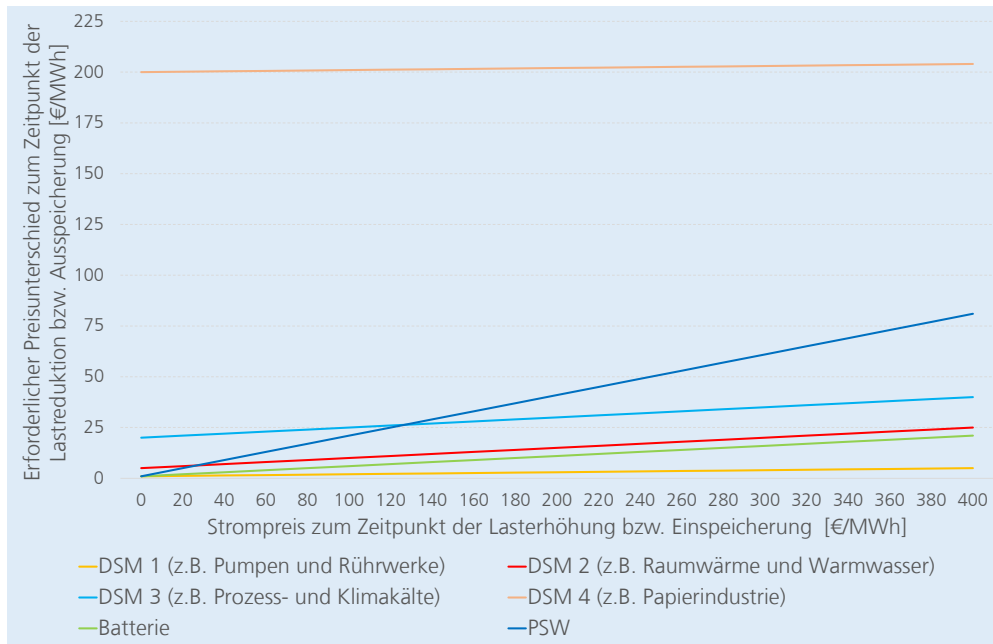
Parameter	Flexibilitätsoption					
	DSM 1	DSM 2	DSM 3	DSM 4	Batterie	PSW
Effizienz- oder Speicherverluste	1 %	5 %	5 %	1 %	5 %	20 %
variable Kosten [€/MWh]	1	5	20	200	1	1

Abbildung 26 zeigt in Abhängigkeit des Strompreises zum Zeitpunkt der Lasterhöhung (bzw. Einspeicherung) den Preisunterschied, den die betrachteten Flexibilitätsoptionen mindestens am Strommarkt zum Zeitpunkt der Lastreduktion (bzw. Ausspeicherung) erzielen müssen, um ihre Effizienz- und Speicherverluste sowie variablen Kosten zu decken. Hohe variable Kosten stellen einen deutlichen Malus im Vergleich zu den konkurrierenden Flexibilitätsoptionen dar. Die Einsatzreihenfolge ist deshalb über weite Strecken des Strompreisbereichs größtenteils klar: »DSM 1 (z.B. Pumpen und Rührwerke)« vor »Batterie« vor »DSM 2 (z.B. Raumwärme und Warmwasser)« vor »Batterie« vor »DSM 3 (z.B. Prozess- und Klimakälte)« vor »Pumpspeicherkraftwerk« vor »DSM 4 (z.B. Papierindustrie)«.

Bei niedrigen Strompreisen tritt der Nachteil von höheren Effizienz- oder Speicherverlusten in den Hintergrund. So ist bei einem Strompreis von kleiner 130 €/MWh die Flexibilitätsoption »Pumpspeicherkraftwerk« ökonomisch im Vorteil gegenüber der Flexibilitätsoption »DSM 3 (z.B. Prozess- und Klimakälte)«. Bei hohen Strompreisen ist es umgekehrt: der Malus von hohen variablen Kosten wird ab einem gewissen Schwellwert durch geringere Effizienzverluste ausgeglichen. Der Strompreis muss allerdings auf über 1.000 €/MWh steigen, damit die Flexibilitätsoption »DSM 4 (z.B. Papierindustrie)« ökonomisch vorteilhafter wird als die Flexibilitätsoption »Pumpspeicherkraftwerk«. Dabei wird deutlich, dass industrielles Lastmanagement mit seinen häufig hohen variablen Kosten am hinteren Ende der Einsatzreihenfolge steht. Industrielles Lastmanagement wird nur dann zum Einsatz kommen, wenn die konkurrierenden Flexibilitätsoptionen bereits eingesetzt wurden und darüber hinaus noch Flexibilitätsbedarf besteht.

Daher ist zu erwarten, dass sich für industrielles Lastmanagement nur geringe Einsatzzeiten in der Strommarktmodellierung ergeben werden. Infolgedessen wird es auch nur in begrenztem Umfang zu Effekten auf die CO₂-Emissionen im Stromsektor und die Integration von erneuerbaren Energien kommen. Bei der Höhe der noch zu deckenden Residuallast kann es jedoch zu einer nennenswerten Kappung in den betroffenen Stunden kommen.

Abbildung 26: Grenzkosten der Flexibilitätsbereitstellung in Abhängigkeit des Strompreises zum Zeitpunkt der Lasterhöhung bzw. Einspeicherung

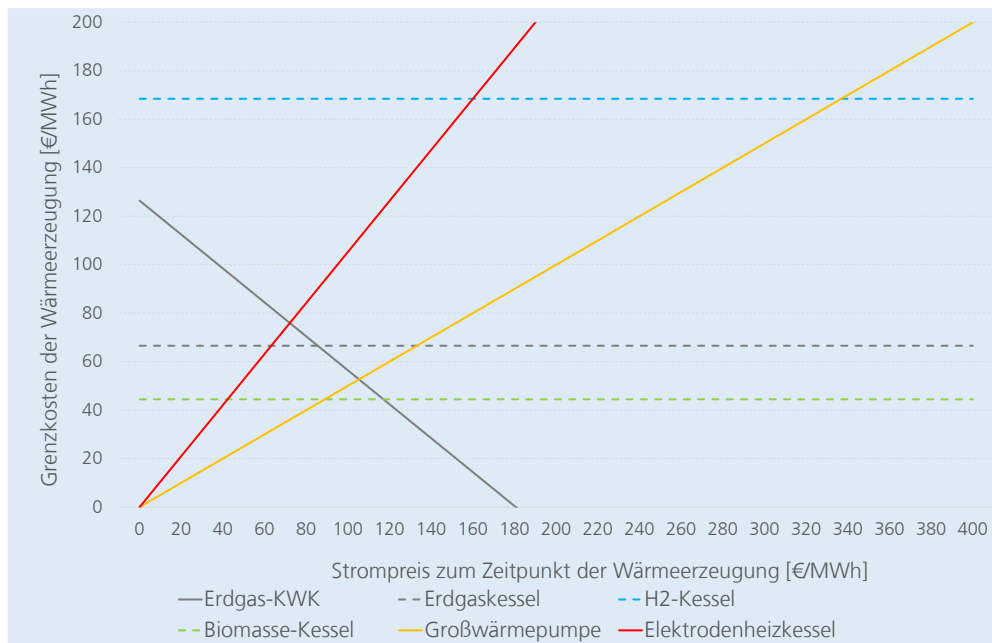


Strommarkteffekte durch Hybridisierung der industriellen Prozesswärmeerzeugung

Auch die Einsatzreihenfolge der einzelnen Wärmeerzeugungstechnologien hängt bei einem hybriden Anlagenpark vom jeweiligen Strompreis ab. Bei geringen Strompreisen sind die elektrischen Prozesswärmeerzeuger und bei hohen Strompreisen KWK-Anlagen ökonomisch vorteilhaft. Die Grenzkosten von brennstoffbasierten Kesseln sind unabhängig vom Strompreis.

Flexibilität für den Strommarkt wird von hybriden Anlagenparks zur industriellen Prozesswärmeerzeugung dadurch bereitgestellt, indem bei niedrigen Strompreisen vorrangig elektrische Wärmeerzeugungstechnologien und bei hohen Strompreisen KWK-Anlagen oder brennstoffbasierte Kessel eingesetzt werden. Die Grenzkosten der Wärmebereitstellung zeigt Abbildung 27 exemplarisch für das Szenario »indirekte Elektrifizierung« im Jahr 2035.

Abbildung 27: Grenzkosten der Wärmebereitstellung im Szenario »indirekte Elektrifizierung« für das Jahr 2035



Anders als bei Lastmanagement, wo ein Bereitstellungszyklus für Flexibilität auf wenige Stunden begrenzt ist, kann die Flexibilität von hybriden Anlagenparks zeitlich unbegrenzt bereitgestellt werden. Der limitierende Faktor für das nutzbare Flexibilisierungspotenzial ist einzig die Höhe der Überbauung.

Daher ist zu erwarten, dass sich für die Flexibilitätsoption »hybride Prozesswärmebereitstellung« größere Einsatzzeiten in der Strommarktmodellierung ergeben werden. Die Einsatzprofile können sich dabei auch über einen längeren Zeitraum erstrecken und beispielsweise die Stromnachfrage in einer »Dunkelflaute« dauerhaft reduzieren. Infolgedessen wird es zu sichtbaren Effekten im Stromsektor kommen.

Strommarkteffekte durch Lastabwurf

Lastabwurf steht als letzte Option am Ende der Einsatzreihenfolge von Flexibilitätsoptionen und wird deshalb nur punktuell eingesetzt. Die Strommarkteffekte beschränken sich dadurch auf die Verringerung einer eventuellen Kapazitätslücke im thermischen Kraftwerkspark um bis zu zwei Gigawatt.

1 2

Auswirkungen der Elektrifizierung- und Flexibilisierung der Industrie auf die Stromnetze

Die Elektrifizierung der Industrie führt zu einem steigenden Strombedarf, der neue Anforderungen vor allem an die Übertragungsnetze stellt. Der aktuell geplante Netzausbau kann mit dieser Entwicklung nicht Schritt halten, wodurch der Redispatch-Bedarf über die Zeit zunimmt. Die grundlegenden Engpassmuster im Netz bleiben dabei bestehen und verstärken sich. Die Integration von Elektrolyseuren führt zu einer Verringerung der erforderlichen Redispatch-Mengen durch die Möglichkeit, überschüssige Energie in Wasserstoff umzuwandeln.

