

Ariadne-Report

Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045

Szenarien und Pfade im Modellvergleich

KOPERNIKUS PROJEKTE
Ariadne
Die Zukunft unserer Energie

GEFÖRDERT VOM

Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Autorinnen und Autoren

Herausgeber
Gunnar Luderer (PIK)
Christoph Kost (Fhg-ISE)
Dominika Sörgel (PIK)

Zusammenfassung
Gunnar Luderer (PIK)
Claudia Günther (PIK)
Dominika Sörgel (PIK)
Christoph Kost (Fhg-ISE)
Falk Benke (PIK)
Cornelia Auer (PIK)
Florian Koller (DLR-VF)
Andrea Herbst (Fhg-ISI)
Klara Reder (Fhg-IEE)
Diana Böttger (Fhg-IEE)
Falko Ueckerdt (PIK)
Benjamin Pfluger (Fhg-IEG)
Daniel Wrede (Fhg-ISE)
Jessica Strefler (PIK)
Anne Merfort (PIK)
Sebastian Rauner (PIK)
Kais Siala (PIK)
Simon Schlichenmaier (DLR-VE)

Kapitel 1 „Gesamtperspektive"
Gunnar Luderer (PIK)
Claudia Günther (PIK)
Dominika Sörgel (PIK)
Christoph Kost (Fhg-ISE)
Markus Blesl (IER)
Markus Haun (Fhg-ISE)
Felix Kattelmann (IER)
Robert Pietzcker (PIK)
Marianna Rottoli (PIK)
Felix Schreyer (PIK)
Vera Sehn (IER)
Luisa Sievers (Fhg-ISI)

Kapitel 2 „Verkehr"
Florian Koller (DLR-VF)
Christian Winkler (DLR-VF)
Gernot Liedtke (DLR-VF)
Ines Österle (DLR-FK)
Tudor Mocanu (DLR-VF)
Dennis Seibert (DLR-VF)
Özcan Deniz (DLR-FK)
Tilman Matteis (DLR-VF)
Moritz Bergfeld (DLR-VF)
Vera Sehn (IER)
Felix Kattelmann (IER)
Markus Haun (Fhg-ISE)
Alois Dirnaichner (PIK)

Kapitel 3 „Wärmewende"
Christoph Kost (Fhg-ISE)
Charlotte Senkpiel (Fhg-ISE)
Judith Heilig (Fhg-ISE)
Jessica Berneiser (Fhg-ISE)
Robin Krekeler (PIK)
Markus Blesl (IER)
Alexander Burkhardt (IER)

Kapitel 4 „Industriewende"
Andrea Herbst (Fhg-ISI)
Tobias Fleiter (Fhg-ISI)
Matthias Rehfeldt (Fhg-ISI)
Marius Neuwirth (Fhg-ISI)
Ulrich Fahl (IER)
Lena Kittel (IER)
Kai Hufendiek (IER)

Kapitel 5 „Ausbau von Windenergie und Photovoltaik"
Klara Reder (Fhg-IEE)
Diana Böttger (Fhg-IEE)
Carsten Pape (Fhg-IEE)
Norman Gerhardt (Fhg-IEE)

Kapitel 6 „Wasserstoff & E-Fuels"
Benjamin Pfluger (Fhg-IEG)
Falko Ueckerdt (PIK)
Adrian Odenweller (PIK)

Kapitel 7 „Flexibilisierung durch Sektorkopplung"
Daniel Wrede (Fhg-ISE)
Judith Heilig (Fhg-ISE)
Annika Gillich (IER)
Christoph Kost (Fhg-ISE)
Heike Brand (IER)

Kapitel 8 „CO_2-Entnahme aus der Atmosphäre"
Jessica Strefler (PIK)
Anne Merfort (PIK)
Sabine Fuss (MCC)
Matthias Kalkuhl (MCC)
Friedemann Gruner (MCC)

Kapitel 9 „Umweltwirkungen"
Sebastian Rauner (PIK)
Kais Siala (PIK)
Simon Schlichenmaier (DLR-VE)
Alois Dirnaichner (PIK)
Christian Bauer (PSI)
Thirza van Laar (Hereon)
Volker Matthias (Hereon)
Tobias Naegler (DLR-VE)

Kapitel 10 „Verteilungswirkung"
Kathrin Kaestner (RWI)
Stephan Sommer (RWI)

Datenanalyse und Visualisierung
Falk Benke (PIK)

Weitere beteiligte Modellierer
REMIND
Robert Pietzcker (PIK)
Renato Rodrigues (PIK)
Silvia Madeddu (PIK)
Lavinia Baumstark (PIK)
Michaja Pehl (PIK)

REMod
Julian Brandes (Fhg-ISE)
Patrick Jürgens (Fhg-ISE)