Die Auswirkungen der Elektrifizierung der Industrie auf die Stromnetze wurden anhand von sechs Szenarien untersucht. Die Analyse fokussiert sich auf das deutsche Übertragungsnetz, d.h. die höchsten Spannungsebenen von 220 und 380 kV. Berücksichtigt werden dabei die tatsächlichen Standorte der aktuell existierenden relevanten Industriebetriebe mit hohen (zukünftigen) Strombedarfen. Abbildung 28 zeigt die geografische Verteilung der Stahl- und Zementproduktion im deutschen Übertragungsnetz für die Jahre 2019 und 2030, wobei die Größe der Kreise den prozentualen Produktionsanteil am jeweiligen Netzknoten darstellt.

Es werden hier verschiedene Szenarien untersucht, die sich in den drei folgenden Hauptaspekten unterscheiden:

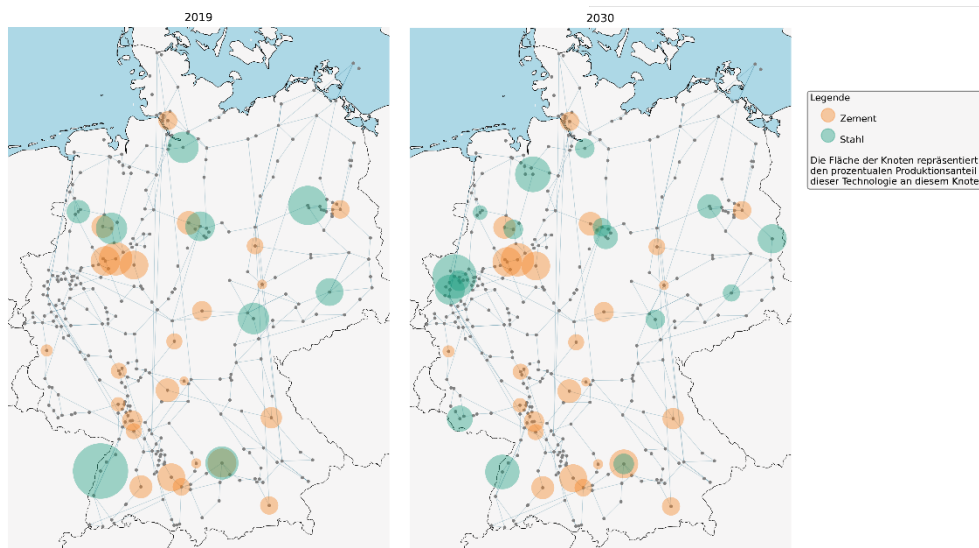
- (1) dem Grad der industriellen Elektrifizierung (Referenz vs. Elektrifizierung),
- (2) der Bereitstellung von Flexibilität durch die Industrie (Flex vs. NonFlex) und
- (3) der Integration von Wasserstoff-Elektrolyseuren (H2 vs. non-H2).

Tabella 7: Szenarienbeschreibung

Szenarioname	Beschreibung	Bezug zu Kapitel 2
Ref-NonFlex	Status quo ohne Elektrifizierung und ohne Flexibilität	Baseline
Ref-Flex	Status quo mit Flexibilitätsmaßnahmen	Baseline
EI-NonFlex	Elektrifizierung ohne Flexibilitätsmaßnahmen	Kons _{elek}
EI-Flex	Elektrifizierung mit Flexibilitätsmaßnahmen	Kons _{elek}
H2-NonFlex	Fokus auf Wasserstoff (PtX) ohne Flexibilitätsmaßnahmen	Kons _{ptx}
H2-Flex	Fokus auf Wasserstoff (PtX) mit Flexibilitätsmaßnahmen	Kons _{ptx}

Im Szenario »Flex« wird die Flexibilisierung der Stahl- und Zementindustrie untersucht, zwei Branchen, die aufgrund ihrer hohen Emissionen und Energieverbräuche ausgewählt wurden (Stoy et al. 2022). Die Modellierung basiert auf einem zweistufigen Gebotsverhalten am Strommarkt: Ein Teil der Last wird zu niedrigen Preisen als unflexibel angeboten, während der andere Teil als flexible Last mit höheren Preisen angeboten wird. Diese Preisdifferenz spiegelt die zusätzlichen Opportunitätskosten wider, die durch die Flexibilisierung der Produktionsprozesse entstehen. Im Gegensatz dazu wird im Szenario »NonFlex« keine Flexibilität berücksichtigt, wodurch alle industriellen Prozesse als unflexibel modelliert werden.

Abbildung 28: Verteilung der Stahl- und Zementproduktion im deutschen Übertragungsnetz: a) 2019 b) 2030. Die Größe der Kreise repräsentiert den prozentualen Produktionsanteil dieser Technologie an den jeweiligen Knoten



Auswirkungen der Elektrifizierung- und Flexibilisierung der Industrie auf die Stromnetze

Die Modellergebnisse zeigen, dass die Elektrifizierung der Industrie zu einem erhöhten Redispatch-Bedarf führt. Dies ist insbesondere auf die zusätzliche wenig flexible Stromnachfrage an den Industriestandorten zurückzuführen.

Die grundlegenden Engpassmuster im Übertragungsnetz bleiben trotz der Elektrifizierung weitgehend bestehen. Wie in Abbildung 28 a und b zu sehen ist, sind die gleichen Leitungen von Engpässen betroffen, jedoch unterscheidet sich die Höhe des benötigten Redispatch an den einzelnen Netzknoten. Der langsame Netzausbau stellt dabei eine zentrale Herausforderung dar, die auch durch die am Energy-Only-Markt angebotene industrielle Flexibilität nicht vollständig kompensiert werden kann.

Tabelle 8: Entwicklung der Redispatch-Mengen in verschiedenen Szenarien (Summe aus Hoch- und Runterregelung)

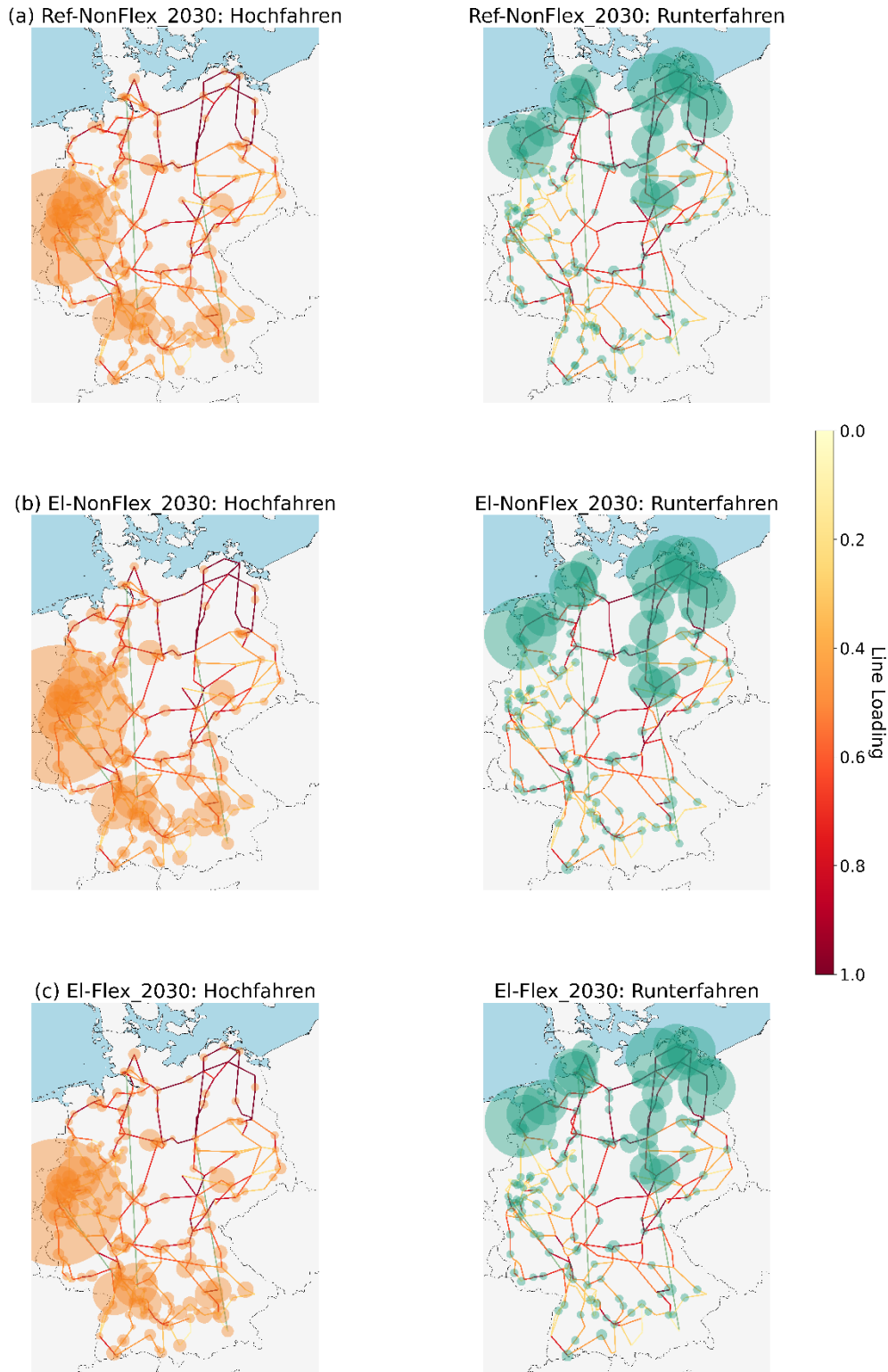
Szenario	2019 (TWh/Jahr)	2030 (TWh/Jahr)	2045 (TWh/Jahr)
Ref-NonFlex	19,2	27,8	35,4
Ref-Flex	18,9	26,5	33,8
EI-NonFlex	22,4	32,6	41,2
EI-Flex	21,8	31,2	39,5
H₂-NonFlex	20,1	28,9	36,7
H₂-Flex	19,6	27,4	34,9

In den H₂-Szenarien zeigt sich durch die Integration von Elektrolyseuren eine Verringerung der erforderlichen Redispatch-Mengen. Die Standorte der Elektrolyseure wurden so gewählt, dass sie sich in unmittelbarer Nähe von energieintensiven Industrien wie Stahlwerken und Zementindustrie befinden, um die Wasserstoffnachfrage direkt zu bedienen. Ihre Kapazitäten wurden basierend auf den Ergebnissen des REMod-Modells festgelegt, um eine bedarfsgerechte und effiziente Wasserstoffproduktion zu gewährleisten. Durch die Möglichkeit, günstige lokale Strommengen erzeugungsnah in Wasserstoff umzuwandeln, können Netzengpässe teilweise reduziert werden. Wie in Tabelle 8 zu sehen ist, steigt der Redispatch-Bedarf über die Jahre trotz des geplanten Netzausbaus kontinuierlich an. Dies verdeutlicht, dass der Netzausbau mit der zunehmenden

den Elektrifizierung und dem damit verbundenen Anstieg der Stromnachfrage nicht Schritt halten kann.

Auswirkungen der Elektrifizierung- und Flexibilisierung der Industrie auf die Stromnetze

Abbildung 29: Geografische Darstellung des Redispatch-Bedarfs: a) Referenzszenario b) Elektrifizierungsszenario ohne Flexibilität c) Elektrifizierungsszenario mit Flexibilität

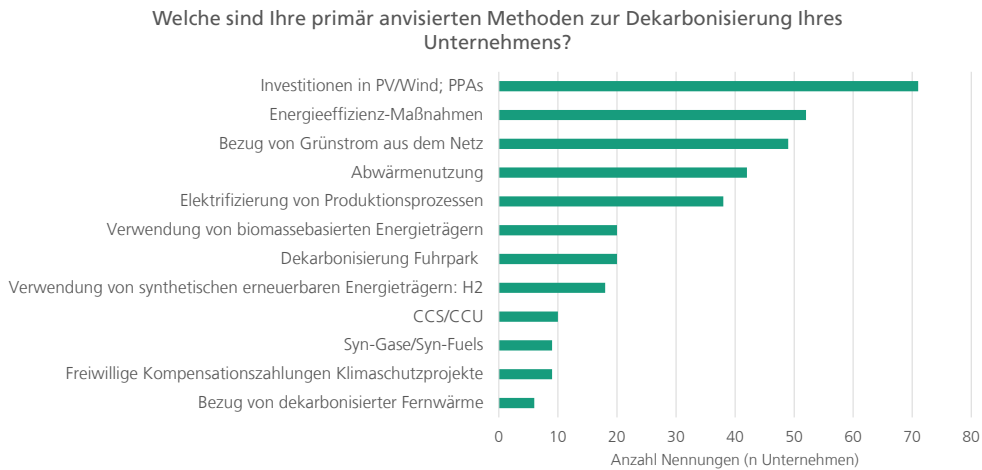


Viele Unternehmen der energieintensiven Industrie streben eine Elektrifizierung ihrer industriellen Prozesse an. Dies zeigen die Ergebnisse der im Projekt erfolgten Unternehmensbefragungen. Dabei sind sie mit zahlreichen Herausforderungen konfrontiert, die technische, finanzielle, regulatorische, aber auch organisatorische Aspekte umfassen. Auf der Makroebene sind u.a. die politischen Rahmenbedingungen, die zukünftigen Energiepreisentwicklungen, die Verfügbarkeit von Technologien und Energie zur Dekarbonisierung sowie die Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit eine entscheidende Rolle. Planungssicherheit hinsichtlich der Verfügbarkeit (kostengünstigen) Grünstroms und Wasserstoffs sowie ausreichende Netzanschlusskapazitäten wurden von den befragten Unternehmen übergreifend als essenziell erachtet, um in Elektrifizierungsmaßnahmen zu investieren. Jedoch sind auch unternehmensinterne Faktoren, wie eine ambitionierte Führung und Innovationskultur, relevante Einflussfaktoren auf die Dekarbonisierungsanstrengungen. Kleine und mittelständige Unternehmen benötigen zusätzliche Unterstützung bei der Transformation.

In der Online-Befragung von Unternehmen der energie-intensiven Industrie (Hintergrund siehe Kapitel 15) gab ein Großteil befragten Unternehmen an, bereits eine Klimaneutralitätsstrategie zu planen, derzeit zu erstellen oder bereits veröffentlicht zu haben. Über die Hälfte dieser Unternehmen hat dafür ein Zieljahr definiert, wobei das Jahr 2045 am häufigsten genannt wurde. Es gibt jedoch auch Unternehmen, insbesondere aus den Bereichen Metallbearbeitung, Papierindustrie, Maschinenbau und Metallherzeugung, die nach eigener Angabe bereits bis zum Jahr 2030 Klimaneutralität anstreben. Fast alle befragten Unternehmen streben an, mindestens ihre Scope 2 Emissionen in ihre Klimaneutralitätsstrategien einzubeziehen.

Abbildung 30 zeigt die primär anvisierten Methoden zur Dekarbonisierung der befragten Unternehmen. Der Bezug von bzw. eigene Investitionen in Grünstrom, Energieeffizienzmaßnahmen sowie die Elektrifizierung von Produktionsprozessen erscheinen für die befragten Unternehmen besonders relevante Strategien zur Dekarbonisierung zu sein.

Abbildung 30: Primär anvisierte Dekarbonisierungsoptionen der befragten Unternehmen



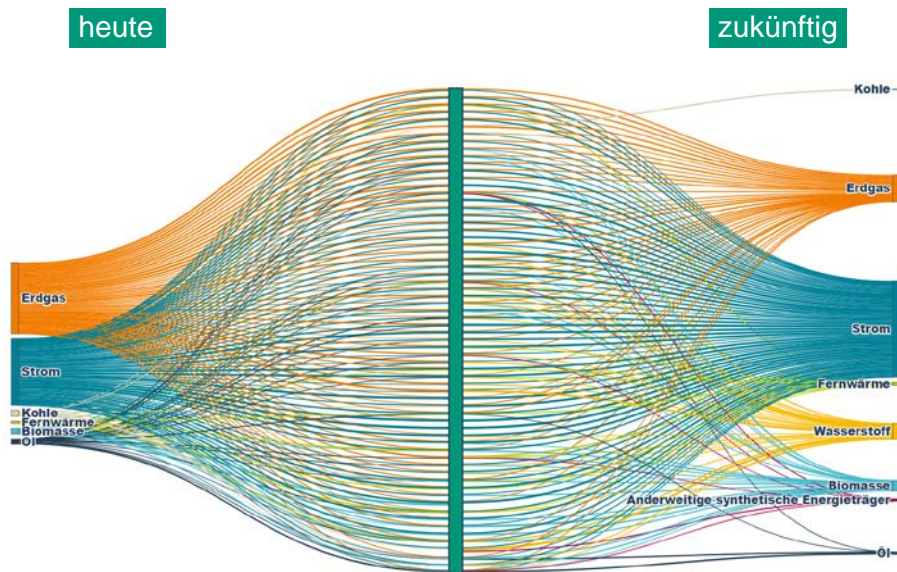
Hinweis: Mehrfachantworten möglich.

Die Elektrifizierung von Produktionsprozessen wurde von knapp der Hälfte der Unternehmen als primäre Dekarbonisierungsoption erachtet. Die Verwendung von Wasserstoff als synthetischen erneuerbaren Energieträger wird hingegen von weniger als einem Viertel der befragten Unternehmen angestrebt. Dies spiegelt sich auch in Ergebnissen bezüglich der heutigen vs. zukünftigen¹ Energieträgerverwendung wider. Zwei Drittel der Unternehmen, die heute Erdgas verwenden, gaben an, Erdgas auch zukünftig weiterhin verwenden zu wollen. Dabei könnte aus Unternehmensperspektive der Anteil von Erdgas von derzeit durchschnittlich 46 auf 28 % am Gesamtenergieverbrauch zurückgehen. Strom wird derzeit von allen befragten Unternehmen eingesetzt. Der durchschnittliche Anteil von Strom am Gesamtenergieverbrauch der befragten Unternehmen könnte zukünftig von 44 auf 64 % zunehmen.² In Abbildung 31 ist der durch die Unternehmen geschätzte heutige vs. zukünftige Anteil der jeweiligen Energieträger am Gesamtenergieverbrauch über die Unternehmen hinweg dargestellt. Berücksichtigt in der Darstellung ist sowohl die Anzahl an Nennungen als auch die jeweiligen angegebenen Anteile am Gesamtenergieverbrauch.

¹ In der Studie wurde kein Zeitraum angegeben, es wurde lediglich nach der heutigen vs. zukünftigen anteiligen Energieträgerverwendung gefragt.

² Hierbei ist zu beachten, dass die Anteile am Gesamtenergieverbrauch sowohl für die heutigen als auch zukünftigen Angaben eine hohe Varianz zwischen den Unternehmen aufweisen. Die Standardabweichung bzgl. der mittleren Anteile liegt jeweils zwischen 24 und 30 %.

Abbildung 31: Anteil Energieträger am Gesamtenergieverbrauch der befragten Unternehmen heute und in der Zukunft



Was sagt die Industrie?
Ergebnisse sozialempirischer
Forschung

Für einen Großteil der befragten Unternehmen ist zudem ein vorzeitiger Austausch der mit fossilen Brennstoffen betriebenen Technologien und Verfahren vor Ende deren eigentlicher Lebensdauer eine Option. Dies ist insofern relevant, da technisch mögliche Lebensdauern fossiler Technologien somit nicht vollständig realisiert werden, auch wenn heute noch Investitionsentscheidungen für fossile und gegen strombasierte Lösungen getroffen werden. Dies hat Einfluss auf Austauschraten, die u. a. in Modellen angenommen werden.