TIMES PanEU
Alexander Burkhardt (IER)
Drin Marmullaku (IER)

FORECAST
Meta Thurid Lotz (Fhg-ISI)

DLR-Modelle:
Jigeeshu Joshi (DLR-VF)
Arunava Putatunda (DLR-VF)
Welf Lücke (DLR-VF)
Stefan Seum (DLR-VF)
Samuel Hasselwander (DLR-FK)

EnergyANTS
David Geiger (Fhg-IEE)
Maximilian Pfennig (Fhg-IEE)

CO_2-Verbrauchsmodell
Michelle Alfers (RWI)

E2M2s
Heike Brand (IER)

NEWAGE
Jonathan Siegle (IER)
Lena Kittel (IER)
Ulrich Fahl (IER)

premise/carculator
Romain Sacchi (PSI)

Autorinnen und Autoren - Fortsetzung

Beteiligte Institute:

DLR-FK: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt Institut für Fahrzeugkonzepte

DLR-VE: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt Institut für Vernetzte Energiesysteme

DLR-VF: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt Institut für Verkehrsforschung

Fhg-IEE: Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik

Fhg-IEG: Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie

Fhg-ISE: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Fhg-ISI: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung

Hereon: Helmholtz-Zentrum Hereon

IER: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart

MCC: Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change

PIK: Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung

PSI: Paul Scherrer Institut

RWI: Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung

Der vorliegende Ariadne-Report wurde von den oben genannten Autorinnen und Autoren des Ariadne-Konsortiums ausgearbeitet. Er spiegelt nicht zwangsläufig die Meinung des gesamten Ariadne-Konsortiums oder des Fördermittelgebers wider. Die Inhalte der Ariadne-Publikationen werden im Projekt unabhängig vom Bundesministerium für Bildung und Forschung erstellt.

Herausgegeben von
Kopernikus-Projekt Ariadne
Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK)
Telegrafenberg A 31
14473 Potsdam

Oktober 2021

DOI: 10.48485/pik.2021.006

Bildnachweise
Titel: Yeshi Kangrangz / Unsplash; Zusammenfassung: Andrea Boldizsar / Unsplash; Kapitel 1: Ashley Batz / Unsplash; Kapitel 2: funky-data / iStock; Kapitel 3: Julian Hochgesang / Unsplash; Kapitel 4: Robin Sommer / Unsplash; Kapitel 5: huangyifei / iStock; Kapitel 6: audioundwerbung / istock; Kapitel 7: Clint Adair / Unsplash; Kapitel 8: Adam Vradenburg / Unsplash; Kapitel 9: Dan Meyers / Unsplash; Kapitel 10: Micheile Henderson / Unsplash

INHALT

Zusammenfassung 1

1. Gesamtsystemtransformation und Emissionspfade zur Klimaneutralität 17
2. Verkehr 61
3. Wärmewende 87
4. Industriewende 111
5. Ausbau von Windkraft und Photovoltaik 147
6. Wasserstoff und E-Fuels 175
7. Flexibilisierung durch Sektorkopplung 199
8. CO_2-Entnahme aus der Atmosphäre 222
9. Umweltwirkungen 251
10. Verteilungswirkungen 279

Appendix: Modellbeschreibungen 301

Glossar 354

Zusammenfassung

Z.1	Szenarienanalyse zur Klimaneutralität 2045	1
Z.2	Kernelelemente der Transformation hin zur Klimaneutralität 2045: Was der Modellvergleich zeigt	2
Z.3	Meilensteine für 2030: Was notwendig ist, um Klimaneutralität 2045 auf den Weg zu bringen	4
Z.4	Elektronen und Moleküle: Die Umstellung auf eine erneuerbare Energieversorgung	6
Z.5	Transformation der Endnutzungssektoren	8
Z.5.1	*Verkehr*	*8*
Z.5.2	*Gebäudewärme*	*9*
Z.5.3	*Industrie*	*10*
Z.6	Umweltwirkungen der Energiewende	11
Z.7	Systemforschung für die Energiewende: Weiterer Forschungsbedarf	13
Z.8	Politischer Handlungsbedarf für die Klimaneutralität 2045	15
Literaturangaben		16

Autorinnen und Autoren

Gunnar Luderer, Claudia Günther, Dominika Sörgel, Christoph Kost, Falk Benke, Cornelia Auer, Florian Koller, Andrea Herbst, Klara Reder, Diana Böttger, Falko Ueckerdt, Benjamin Pfluger, Daniel Wrede, Jessica Strefler, Anne Merfort, Sebastian Rauner, Kais Siala, Simon Schlichenmaier