Die befragten Unternehmen gaben folgende Aspekte als Voraussetzungen bzw. Entscheidungsfaktoren für eine Dekarbonisierung ihrer industriellen Prozesse an:

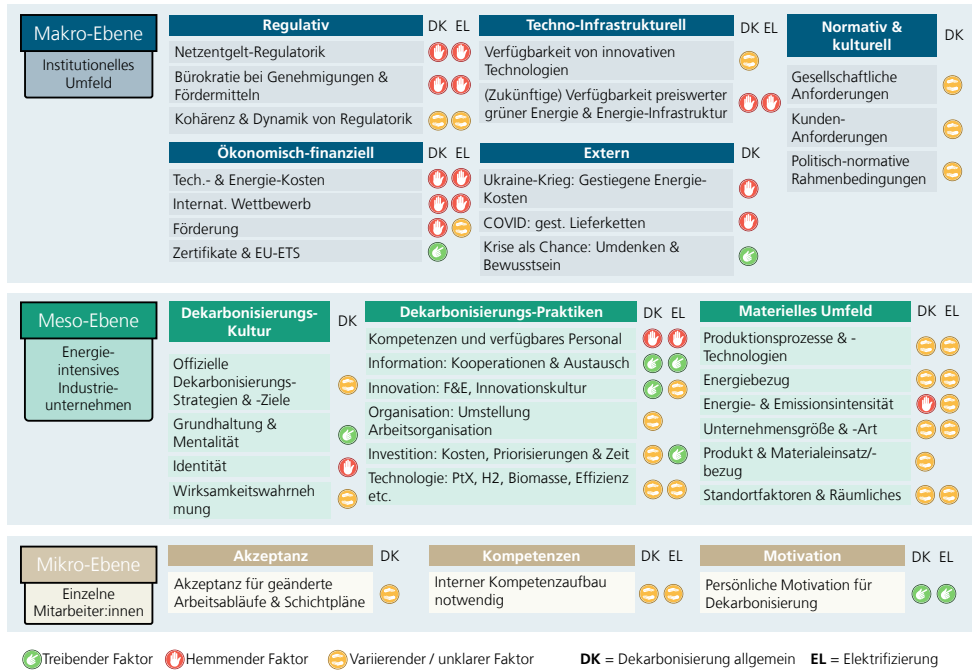
- die Wirtschaftlichkeit von Investitionen,
- die Verfügbarkeit geeigneter Technologien zur Elektrifizierung industrieller Prozesse,
- die Verfügbarkeit grüner Energie (Grünstrom, Wasserstoff, Biomasse/Biogas/Biomethan),
- geringere Energiepreise, insbesondere für Strom und Wasserstoff,
- die Bereitstellung entsprechender Fördermittel,
- ein notwendiger Ausbau der Stromnetz-Infrastruktur,
- verlässliche und schlankere politische Rahmenbedingungen,
- die Sicherstellung internationaler Wettbewerbsfähigkeit,
- die ökonomische Gesamtsituation (hinsichtlich konjunktureller Aussichten, Investitionsklima),
- sowie Bürokratieabbau.

Darüber hinaus erfolgte im Rahmen der Interview-Studie ein deep-dive in die Dekarbonisierungsbestrebungen und die dafür förderlichen sowie hemmenden Faktoren aus Unternehmensperspektive. In Abbildung 32 sind die zentralen Erkenntnisse zusammengefasst. Basierend auf dem kulturell-institutionellen Ansatz für Entscheidungsfindung nach König (2020b) und König (2020a) wurden relevante Faktoren für Investitionen in Dekarbonisierungsmaßnahmen auf der Makro-, Meso- und Mikroebene zusammengefasst.

mengefasst. In der Klassifizierung wird unterschieden nach Aussagen, die sich auf Dekarbonisierung im Allgemeinen, Elektrifizierung und Flexibilisierung beziehen (»DK«), sowie Aussagen, welche spezifisch für Elektrifizierung getroffen wurden (»EL«).

Was sagt die Industrie?
Ergebnisse sozialempirischer
Forschung

Abbildung 32: Relevante Aspekte bei der Dekarbonisierung und Elektrifizierung der Industrie – Interviewergebnisse



Die Entscheidung für eine Investition in Dekarbonisierungsmaßnahmen wird nach Aussage der Unternehmensvertreter*innen primär durch Faktoren auf der Makroebene bestimmt. Insbesondere finanzielle, regulatorive und techno-infrastrukturelle Faktoren wurden als Hemmnisse wahrgenommen. Auf der Mesoebene wurden Informationsaustausch oder das Vorhandensein einer Innovationskultur als förderliche Faktoren betont. Auch das materielle Umfeld, also die Kontextfaktoren der industriellen Produktion wirken nach Aussage der Unternehmen auf die Dekarbonisierungsstrategien. Die Mikroebene, also hemmende und förderliche Aspekte auf Mitarbeiterebene, wurde als relevant, jedoch weitaus weniger thematisiert. Im Bereich Flexibilität sind Akzeptanz für die Änderung von Arbeitsabläufen oder Kompetenzaufbau thematisierte Faktoren.

Mit Fokus auf Elektrifizierung ist festzuhalten, dass die Mehrheit der interviewten Unternehmen diese spezifische Dekarbonisierungsmaßnahme als zumindest teilweise zielführend bewertete. Nur zwei von 14 Unternehmen, beide Teil der Zementindustrie, lehnten Elektrifizierung mit dem Verweis auf fehlende Grünstromverfügbarkeit und der Notwendigkeit von CO₂-Abscheidung, -Speicherung und -Verwertung ab. Auch für Investitionen in Prozesselektrifizierung wurden finanzielle, regulatorive und techno-infrastrukturelle Faktoren als besonders hemmend eingeschätzt. Im Vergleich zu den als relevant identifizierten Aspekten für die Dekarbonisierung allgemein (siehe Abbildung 32), spielen externe sowie normative und kulturelle Faktoren für die Elektrifizierung in den Interviews eine eher untergeordnete Rolle. Auf der Mesoebene bleiben Faktoren des materiellen Umfelds und der Dekarbonisierungskultur entscheidend. Auf der Mikroebene wurden Kompetenzen und Motivation der Mitarbeitenden weiterhin als wichtig beurteilt.

Techno-ökonomische und regulatorische Hemmnisse einer Elektrifizierung

Was sagt die Industrie?
Ergebnisse sozialempirischer
Forschung

Im Rahmen von IND-E wurden zudem eine breite Literaturstudie sowie Stakeholder-Interviews durchgeführt, um techno-ökonomische Barrieren und Hemmnisse für eine industrielle Elektrifizierung zu erfassen¹. Dabei wurden Vertreter*innen von Interessenverbänden, Forschung und politischen Entscheidungsträger*innen befragt. Die Befragung dieser Multiplikatoren ergänzte die durchgeführten Interviews auf Unternehmensebene, die ebenso in diesem Kapitel vorgestellt wurden. Dadurch konnten verschiedene Perspektiven auf die Elektrifizierung von Prozessen in Unternehmen aufgegriffen werden. Für die Kontextualisierung der Interviews ist zu nennen, dass diese im Jahr 2022 während der Energiepreiskrise durchgeführt wurden.

Zwischen den beiden Interviewstudien konnten sich Gemeinsamkeiten und Unterschiede herauskristalisieren und genannte Barrieren wurden bestätigt oder widerlegt. Insbesondere die Hemmnisse hoher Strompreise und eines mangelnden Ausbaus erneuerbarer Energien und der Stromnetze konnte in beiden Untersuchungen bestätigt werden.

Stakeholder nannten eine große Bandbreite zentraler Hemmnisse für die Elektrifizierung der Industrie. Diese sind in Abbildung 33 dargestellt und können in die Kategorien Betriebskosten, Investitionen und nicht-finanzielle Hemmnisse unterteilt werden. Basierend auf den Erkenntnissen der Interviews wurden die Hemmnisse anhand ihres Schweregrads und der Häufigkeit ihrer Nennung bewertet.

Abbildung 33: Darstellung der in den Interviews thematisierten und gewichteten Hemmnisse einer Elektrifizierung.

Betriebskosten	Investitionen	Nicht-finanzielle
Hohe Strompreise --	Hohe Investitionskosten und lange Amortisationszeiten -	Verfügbarkeit erneuerbarer Energien --
Strommarktdesign und Kopplung des Gas und Strompreises -	Finanzieller Fokus der Berichterstattung (-)	Begrenzter technologischer Entwicklungsstand -
Steuern, Abgaben und Umlagen des Strompreises -	Fehlende Investitionsmittel (-)	Begrenzte Kapazität des Netzanschlusses -
Fehlende Lenkungswirkung des EU ETS (-)	Steuerausnahmen und Förderung von KWK-Anlagen (-)	Mangelnde Kapazität von BImSchG-Genehmigungsbehörden (-)
Niedrige und volatile Zertifikatspreise (-)		
Freie Zuteilung von Zertifikaten (-)		
Netznutzungskosten -		
Leistungspreis -		
§19 (2) Stromnetzentgelteverordnung -		

¹ Eine detaillierte Darstellung und zentrale Punkte in Bezug auf techno-ökonomische und regulatorische Faktoren, finden sich im noch im Prozess der Veröffentlichung befindlichen Papier mit dem Titel „Governance industrial electrification: Barriers for the application of electricity-based technologies in the German industry“, siehe Kapitel 16.

Hemmnisse im Bereich der Betriebskosten

Als ein zentrales Hindernis einer Elektrifizierung wird von Stakeholdern die Höhe der Strompreise im Verhältnis zu Erdgaspreisen wahrgenommen. So ist laut Stakeholdern unter heutigen Rahmenbedingungen die Erzeugung von Wärme basierend auf Erdgas kosteneffizienter als der Einsatz von strombasierten Technologien. Zwar seien strombasierte Technologien in der Regel effizienter, die höheren Energiekosten können sie hingegen nicht aufwiegen. Strombasierte Technologien seien daher in vielen Fällen nicht wirtschaftlich im Vergleich zur fossilen Alternative. In diesem Rahmen wurden von Stakeholdern das heutige Strommarktdesign und die zeitweise Kopplung von Erdgas- und Strompreis als Hemmnis bezeichnet.

Als zentrales Instrument wurde von Stakeholdern CCfDs erachtet. Durch CCfDs können sich Unternehmen die Mehrkosten von Investitionen und des Einsatzes strombasierter Technologien von staatlicher Seite fördern lassen, wenn diese zur Emissionsreduktion unter der Verwendung von Grünstrom beitragen. Dazu wurde vereinzelt die Sorge geäußert, dass eine Vergabe der Förderung basierend auf deren Klimaschutzwirksamkeit dazu führen könnte, dass einzelne Unternehmen mit potenziell geringer Emissionsersparung pro Euro Förderung im Wettbewerb um die Förderung ausscheiden.

Für die energieintensive Industrie wurden Strompreisbestandteile und Stromnetzentgelte als geringes Hemmnis erachtet, da in diesem Bereich verschiedene Ausnahmen für industrielle Verbraucher existieren. Bei Verbrauchern ohne diese Privilegien stellen diese Kosten hingegen sehr wohl ein Hemmnis dar. Insbesondere die Netzentgelte werden als problematisch erachtet. Denn die Netzentgelte können dazu beitragen, dass der Strompreis signifikant erhöht wird, was sich zu Ungunsten einer Elektrifizierung auswirken kann. Die Wirkung des EU-ETS 1 wurde hingegen als ausreichend erachtet, um langfristig einen Wechsel von fossilen Energieträgern hin zu Strom anzustoßen.

Hemmnisse im Bereich der Investitionskosten

Im Bereich der Investitionskosten würden Unternehmen vor den höheren Investitionskosten strombasierter Technologien zurückschrecken. Auch sei problematisch, dass längere Amortisationszeiten strombasierter Technologien den bisherigen gewohnten kurzfristigen Investitionslogiken entgegenlaufen. Um diese Hindernisse zu überwinden, können staatliche Anschubfinanzierungen oder CCfDs helfen und so Investitionen in strombasierte Technologien, wie etwa Wärmepumpen, elektrische Boiler oder Infrarot-Strahler, attraktiver machen.

Darüber hinaus wurden nur wenige Hürden von Stakeholdern benannt. Vereinzelt wurde berichtet, dass die Berichterstattung von Unternehmen auf finanziellen Erfolg fokussieren würde und Nachhaltigkeit nicht berücksichtige. Diese Hürde wurde jedoch auf europäischer Ebene bereits durch die Corporate Sustainability Reporting Directive adressiert. Fehlende Investitionsmittel seitens der Unternehmen wurden ebenso als gering wirkendes Hemmnis bezeichnet, da es im Kapitalmarkt leicht möglich sei ausreichende Finanzierung zu erhalten. Steuerliche Ausnahmen für KWK-Anlagen und damit ein finanzieller Vorteil gegenüber strombasierten Wärmeerzeugungstechnologien wurden nur als geringes Hemmnis beurteilt, da deren Förderung auf lange Sicht abgeschafft würde.

Nicht-finanzielle Hemmnisse

Grundlage für den Einsatz von strombasierten Technologien ist einerseits die ausreichende Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien als auch ein ausreichender Ausbau der Netzinfrastruktur. Denn ohne die zweite ist es nicht möglich eine ausreichende Menge an Strom zu industriellen Betrieben zu übertragen. Es sei zentral, dass ein zügiger Ausbau erneuerbarer Energien erfolgt, der nicht durch einen unzureichenden Netzausbau gebremst würde. Insbesondere auf Verteilnetzebene, könne ein unzureichend

ausgebautes Verteilnetz dazu führen, dass ein Mehrbezug an Strom für industrielle Unternehmen nicht möglich ist.

Neben der Benennung der fehlenden Netzanbindung wurde durch die interviewten Personen als weiteres Hemmnis der technologische Stand im Hochtemperaturbereich genannt. Dieser sei noch nicht ausreichend, um strombasierte Technologien in der Praxis einzusetzen. In diesem Bereich seien weitere Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten notwendig. Als ein weiteres Hemmnis wurden mangelnde Kapazitäten von Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG)-Genehmigungsbehörden bezeichnet. Die Wirkung dieses Hemmnis sei jedoch weniger gravierend einzuschätzen, da auf einen langen Genehmigungsprozess schlussendlich eine Genehmigung erfolge.

Flexibilisierung

Im Bereich der Flexibilisierung von industriellen Prozessen können für die energieintensive Industrie die Regelungen der individuellen Netzentgelte nach §19(2) Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) ein Hindernis darstellen. Diese Regelung reizt einen starren, Bandlast-Stromverbrauch oder einen Verbrauch außerhalb a-priori festgelegter Hochlastzeitfenster an. Denn werden diese Rahmenbedingungen eingehalten, werden die Netzentgelte zu großen Teilen erlassen. Dies ist gleichbedeutend damit, dass eine Anpassung des Stromverbrauchs in Abhängigkeit von erneuerbaren Energien zu einem Verlust dieses Privilegs führen kann. Eine Flexibilisierung der Produktionsprozesse, um etwa einem günstigen Börsenstrompreis zu folgen, wird von Unternehmen somit nicht in Erwägung gezogen, da die durch einen flexiblen Betrieb erwirtschafteten Kostensparnisse nicht die Kosten eines Privilegienverlusts im Rahmen der Netzentgelte aufwiegen können.

Im Jahr 2024 startete daher die Bundesnetzagentur, die die Gestaltungshoheit im Bereich der Netzentgelte innehat, einen Konsultationsprozess in Bezug auf eine Überarbeitung der individuellen Netzentgelte¹.

Was sagt die Industrie?

Ergebnisse sozioempirischer

Forschung

¹ Siehe

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240724_IndustrieNE.html/
(letzter Zugriff am 09.12.2024)

1 4 Fazit

Bis zum Jahr 2045 soll in Deutschland das Ziel der Klimaneutralität erreicht werden. Wesentliche Hebel zur Erreichung der Klimaschutzziele im Industriesektor sind der Wechsel zu erneuerbaren Energieträgern durch den Einsatz alternativer Technologie und die Energienachfragereduktion durch Effizienzsteigerungen. Aber auch Maßnahmen der Kreislaufwirtschaft sowie ein material- und ressourcenschonendes Design von Produkten können den Transformationsumfang und die damit verbundenen Investitionsbedarfe verringern.

Die direkte Elektrifizierung von Prozessen mit erneuerbarem Strom ist ein zentraler Schlüssel für die Dekarbonisierung der Industrie, da die Elektrifizierung zumeist kostengünstiger ist als die Nutzung von Wasserstoff und Effizienzvorteile mit sich bringt. In den kostenminimierten Lösungen zur Erreichung der Klimaschutzziele aus Gesamtsystemsicht steigt der Stromverbrauch in der Industrie von heute 201 TWh (AGEB 2024) auf 290 (Suffizienz-Szenarien) bis 450 TWh (Konsistenz-Szenarien) im Jahr 2045. Die Verwendung von Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten hingegen ist insbesondere stofflich genutzt in der Grundstoffchemie essenziell und energetisch genutzt in der Erzeugung von Rohstahl und in der Bereitstellung sonstiger Prozesswärme über 200 °C. Im Jahr 2045 kommen 230 (Suffizienz-Szenarien) bis 370 TWh (Konsistenz-Szenarien) Wasserstoff und Wasserstoff-Derivate in der Industrie zum Einsatz. Bei der Verwendung dieser Energieträger ist grundlegend die Unsicherheit hinsichtlich der Verfügbarkeit zu beachten.

Zur Bereitstellung von Prozesswärme in Temperaturbereichen bis 200 °C stellt die (Hochtemperatur-) Wärmepumpe eine wichtige Technologieoption dar. Durch die hohen Wirkungsgrade sind Wärmepumpen besonders attraktiv. Bei Temperaturen über 200 °C ist der Elektrodenkessel eine Schlüsseltechnologie, da höhere Temperaturniveaus als bei der Hochtemperaturwärmepumpe, jedoch bei geringerem Wirkungsgrad erreicht werden können. In den Branchen Stahl, Chemie und Zement müssen für die Dekarbonisierung oft ganze Prozessketten zur Dekarbonisierung umgestellt werden. Die technischen Optionen sind dort begrenzt. In der Stahlerzeugung kommt es auf einen Ausbau der Strom-basierten Sekundärroute und der Wasserstoff-basierten Primärroute an. In der Grundstoffchemie ist eine Umstellung in der stofflichen Nutzung von fossilen Energieträgern auf Wasserstoff und Wasserstoff-Derivate essenziell. Die Elektrifizierung von Steamcrackern zur Herstellung von high-value-chemicals stellt eine wichtige Option dar. In der Zementindustrie kommen zur Bereitstellung der Wärme ein vermehrter Einsatz biogener Energieträger zusammen mit direkter Elektrifizierung in Frage. Zusätzlich ist hier CO₂-Abscheidung für die Vermeidung von prozessbedingten Emissionen notwendig.

Die Transformation der Industrie hin zur Treibhausgasneutralität bringt Systemeffekte mit sich. So kann zukünftig damit gerechnet werden, dass durch eine zunehmende Elektrifizierung der Stromnetzausbaubedarf steigt. Netzengpässe werden in der Tendenz an ähnlichen Stellen wie im heutigen System bestehen bleiben.