DEUTSCHLAND AUF DEM WEG ZUR KLIMANEUTRALITÄT 2045 – DIE KERNERGEBNISSE ZUSAMMENGEFASST

Z.1 Szenarienanalyse zur Klimaneutralität 2045

Im novellierten Klimaschutzgesetz (KSG, 2021) ist das ambitionierte Ziel festgehalten: Schon 2045 will Deutschland Klimaneutralität erreichen. Klimaneutral, das bedeutet, sämtliche Treibhausgas (THG)-Emissionen von der Stromerzeugung über die Industrie bis hin zu Gebäuden, Verkehr und Landwirtschaft so weit wie möglich zu reduzieren, während nicht vermeidbare Emissionen durch Treibhausgas-Senken ausgeglichen werden. Bis 2045 muss also die Netto-Emissionsbilanz auf Null gedrückt werden. Um das zu erreichen, legt das Klimaschutzgesetz für 2030 das konkrete Zwischenziel einer THG-Emissionsminderung um mindestens 65 % gegenüber 1990 fest.

Klar ist, dass Klimaneutralität in weniger als 25 Jahren nur durch eine beispiellos zügige und tiefgreifende Transformation des gesamten Energiesystems erreicht werden kann. Hinter der Klimaneutralität steht also eine gewaltige Kraftanstrengung, sowohl bei der Bereitstellung als auch bei der Nutzung von Energie in den Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr. Doch so klar das Ziel ist, so offen ist der Weg dorthin. Wie kann der Umstieg auf eine fast vollständig auf Erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung schnellstmöglich gelingen? Welche Transformationen müssen in der Industrie, beim Verkehr und im Gebäudesektor erreicht werden und wie interagieren diese miteinander? Was muss wann und in welchem Bereich passieren, um Klimaneutralität zu erreichen? Welche Rolle können Wasserstoff und strombasierte E-Fuels spielen? Und schließlich: Was ist schon bis 2030 notwendig, um den Weg zur Klimaneutralität zu ebnen? Es besteht ein hoher Bedarf an differenziertem Orientierungswissen zur konkreten politischen Ausgestaltung dieser Transformation.

Erstmals stellt die vorliegende Szenarienanalyse für Deutschland konkrete Transformationspfade zur Klimaneutralität 2045 auf der Basis eines umfassenden Modellvergleichs vor. Das Besondere an dieser Studie des Ariadne-Projektes ist, dass sechs Gesamtsystem- und Sektormodelle in einer Studie integriert wurden, die sich in ihren jeweiligen Stärken ergänzen: Für spezifische Fragestellungen wurde jeweils dasjenige Modell als Leitmodell hervorgehoben, welches die entsprechenden Aspekte am genauesten abbildet. Weitere Modelle wurden genutzt, um Auswirkungen der Transformation auf Umweltschutzgüter und die Verteilung der Kosten auf verschiedene

Einkommensgruppen zu analysieren. Dieser breit gefächerte Ansatz ermöglicht es, die Implikationen der Energiewende robust und im Detail zu beschreiben. Im Unterschied zu bereits existierenden Szenarien (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021) wurde nicht nur ein Transformationspfad modelliert, sondern insgesamt sechs Zielerreichungsszenarien. Diese Zielszenarien wurden in vier Szenariogruppen geclustert, die sich bezüglich der Rolle von Elektrifizierung, Wasserstoff und synthetischen E-Fuels sowie der Importe Erneuerbarer Energie unterscheiden (Tabelle Z.1). Die unterschiedlichen Technologieausrichtungen führen zu verschiedenen Profilen in den Transformationsherausforderungen: Während beispielsweise eine stärkere Elektrifizierung eine schnellere Transformation der Endnutzung erfordert, wird für die verstärkte Nutzung von Wasserstoff und E-Fuels ein zügigerer Hochlauf der entsprechenden Produktionskapazitäten und Infrastrukturen benötigt. Zusätzlich werden aufgrund der hohen wirtschaftlichen und geopolitischen Relevanz unterschiedliche Ausprägungen von Importmöglichkeiten analysiert. Durch die vorliegende Modellvielfalt und Szenario-Variationen können einerseits Bandbreiten plausibler Entwicklungen sowie Unsicherheiten abgeleitet werden. Andererseits ist es möglich, sowohl Spielräume als auch kritische Engpässe der Energiewende abzuschätzen, wie beispielsweise den Mindestbedarf an Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) oder die Größenordnung notwendiger sogenannter negativer Emissionen, also CO_2-Entnah-men aus der Atmosphäre zum Ausgleich nicht vermeidbarer Emissionen.