Flexibler Stromverbrauch in der Industrie kann einen Beitrag zur Entlastung der Netze aber auch zur Kostenreduktion im Gesamtsystem durch verstärkte Nutzung von erneuerbarer Einspeisung leisten. Herauszustellen sind einzelne Branchen wie die Aluminiumindustrie die theoretisch für die Flexibilitätsbereitstellung gut geeignet sind. Der absolute Beitrag der Industrie durch die Bereitstellung von Flexibilitäten ist jedoch als vergleichsweise eingeschränkt einzuordnen: Flexible Technologien wie Batteriespeicher oder der Nutzung von Elektrolyseuren haben ein deutlich höheres Potenzial. Das Heben

von Flexibilitätpotenzialen wird zudem von Unternehmen selbst als Risiko eingestuft, da organisatorische und finanzielle Hemmnisse bestehen. Ein mögliches Potenzial für die Flexibilitätsbereitstellung kann durch eine Hybridisierung der Prozesswärmebereitstellung bestehen. Dabei werden gas- und strombasierte Technologien eingesetzt und das Unternehmen kann zu unterschiedlichen Zeitpunkten entscheiden, welchen Energieträger es nutzt. Zusätzlich zur Bereitstellung von Flexibilität verspricht diese Lösung Robustheit gegenüber Energiepreisunsicherheiten, da zwischen unterschiedlichen Technologien ausgewählt werden kann, die unterschiedliche Energieträger einsetzen. Hierzu besteht jedoch weiterer Forschungsbedarf.

Um den Transformationsprozess zu unterstützen, können folgende Bereiche adressiert werden: Unterstützung von Unternehmen durch softe Faktoren wie Informationsmaßnahmen, Netzwerke, Beratung, Verbreitung von Best-practice Lösungen bzw. Leuchtturmprojekten. Die Akteursanalyse zeigt, dass viele Unternehmen eine Elektrifizierung anstreben, aber mit zentralen Hemmnissen konfrontiert sind. Diese sollten daher in geeigneter Form adressiert werden. Zu den zentralen Handlungsfeldern zählen:

1. Ein schneller Ausbau der Erneuerbaren Energietechnologien und der Netzinfrastruktur.
2. Planungssicherheit für Investitionen.
3. Einen im internationalen Vergleich und im Vergleich zum Gaspreis wettbewerbsfähigen Strompreis.
4. Die Beseitigung von technologischen Hemmnissen durch Forschung und Entwicklung insbesondere im Hochtemperaturbereich der Prozesswärme.
5. Anreize schaffen für einen flexiblen Strombezug.
6. Die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff insbesondere für die stoffliche Nutzung in der Grundstoffindustrie und Stahlproduktion sicherstellen. Hierzu ist der Ausbau der heimischen erneuerbaren Energietechnologien sowie der heimischen Elektrolyseleistung neben der Absicherung von Importen durch Lieferverträge essenziell.
7. Zudem sollte ein gesetzlicher Rahmen für CCS geschaffen werden, da CO₂-Abscheidung die Kernstrategie der Zementherstellung darstellt.

Abschließend kann festgehalten werden, dass das Thema Elektrifizierung in der Industrie in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen hat. Zahlreiche Industrieunternehmen bereiten Strategien und Umsetzungspläne zur Dekarbonisierung ihrer industriellen Prozesse vor. Übergreifend stellt die Elektrifizierung dabei sowohl aus System- als auch aus Einzelunternehmensperspektive eine Schlüsselmaßnahme zur Dekarbonisierung und Erreichung der Klimaschutzziele dar.

Empirische Datenerhebungen

Zur Erfassung der Akteursperspektive wurden verschiedene empirische Forschungsansätze umgesetzt. Aussagen dieser Veröffentlichung stammen insbesondere aus einer qualitativen Interviewstudie mit Unternehmensvertreter*innen, einer qualitativen Stakeholderbefragung sowie einer quantitativen Umfrage unter Unternehmen der energieintensiven Industrie mit dem Fokus Einflussfaktoren der Dekarbonisierung.

Um Einflussfaktoren für Elektrifizierungs- und Flexibilisierungsmaßnahmen zu erheben, wurde eine qualitative Umfrage mit Vertretenden von energieintensiven Unternehmen umgesetzt. Im Rahmen der Interviewstudie wurden 14 semistrukturierte Experteninterviews mit Unternehmen aus den Sektoren Eisen, Stahl, Zement, Glas, Zellstoff und Papier, sowie Nichteisenmetalle geführt und einem Analyseframework der institutionell-kulturellen Framework für Dekarbonisierungsentscheidungen, adaptiert nach König (2020b) und König (2020a) analysiert.

Die qualitative Studie wurde durch eine quantitative Online-Umfrage ergänzt. Insgesamt nahmen 84 Unternehmen aus energieintensiven Branchen teil. Inhalt der Befragung waren Aspekte der Klimaneutralitätsbestrebungen, anvisierte Dekarbonisierungsmaßnahmen, Verfügbarkeit der notwendigen/optionalen Technologien, erfolgte Investitionen bzw. umgesetzte Dekarbonisierungsmaßnahmen bei industriellen Prozessen unterschiedlicher Temperaturniveaus, Hemmnisse und Treiber bei Investitionsentscheidungen. Ergebnisse der Umfrage werden auf Anfrage geteilt. Wissenschaftliche Publikationen sind derzeit in Erstellung.

Für die Arbeiten zu techno-ökonomischen und regulatorischen Hemmnissen wurden semi-strukturierte Interviews durchgeführt. Dazu wurden in 13 Interviews 14 Stakeholder befragt. Befragte Stakeholder waren Vertreter*innen von Industrieverbänden, der Wissenschaften sowie der Politik. Die Interviews dieser Arbeiten ergänzten durch die höhere Flugebene der Befragten, die sich im politisch-wissenschaftlichen Diskurs befinden, die Erkenntnisse der bereits oben beschriebenen Interviews mit Unternehmen.

Modellkurzbeschreibungen**REMod**

Das Energiesystemmodell REMod wird am Fraunhofer ISE entwickelt (Palzer 2016, Sterchele 2019 und Brandes et al. 2024) und berechnet technisch umsetzbare und kostenoptimale Transformationspfade für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050 unter Einhaltung von politischen Vorgaben zur Reduktion von THG-Emissionen. Dabei optimiert REMod die technologische Transformation gleichzeitig im Energiesektor und in allen Verbrauchssektoren (Gebäude, Industrie, Verkehr) und simuliert den Betrieb des Energiesystems mit stündlicher Auflösung. So wird in jeder Stunde eine Deckung der Energiebilanz sichergestellt. REMod verwendet eine Kostenminimierung zur Berechnung des Transformationspfades und nutzt dabei das »Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy«-Verfahren (Hansen 2016). Im Rahmen des Projekts IND-E wurde die Abbildung des Industriesektors um eine Abbildung der Produktionsrouten von industriellen Grundstoffen (Stahl, Ammoniak, Methanol, HVC, Zement) erweitert. REMod wurde in zahlreichen Transformationsstudien angewandt (z. B. Luderer et al. 2021; Thelen et al. 2024).

DISTRICT

DISTRICT ist ein am Fraunhofer ISE entwickeltes regionales Energiesystemmodell, das durch seinen sektorgekoppelten Ansatz ermöglicht, Wechselwirkungen zwischen den Energiesektoren Strom, Wärme, Kälte und Verkehr zeitlich und räumlich aufgelöst zu betrachten (Thomsen 2017). Es umfasst sowohl den Betrieb im Jahresverlauf als auch den Zubau und Ersatz von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten mit dem Ziel, ein kostenminimales Gesamtsystem zu erreichen. Da regionale Energiesysteme in der Regel im Kontext eines nationalen Systems bestehen, sieht DISTRICT die Möglichkeit vor, Energie aus den Transportnetzen in die betrachtete Region zu beziehen und auch wieder zu exportieren.

Das Ziel der Modellierung ist ein hoher technologischer Detaillierungsgrad sowie ein systemorientierter Ansatz. Gleichzeitig sind lediglich Energienachfragen und die Klassen für Technologien, Energieträger sowie deren Kosten vorgegeben, sodass Ausbaupfade modellendogen optimiert werden. Das Betrachtungssystem besteht aus einer Anzahl von Knoten, die im Kontext dieser Arbeit die verschiedenen Industrieprozesse der Unternehmen repräsentieren. Jedes Gebäude, jeder Produktionsprozess oder eine aggregierte Anzahl von Gebäuden / Prozessen, besitzen eine Wärme- und Stromnachfrage, sowie ggf. Kältenachfrage, die aus zentraler oder dezentraler Erzeugung befriedigt werden muss. Weiterhin bestehen integrierte Versorgungsnetze, die die verschiedenen Knoten miteinander verbinden und den Transport von Strom, Wärme, Kälte und Gas bzw. Wasserstoff ermöglicht. Es können außerdem elektrische und thermische Speicher installiert und verwendet werden. Nachgefragte Energie kann innerhalb der Systemgrenzen erzeugt oder von außerhalb (zu entsprechenden Kosten) importiert werden. DISTRICT wurde bereits für zahlreiche Studien und Analysen verwendet (Thomsen et al. 2022).

PowerFlex

Das Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts berechnet den optimalen Einsatz der zur Verfügung stehenden Erzeugungsanlagen, Speicher und Flexibilitätsoptionen, um die Stromnachfrage zu decken (Bauknecht et al. 2024). Das Modell ist als lineares Optimierungsproblem formuliert. Der Optimierungszeitraum beträgt ein Jahr bei einer perfekten Voraussicht und einer stündlichen Auflösung. Als Zielgröße dient die Minimierung der Grenzkosten aller Anlagen über alle Zeitschritte. Die räumliche Auflösung im europäischen Netzverbund erstreckt sich über 27 Länder, die über Austauschkapazitäten miteinander verbunden sind (Ruhnau et al. 2022). Für Deutschland wird zusätzlich zur Stromnachfrage auch die Nachfrage nach Fernwärme und industrieller Prozesswärme betrachtet. Im Rahmen des Projekts IND-E wurde die Abbildung von industriellem Lastmanagement detaillierter aufgelöst und die hybride Prozesswärmebereitstellung erstmalig untersucht.

flexABLE

Das agentenbasierte Simulationsframework flexABLE wurde entwickelt, um parallele Strommärkte zu simulieren, mit einem besonderen Fokus auf Flexibilität und deren Integration in das deutsche Energiesystem im Rahmen der Projekte Ökoflex (Künzel 2019). Das Framework ermöglicht eine detaillierte Untersuchung der Beschaffung und Integration von Flexibilität auf Einheitsebene und unterstützt verschiedene Modellierungsansätze. Konventionelle Kraftwerke operieren beispielsweise auf Basis regelbasierter Gebotsstrategien (Qussous et al. 2022), während die Nachfrageseite für Stahl- und Zementindustrie als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem (MILP) modelliert wurde.