Tabelle Z.1: Überblick über die für die Modellanalyse erarbeiteten Kernszenarien

	Technologieausrichtung	Szenarienname [Abkürzung]	Beschreibung	Importe von Erneuerbarer Energie
Zielszenarien Klimaneutralität 2045	① **Ausgewogener Technologiemix**	Technologiemix [Mix]	Nutzung eines gemischten Energieträgerportfolios (Wasserstoff, Elektrifizierung und synthetische Kraftstoffe) in der Endenergienutzung	Gesamtimportpotenzial für EE-basierte Energieträger von 250-350 TWh
	② **Direkte Elektrifizierung**	Elektrifizierung (inländisch) [Elek. DE]	Priorisierung der Direktelektrifizierung in den Endnutzungssektoren	Beschränkte Import-Potenziale (130-200 TWh) führen zu hoher einheimischen EE-Erzeugung
		Elektrifizierung (Import) [Elek. Imp]		Gesamtimportpotenzial für EE-basierte Energieträger von ca. 230-360 TWh, davon 50-100 TWh Strom
	③ **Wasserstoff**	Wasserstoff (inländisch) [H2 DE]	Verstärkte direkte Nutzung von Wasserstoff in Bereichen, deren direkte Elektrifizierung schwierig ist	Beschränkte Importpotenziale (150-190 TWh, davon 100 TWh Wasserstoff) führen zu hoher einheimischer EE-Erzeugung und Power-to-X Bedarfen
		Wasserstoff (Import) [H2 Imp]		Gesamtimport-Potenzial für EE-basierte Energieträger von 350-580 TWh, davon 250-400 TWh Wasserstoff
	④ **E-Fuels**	E-Fuels [E-Fuel]	Nutzung von erneuerbaren synthetischen Kraftstoffen, z.B. von *green E-Fuels*; zusätzlich wichtige Rolle von direkter Elektrifizierung	Gesamtimport-Potenzial für EE-basierte Energieträger von ca. 470-580 TWh, davon ca. 400 TWh E-Fuels
	Trend	Trend	Fortschreibung der Politikambition vor dem KSG2019	

Im Trend-Szenario werden die Politikambitionen vor dem KSG2019 fortgeschrieben („Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)", 2019).

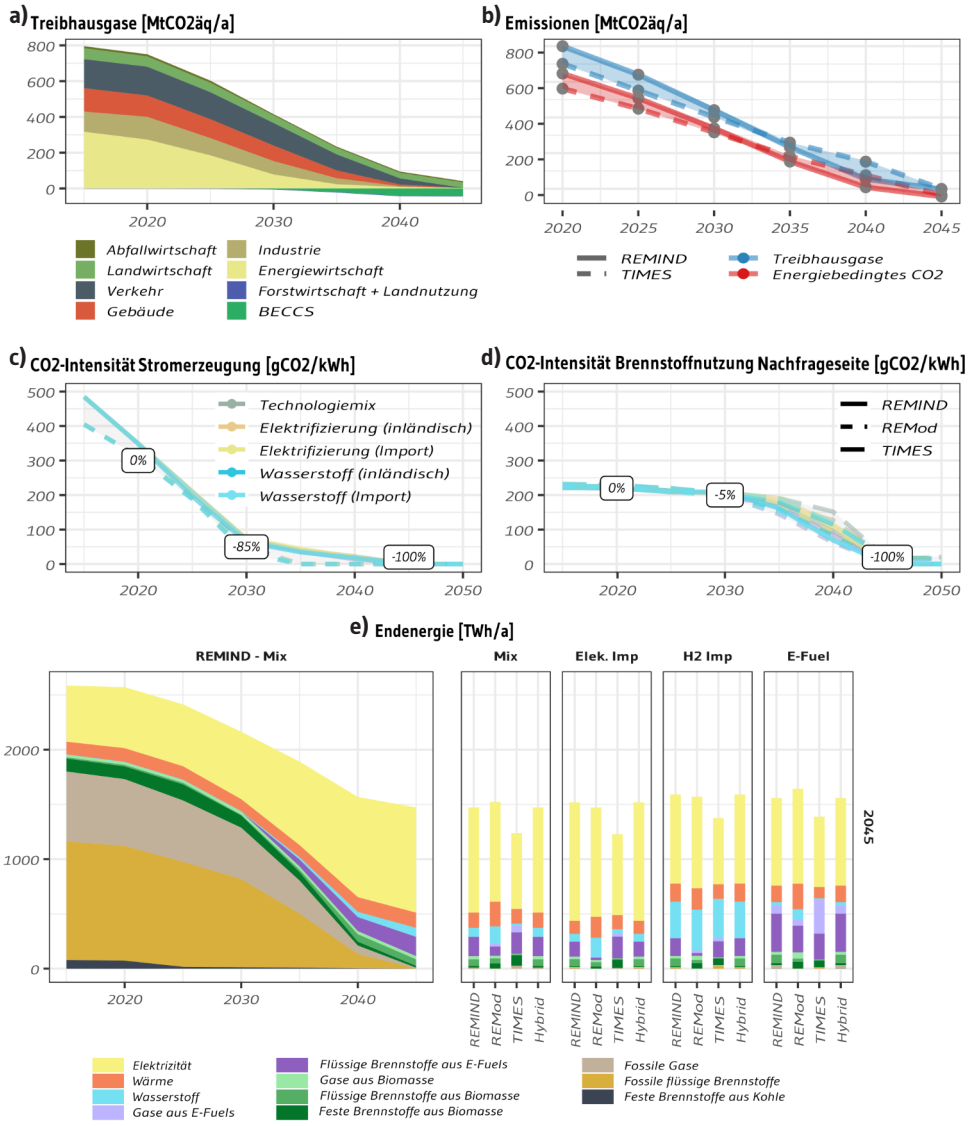
Z.2 Kernelemente der Transformation hin zur Klimaneutralität 2045: Was der Modellvergleich zeigt

Über alle eingesetzten Modelle und Technologieannahmen hinweg lassen sich von den hier entwickelten Klimaschutzpfaden die folgenden acht Kerneinsichten robust ableiten:

1. **Die zentralen Energieträger in einem klimaneutralen Energiesystem sind hauptsächlich erneuerbarer Strom, grüner Wasserstoff und grüne E-Fuels sowie nachhaltig erzeugte Biomasse.** Die Szenarienanalyse zeigt, dass der Weg zur Klimaneutralität über einen nahezu vollständigen Verzicht auf fossile Energieträger erreichbar ist. Während heute Mineralöl, Erdgas und Kohle noch knapp 80 % der Primärenergienachfrage decken (AGEB, 2020a) sinkt ihr Anteil in einem klimaneutralen Deutschland in allen Zielszenarien langfristig auf nahe Null (Abbildung Z.1e). Die Nutzung fossiler Brennstoffe wird auch aufgrund von substantiellen prozessbedingten und landwirtschaftlichen Restemissionen sowie langen Planungsvorläufen und begrenzter Verfügbarkeit von Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) limitiert (Kapitel 8).

2. **Eine zunehmend erneuerbare Stromversorgung ist die tragende Säule der weiteren Dekarbonisierung des Energiesystems.** Die Dekarbonisierung der Stromversorgung kann deutlich schneller erreicht werden als jene der nicht-elektrischen Energieversorgung. Um Deutschland auf Kurs zur Klimaneutralität 2045 zu bringen, sinkt die CO_2-Intensität der Stromversorgung – also die fossilen CO_2-Emissionen pro bereit gestellter Kilowattstunde – bereits bis 2030 um 82-92 % gegenüber 2019, maßgeblich aufgrund eines beschleunigten Kohleausstiegs (siehe Z.3). Die begrenzte Verfügbarkeit von Bioenergie, Wasserstoff und E-Fuels führt dazu, dass die fossile CO_2-Intensität nachfrageseitig genutzter Brennstoffe erst ab 2035 spürbar sinkt (Abbildung Z.1c und d).

Abbildung Z.1: Charakteristische Eigenschaften von Transformationspfaden zur Klimaneutralität



(a) Sektorale Treibhausgasemissionen im Technologiemix-Szenario (REMIND Modell); (b) Spannbreite der energiebedingten CO_2-Emissionen (inkl. negativer Emissionen durch BECCS) und der Gesamttreibhausgasemissionen in verschiedenen Zielszenarien (REMIND und TIMES-PanEU Modelle); fossile CO_2-Intensität (c) der Stromerzeugung und (d) der Brennstoffnutzung in den Nachfragesektoren; (e) Entwicklung des Endenergiebedarfs inklusive stofflicher Nutzung bis 2050 (REMIND-Mix-Szenario), sowie Endenergiebedarfen in 2045 für verschiedene Modelle und Szenarien.

3. **Die direkte Elektrifizierung des Energieverbrauchs spielt eine zentrale Rolle.** In den Zielszenarien steigt der Anteil der Elektrizität an der Endenergie von 18 % in 2019 bis 2045 auf 40-69 %. Zusätzlich zu dieser direkten Elektrifizierung trägt die indirekte Elektrifizierung über Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe zu 8-37 % zur Endenergie bei (siehe Z.4). Somit erfolgt die Umstellung in den Sektoren Verkehr, Gebäude, Industrie von fossilen Brennstoffen auf Strom, Wasserstoff, E-Fuels und Biomasse. Für diese Umstellung ist es erforderlich, die heimische Erzeugung von Wind und PV massiv zu steigern.