Das Framework ist mit einem Redispatch-Modell gekoppelt (Qussous 2024), das eine hochdetaillierte Abbildung des deutschen Höchstspannungsnetzes auf 220-kV- und 380-kV-Ebene ermöglicht, um Engpässe zu analysieren und zu lösen. Die zeitliche Auflösung der Simulation erfolgt mit stündlichen Zeitschritten über einem Jahr. Im Rahmen des Projekts IND-E wurde die Quantifizierung und Bereitstellung verfügbarer Flexibilität am Großhandelsmarkt untersucht, wodurch flexABLE eine Schlüsselrolle in der Bewertung innovativer Marktmechanismen und netzdienlicher Flexibilitätsintegration einnimmt.

Hintergrund: Empirische
Datenerhebung und Modelle

Berneiser, J.; Kucknat, J.; Fornefeld, F. (2024): Decarbonizing energy-intensive industries: empirical insights into the aspirations for electrification and flexibilization of industrial processes, *eceee 2024 Summer Study*, 10. -15. Juni 2024

Gorbach, O.G.; Thomsen, J. Comparing the Energy System of a Facility with Uncertainty about Future Internal Carbon Prices and Energy Carrier Costs Using Deterministic Optimisation and Two-Stage Stochastic Programming. *Energies* 2022, 15, 3836, doi:10.3390/en15103836

Gölz, S.; Berneiser, J.; Schneider-Strehl, L. (2024): The promise of industrial demand-side flexibility: findings from a qualitative study, *eceee zero carbon industry 2024*, 31.01.2024

Kaiser, M.; Senkpiel, C.; Kost, C. (forthcoming): A systemic analysis of direct and indirect electrification in the German industry sector.

Kaiser, M.; Senkpiel, C.; Jürgens, P.; Kost, C. (2024): Pathways to a GHG-neutral German industry: Assessing the role of direct and indirect electrification and demand reduction (9-241-24), *eceee 2024 Summer Study*, 10. -15. Juni 2024

Koch, M.; Heinemann, C.; Timpe, C.; Bauknecht, D. (forthcoming): Szenarienanalyse zur hybriden Erzeugung von Fernwärme und industrieller Prozesswärme auf dem Weg zur Klimaneutralität, *IEWT Wien*, 26. - 28. Februar 2025

Riedel, F.; Vogel, M.; Berneiser, J.; Kucknat, J. (2022). Dekarbonisierung der Industrie – Treiber, Hemmnisse und Handlungsoptionen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. <https://www.energie.de/et/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/dekarbonisierung-der-industrie-treiber-hemmnisse-und-handlungsoptionen>

Stoy, S.; Harder, N., Heinemann, C.; Kaiser, M.; Sandhaas, A.; Senkpiel, C.; Weidlich, A. (2022) Dekarbonisierung der deutschen Industrie – Potenziale zur Elektrifizierung und Flexibilisierung der Prozesswärme. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. 72. Jg. 2022 Heft 11

Thomsen, J., Gorbach, O.G. (2023); Mitigating price risks for organizations' energy systems en route to net-zero using two-stage stochastic programming to consider uncertainty in energy & emission prices, *OR* 2023, 28.08-01.09.2023, Hamburg, Germany

Schneider-Strehl, L., Berneiser, J. & Golz, S. (2024). Actor analysis with focus on decarbonization of energy-intensive industries in Germany. *Z Energiewirtschaft* 47 (Suppl 1), 4–31 (2024). <https://doi.org/10.1007/s12398-023-0912-6>

Vogel, Moritz, Bauknecht, Dierk (forthcoming), Governing industrial electrification: Barriers for the application of electricity-based technologies in the German industry, *Öko-Institut Working Paper*

Veröffentlichung in Teilen basierend auf einer Masterarbeit, die im Rahmen von IND-E erfolgt ist: Kolev, A. & Randall, T. (2024). The effect of uncertainty on investment: Evidence from EU survey data. EIB Working Paper 2024/02. https://www.eib.org/attachments/lucalli/20240131_economics_working_paper_2024_02_en.pdf

Synthetische Strom- und Wärmelastprofile:

Die Lastdaten, Methodenbeschreibung und das Python-Tool zur Erstellung der synthetischen Strom- und Wärmelastprofile sind auf GitHub veröffentlicht und öffentlich zugänglich: <https://github.com/asandhaa/ElectricalAndHeatProfiles>.

Abschlussarbeiten im Rahmen des Projektes:

Ahmad Itani (2023): The decarbonisation of the chemical industry and the transformation path of the German energy system. Universität Freiburg Institut für Nachhaltige Technische Systeme.

Albert Anton (2024): Preiselastizität im deutschen Strommarkt. Universität Freiburg Institut für Nachhaltige Technische Systeme.

Felicitas Margit Fornefeld (2024): Factors influencing investment decision processes in decarbonization in German energy-intensive industries. Universität Freiburg Fakultät für Umwelt und natürliche Ressourcen.

Dylan Middleton (2021): A comparison of sustainability reporting standards and frameworks - Examining key environmental performance indicators and shareholder utilisation. Universität Freiburg Fakultät für Umwelt und natürliche Ressourcen.

Franziska Ossenkopp (2022): A model-based analysis of decarbonization options for the German paper industry. Universität Freiburg, Institut für Nachhaltige Technische Systeme - INATECH

Franziska Riedel (2019): What hinders companies to adopt Internal Carbon Pricing? - Analyzing barriers from an Eco-Innovation Perspective. Universität Freiburg Fakultät für Umwelt und natürliche Ressourcen.

Johanna Kucknat (2022): The role of the European Green Deal for the decarbonization of the chemical sector. Universität Freiburg Fakultät für Umwelt und natürliche Ressourcen.

Kanan Khasmammadov (2024): Analysis of Electrolyzer Market Participation at German Industry. Universität Freiburg Institut für Nachhaltige Technische Systeme.

Kandarp Sanjaybhai Patel (2024): Analysis of individual and collaborative decarbonization strategies for neighboring industrial companies. Hochschule Nordhausen Fakultät für Ingenieurwissenschaften.

Leonhard Schneider-Strehl (2021): Dekarbonisierung der energieintensiven Industrien Deutschlands: Literaturüberblick und Akteursanalyse. Universität Freiburg Fakultät für Umwelt und natürliche Ressourcen.

Mina Nabil Hanaala (2022): Decarbonization and flexibility potential of German Basic and Industrial Chemicals Industry. Universität Freiburg Institut für Nachhaltige Technische Systeme.

Mohammadreza Memarianpour (2023). Estimation and projecting total steel industry production costs from 2019 to 2030 for Germany. Hochschule Offenburg

Nana Narita (2024): "Ensuring Justice in the green hydrogen trade between Germany and the global south". Universität Freiburg Fakultät für Umwelt und natürliche Ressourcen.

Nikolaus Kelnreiter (2022): The Industriewende: Developing scenarios for a carbon-neutral industry in Germany. Utrecht University Faculty of Geosciences.

Osama Mahmood (2020): Investigating the Flexibility Potential of Electromobility in the Commercial Sector - A Model-Based Analysis of a Commercial Complex in Germany. Universität Freiburg Fakultät für Umwelt und natürliche Ressourcen.

Sebastian Stoy (2022): Elektrifizierungs- und Flexibilisierungspotentiale in der Industrie für Prozesswärme. Universität Freiburg Institut für Nachhaltige Technische Systeme.

Timothy Randall (2022): The impact of uncertainty on investments in the European Investment Banks's group survey on investment and investment finance. Università Commerciale Luigi Bocchi.

Yuly Alejandra Barrera Acevedo (2023): Application of the TCO Method for the cement industry considering CCS sustainable technology. Hochschule Offenburg

Literatur

- 50 Hertz Transmission (50 Hertz); Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (Hg.) (2023): Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2037. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, zuletzt geprüft am 30.11.2023.
- acatech; Leopoldina; Akademieunion (Hg.) (2022): The Impacts of the War in Ukraine on Energy Prices and Security of Supply in Europe. Discussion Paper. Academies' Project «Energy Systems of the Future» (ESYS).
- AGEB (2024): Energiebilanz der Bundesrepublik 2022. Hg. v. AGEB. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2024/03/EBD22e.xlsx>.
- Bauknecht, D.; Flachsbarth, F.; Koch, M.; Vogel, M. (2024): The role of decentralised flexibility options for managing transmission grid congestions in Germany. In: *The Electricity Journal* Volume 37 (Issue 1). DOI: 10.1016/j.tej.2023.107363.
- Bourgeois, Stephane; Taillard, Nicolas; Balembois, Emile; Toledano, Adrien; Gabert, Alexandre; Marignac, Yves et al. (2023): Climate Neutrality, Energy Security and Sustainability: A Pathway to Bridge the Gap through Sufficiency, Efficiency and Renewables.
- Brandes, Julian; Jürgens, Patrick; Kaiser, Markus; Kost, Christoph; Henning, Hans-Martin (2024): Increasing Spatial Resolution of a Sector-Coupled Long-Term Energy System Model: The Case of the German States. In: *Applied Energy* 372, S. 123809. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.123809.
- Buhl, Hans Ulrich; Pichlmaier, Markus; Eble, Dominik; Förster, Robert; Sauer, Alexander; Kaymakci, Can (2024): Stellungnahme zur Konsultation des Eckpunktepapiers zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich. Kopernikus-Projekt SynErgie, zuletzt geprüft am 26.11.2024.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (Hg.) (2022): Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045 für den Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf, zuletzt geprüft am 09.08.2023.
- Dworak, Sabine; Rechberger, Helmut; Fellner, Johann (2022): How Will Tramp Elements Affect Future Steel Recycling in Europe? - A Dynamic Material Flow Model for Steel in the EU-28 for the Period 1910 to 2050. In: *Resources, Conservation and Recycling* 179, S. 106072. DOI: 10.1016/j.resconrec.2021.106072.
- Eberhardt, Pia (2023): Germany's great hydrogen race. The corporate perpetuation of fossil fuels, energy colonialism and climate disaster. Hg. v. Corporate Europe Observatory. Online verfügbar unter https://corporateeurope.org/sites/default/files/2023-03/Germany%E2%80%99sGreatHydrogenRace_CEO.2023.pdf.
- ERK (2023): Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2022. Hg. v. Expertenrat für Klimafragen. Online verfügbar unter https://expertenrat-klima.de/content/uploads/2023/05/ERK2023_Pruefbericht-Emissionsdaten-des-Jahres-2022.pdf.
- ERK (2024): Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2023. Hg. v. Expertenrat für Klimafragen. Online verfügbar unter https://expertenrat-klima.de/content/uploads/2024/05/ERK2024_Pruefbericht-Emissionsdaten-des-Jahres-2023.pdf.