4. **Die Steigerung der Energieeffizienz führt in den Zielszenarien bis 2045 zu einem Rückgang des Endenergieverbrauchs um 34-59 % gegenüber 2019.** Weil die Nutzung von Strom bei vielen Anwendungen – beispielsweise in Form von E-Mobilität oder Wärmepumpen – eine deutlich bessere Umwandlungseffizienz hat als die Nutzung von Brennstoffen, trägt die Elektrifizierung zudem maßgeblich zur Minderung der Endenergienachfrage bei. Szenarien mit hohen Effizienzsteigerungen führen zu geringeren Zubaubedarfen für Erneuerbare Energien.

5. **Die Klimaneutralität 2045 erfordert die vorherige Erreichung der CO_2-Neutralität sowie die Erschließung von Senken zur CO_2-Entnahme.** Trotz eines weitgehenden Ausstiegs aus der Nutzung fossiler Energien werden jährlich CO_2-Senken im Umfang von mindestens 41-74 $MtCO_2$ benötigt, um verbleibende Treibhausgasemissionen zu kompensieren – insbesondere schwer vermeidbarer prozessbedingte CO_2-Emissionen der Industrie sowie Methan- und Lachgasemissionen aus der Landwirtschaft. Die benötigte CO_2-Entnahme könnte auch höher ausfallen, wenn zum Beispiel die vollständige Vermeidung energiebedingter CO_2-Emissionen

oder eine deutliche Reduktion der Emissionen aus der Viehzucht nicht realisiert werden.

6. **Es gibt verschiedene Optionen zur CO_2-Entnahme, deren technisches Potenzial sich bis 2045 auf über 100 $MtCO_2$ summieren könnte.** Dabei unterliegen alle Optionen spezifischen Risiken wie hohem Ressourcenaufwand und schädlichen Umweltwirkungen. Zusätzliche Einschränkungen können aus mangelnder Permanenz und gesellschaftlicher Akzeptanz resultieren. Aufgrund der bestehenden Unsicherheit über die zukünftige Senkenleistung der Biosphäre sowie des Risikos, dass durch Umwelteinflüsse wie Waldbrände oder Schädlinge der Kohlenstoffspeicher im Wald verloren geht, sollten auch technische CO_2-Senken, beispielsweise durch Bioenergienutzung mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung, entwickelt werden. Diese sind auch wichtig, um die Klimaziele gegen das Risiko potentiell höherer Restemissionen abzusichern.

7. **Die Energiewende bringt einen erheblichen Zusatznutzen für die Gesundheit, geht aber auch mit neuen Herausforderungen auf anderen Umwelthandlungsfeldern einher.** Die Energiewende erhöht den Bedarf an den Metallen Lithium, Nickel, Kobalt, Dysprosium, Iridium und Vanadium auf ein Niveau, das angesichts der begrenzten globalen Reserven zu kritischen Engpässen führen könnte. Der Flächenbedarf für die Energiebereitstellung in Deutschland könnte hingegen sogar leicht reduziert werden: obwohl sich durch den Anstieg des Bedarfs an einheimisch produziertem erneuerbarem Strom der Flächenbedarf für Wind- und Freiflächen-PV-Anlagen erhöht, kann dieser jedoch gleichzeitig durch einen Rückgang der Anbaufläche für Biomasse kompensiert werden. Die zunehmende Abkehr von Verbrennungsprozessen führt zu einem erheblichen Zusatznutzen der Energiewende, da sie Luftverschmutzung verringert und so die öffentliche Gesundheit verbessert.

8. **Die Klimaschutz-Ziele für 2030 und 2045 sind extrem herausfordernd und können nur mit massiven Investitionen, zusätzlichen politischen Maßnahmen und Infrastrukturaufbau in allen Sektoren erreicht werden.** Die starke Beschleunigung der Energiewende bis 2030 ist von besonderer Relevanz. Ohne enorme Dekarbonisierungs- und Infrastrukturmaßnahmen in diesem Jahrzehnt werden die Klimaschutzziele für 2030 verfehlt – damit würde auch das Erreichen des Langfristziels der Klimaneutralität 2045 hochgradig unwahrscheinlich werden.