- Gaafar, Nourelden; Jürgens, Patrick; Sepúlveda Schweiger, Jael; Kost, Christoph (2024): System Flexibility in the Context of Transition towards a Net-Zero Sector-Coupled Renewable Energy System--Case Study of Germany. In: *Environmental Research: Energy 1 (2)*, S. 25007. DOI: 10.1088/2753-3751/ad5726.
- Gorbach, O. G.; Thomsen, J. (2022): Comparing the Energy System of a Facility with Uncertainty. In: *Energies*, S. 15.
- Günther, Jens; Lehmann, Harry; Lorenz, Ullrich; Pfeiffer, David; Purr, Katja (2018): Towards a Resource Efficient and Greenhouse Gas Neutral Germany 2050, zuletzt geprüft am 22.05.2024.
- Hansen, Nikolaus (2016): The CMA Evolution Strategy: A Tutorial: arXiv, zuletzt geprüft am 11.12.2024.
- Harthan, Ralph O.; Förster, Hannah; Borkowski, Kerstin; Braungardt, Sibylle; Bürger, Veit; Cook, Vanessa et al. (2024): Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024). Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionen_technischer_anhang_0.pdf.
- Heitkoetter, Wilko; Schyska, Bruno U.; Schmidt, Danielle; Medjroubi, Wided; Vogt, Thomas; Agert, Carsten (2021): Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an open source tool and dataset. In: *Advances in Applied Energy (1)*. DOI: 10.1016/j.adapen.2020.100001.
- Jetter, Fabian; Veitengruber, Frank; Schmid, Tobias; Guminski, Andrej; Roon, Serafin von; Hübner, Tobias (2021): Regionale Lastmanagementpotenziale. Hg. v. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FFE) und Guidehouse. München, Berlin. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/01/Regionale_Lastmanagementpotenziale_DE2.pdf, zuletzt geprüft am 31.07.2023.
- Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (kei) (Hg.) (2024): Flexibilisierung elektrifizierter Industrieprozesse. Eine Analyse der technischen und ökonomischen Herausforderungen aus Unternehmens- und Systemperspektive. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); RWTH Aachen. Cottbus. Online verfügbar unter https://www.klimaschutz-industrie.de/fileadmin/kei/Dateien/Publikationen/20240916_KEI_Studie_FlexIPro_final_barrrierefrei.pdf, zuletzt geprüft am 01.10.2024.
- König, Werner (2020a): Corrigendum to 'Energy efficiency in industrial organizations – A cultural-institutional framework of decision making' [Energy Research & Social Science 60 (2020) 101314]. In: *Energy Research & Social Science* 67, S. 101482. DOI: 10.1016/j.erss.2020.101482.
- König, Werner (2020b): Energy efficiency in industrial organizations – A cultural-institutional framework of decision-making. In: *Energy Research & Social Science* 67, S. 101483. DOI: 10.1016/j.erss.2020.101483.
- Künzel, Thomas (2019): Entwicklung eines agentenbasierten Marktmodells zur Bewertung der Dynamik am deutschen Strommarkt in Zeiten eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien.
- Luderer, Gunnar; Kost, Christoph; Sörgel, Dominika (2021): Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich.

- Mier, Matthias (2023): European Electricity Prices in Times of Multiple Crises. Hg. v. ifo Institute – Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich. München (ifo Working Papers, 394).
- Naegler, Tobias; Simon, Sonja; Klein, Martin; Gils, Hans Christian (2015): Quantification of the European industrial heat demand by branch and temperature level. In: *Int. J. Energy Res.* 39 (15), S. 2019–2030. DOI: 10.1002/er.3436.
- Pahle, Michael; Sitarz, Johanna; Osorio, Sebastian; Görlach, Benjamin (2022): The EU-ETS price through 2030 and beyond: A closer look at drivers, models and assumptions. Input material and take-aways from the Ariadne Workshop in Brussels, 30 November 2022. Hg. v. Kopernikus-Projekt Ariadne. Potsdam. Online verfügbar unter <https://ariadneprojekt.de/publikationen/>, zuletzt geprüft am 14.01.2025.
- Palzer, Andreas (2016): Sektorübergreifende Modellierung Und Optimierung Eines Zukünftigen Deutschen Energiesystems Unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen Im Gebäudesektor. Karlsruher Institut für Technologie.
- Pietzcker, Robert C.; Osorio, Sebastian; Rodrigues, Renato (2021): Tightening EU ETS targets in line with the European Green Deal: Impacts on the decarbonization of the EU power sector. In: *Applied Energy* 293, S. 116914. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.116914.
- Purr, Katja; Günther, Jens; Lehmann, Harry; Nuss, Philip (2021): Wege in Eine Ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. RESCUE - Studie.
- Quevedo Parra, Sebastian; Romano, Matteo C. (2023): Decarbonization of Cement Production by Electrification. In: *Journal of Cleaner Production* 425, S. 138913. DOI: 10.1016/j.jclepro.2023.138913.
- Qussous, Ramiz (2024): Analysis of market-based redispatch for the example of the German bidding zone. Unter Mitarbeit von Prof. Anke Weidlich, Chair for Control and Integration of Grids, Professur für Technologien der Energieverteilung, INATECH, Department of Sustainable Systems Engineering und Institut für Nachhaltige Technische Systeme.
- Qussous, Ramiz; Harder, Nick; Weidlich, Anke (2022): Understanding Power Market Dynamics by Reflecting Market Interrelations and Flexibility-Oriented Bidding Strategies. In: *Energies* 15 (2), S. 494. DOI: 10.3390/en15020494.
- Rohde, Clemens (2021): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD. Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI). Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://publica.fraunhofer.de/handle/publica/427113>.
- Rohde, Clemens; Arnold-Keifer, Sonja (2022): Erstellung von Anwendungsbilanzen Für Die Jahre 2021 Bis 2023 Für Die Sektoren Industrie Und GHD. Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI). Karlsruhe.
- Ruhnau, O.; Bucksteeg, M.; Ritter, D.; Schmitz, R.; Böttger, D.; Koch, M. et al. (2022): Why electricity market models yield different results: Carbon pricing in a model-comparison experiment. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Volume 153. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111701.
- Sterchele, Philip (2019): Analysis of Technology Options to Balance Power Generation from Variable Renewable Energy: Case Study for the German Energy System with the Sector Coupling Model REMod. Düren: Shaker Verlag (Schriftenreihe Der Reiner Lemoine-Stiftung).

- Stoy, Sebastian; Harder, Nick; Heinemann, Christoph; Kaiser, Markus; Sandhass, Anna; Senkpiel, Charlotte; Weidlich, Anke (2022): Dekarbonisierung der deutschen Industrie. Potenziale zur Elektrifizierung und Flexibilisierung der Prozesswärme 72.
- Thelen, Connor; Nolte, Hannah; Kaiser, Markus; Jürgens, Patrick; Müller, Paul; Senkpiel, Charlotte; Kost, Christoph (2024): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Bundesländer im Transformationsprozess. Fraunhofer ISE.
- Thomsen, J.; Fuchs, N.; Meyer R.; Wanapinit, N.; Ulfers, J.; Bavia Bampi, B. et al. (2022): Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors. Hg. v. Fraunhofer ISE und Fraunhofer IEE. Online verfügbar unter https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/221222_Bottom_Up_Studie_final-1.pdf.
- Thomsen, Jessica (2017): Enhancing operation of decentralized energy systems by a regional economic optimization model DISTRICT. Online verfügbar unter <https://link.springer.com/article/10.1007/s12667-017-0261-9>.
- Ueckert, Falko; Pfluger, Benjamin; Odenweller, Adrian; Günther, Claudia; Knodt, Michèle; Kemmerzell, Jörg et al. (2021): Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie. Wie die Politik Wasserstoffpfade hin zur Klimaneutralität 2045 finden kann. Hg. v. Kopernikus-Projekt Ariadne. Online verfügbar unter <https://ariadneprojekt.de/publikation/eckpunkte-einer-anpassungsfahigen-wasserstoffstrategie/>, zuletzt geprüft am 24.10.2024.
- Umweltbundesamt (2024a): Der Europäische Emissionshandel. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/der-europaeische-emissionshandel#luftverkehr-im-emissionshandel->.
- Umweltbundesamt (2024b): Emissionsübersichten KSG-Sektoren 1990-2023. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2024_03_13_em_entwicklung_in_d_ksg-sektoren_thg_v1.0.xlsx.
- Victoria, Marta; Zhu, Kun; Brown, Tom; Andresen, Gorm B.; Greiner, Martin (2020): The role of photovoltaics in a sustainable European energy system under variable CO₂ emissions targets, transmission capacities, and costs assumptions. In: *Progress in Photovoltaics* 28 (6), S. 483–492. DOI: 10.1002/pip.3198.
- Weimer-Jehle, Wolfgang; Buchgeister, Jens; Hauser, Wolfgang; Kosow, Hannah; Naegler, Tobias; Pogonietz, Witold-Roger et al. (2016): Context scenarios and their usage for the construction of socio-technical energy scenarios. In: *Energy* 111, S. 956–970. DOI: 10.1016/j.energy.2016.05.073.