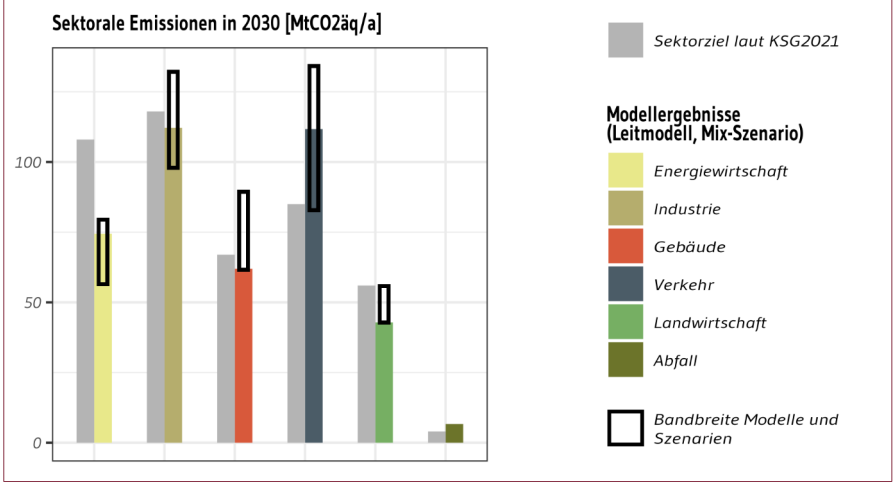
Z.3 Meilensteine für 2030: Was notwendig ist, um Klimaneutralität 2045 auf den Weg zu bringen

In dieser Dekade sind im Vergleich zum letzten Jahrzehnt deutlich gesteigerte Klimaschutzanstrengungen in allen Sektoren notwendig, um die für 2030 festgelegten Emissionsminderungsziele des KSG2021 zu erreichen und gleichzeitig entscheidende Weichen für das Langfristziel der Klimaneutralität zu stellen. Folgende sechs Meilensteine für 2030 ergeben sich aus der Szenarienanalyse und dem Modellvergleich:

1. **Eine stärkere Dekarbonisierung der Energiewirtschaft bis 2030 ist kostengünstiger als der im KSG2021 vorgesehene Transformationspfad.** Das laut KSG2021 festgelegte Gesamtziel für 2030 – eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 65 % gegenüber 1990 – wird in allen Szenarien annahmebedingt erreicht (Abbildung Z.2). Allerdings werden die sektoralen Ziele des Verkehrs- und Gebäudesektors in vielen Szenarien verfehlt und durch stärkere Emissionsminderungen in der Energiewirtschaft ausgeglichen. Das im KSG2021 festgelegte Ziel für den Gebäudesektor in 2030 ist nur unter sehr großen Anstrengungen erreichbar und nicht Teil des kostenoptimalen Transformationspfads. Im Verkehrssektor wird das 2030-Sektorziel durch die hier modellierte Antriebswende in der Mehrheit der Szenarien verfehlt.

2. **In den kostenoptimalen Zielszenarien erfolgt der Ausbau von Wind und Photovoltaik (PV) deutlich stärker und der Kohleausstieg deutlich früher als bislang vorgesehen: So können die Emissionen der Energiewirtschaft bis 2030 um etwa zwei Drittel gegenüber 2019 gesenkt werden** (Abbildung Z.3b). Für die starke Dekarbonisierung der Energiewirtschaft

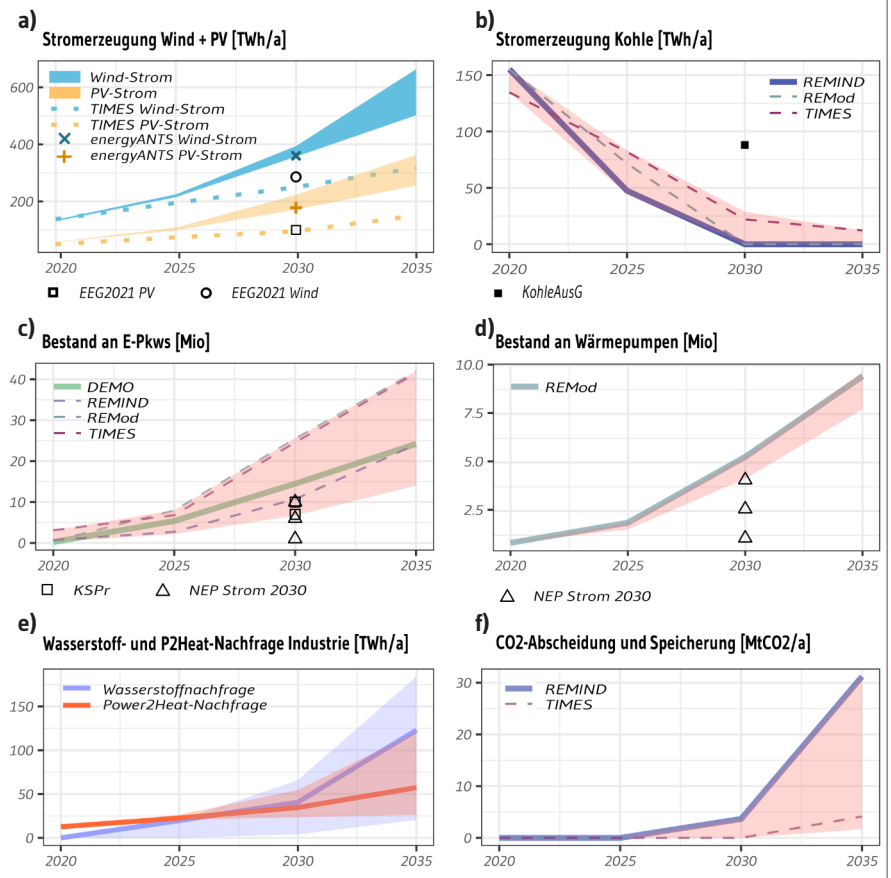
Abbildung Z.2: Sektorale Treibhausgasemissionen der Leitmodelle im Technologiemix-Szenario (farbige Balken) sowie Bandbreite über Szenarien und Modelle hinweg (schwarze Boxen)



Die grauen Balken zeigen das entsprechende Sektorziel laut KSG2021 (KSG, 2021).

bis 2030 ist eine Verdreifachung der Wind- und PV-Erzeugung laut REMIND und REMod auf 550-615 TWh bis zum Jahr 2030 notwendig (Abbildung Z.3a) – das liegt erheblich über den derzeit im EEG2021 anvisierten Strommengen (2029: 376 TWh). Die hierfür erforderlichen Kapazitäten für Wind und PV liegen am oberen Rand des auf Basis von geographisch hoch aufgelösten Analysen abgeschätzten Ausbaukorridors (Kapitel 5). Laut energyANTS-Modell ist ein Zubau für 2030 in Höhe von etwa 120 GW Wind und 185 GW PV notwendig, um die hohe Erzeugung zu realisieren (Kapitel 5). Nur durch eine deutliche Reduktion der Endenergienachfrage um etwa 35 % bis 2030 durch Effizienzgewinne wären die Ausbaupfade des EEG2021 (EEG, 2021) mit den Klimazielen für 2030 vereinbar (TIMES-PanEU-Modell). Darüber hinaus zeigen alle Szenarien, dass die Kohleverstromung aufgrund der CO_2-Bepreisung zunehmend unwirtschaftlich wird, was zu einem vollständigen oder nahezu vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2030 führt (Abbildung Z.3b). Der stark erhöhte Anteil an Erneuerbaren Energien am Strommix (2030: 76-89 %) sowie die steigende Stromnachfrage machen zudem einen beschleunigten Ausbau der Netzinfrastruktur im Bereich der Übertragungs- und Verteilnetze unerlässlich.

Abbildung Z.3: Ausgewählte Indikatoren zur Erreichung der Meilensteine 2030



(a) Spannbreite der Wind- und PV-Erzeugung in allen Szenarien in den Leitmodellen REMIND und REMod sowie in TIMES-PanEU im Technologiemix-Szenario und energyANTS im Kombinations-Szenario[2];(b) Stromerzeugung aus Kohle im Technologiemix[3]; (c) Bestand an E-Pkw im Technologiemix -Szenario (Liniendiagramm) sowie in allen anderen Szenarien (rote Fläche); (d) Bestand an Wärmepumpen im Technologiemix-Szenario (Liniendiagramm) sowie in allen anderen Szenarien (rote Fläche);(e) Power2Heat- und Elektrolyse-Wasserstoffnachfrage der Industrie im Leitmodell FORECAST im Mix-Szenario (Liniendiagramm) sowie in allen anderen Szenarien (rote Fläche); (f) CO_2-Abscheidung und -Speicherung im Mix-Szenario (Liniendiagramm) sowie in allen anderen Szenarien (rote Fläche).

Quellen: (BNetzA, 2019; EEG, 2021; KohleAusG, n.d.; KSPr, 2019)

3. **In den Endnutzungssektoren Gebäude, Verkehr und Industrie muss bereits bis 2030 ein konsequenter Umstieg der Energieträger durch direkte und indirekte Elektrifizierung stattfinden, um den Kurs auf Klimaneutralität 2045 anzupassen.** Laut dem Sektorleitmodell REMod erfordert die Dekarbonisierung des Gebäudesektors bereits vor 2030 einen Dreiklang aus einer steigenden jährlichen Sanierungsrate auf 1,5-2 %, der Installation von etwa 5 Mio. Wärmepumpen (Abbildung Z.3d) sowie den Neuanschluss von etwa 1,6 Mio. Gebäuden an das Fernwärmenetz. Für die Dekarbonisierung des Verkehrssektors bis zum Jahr 2045 sind bereits bis 2030 bedeutende Schritte in der Antriebswende nötig. In der nächsten Dekade spielt die direkte Elektrifizierung des Personenverkehrs eine prioritäre Rolle. Laut der Verkehrsleitmodelle DEMO und VECTOR21 sind in allen Technologiepfaden mindestens 14 Mio. E-Pkw im Bestand des Jahres 2030 erforderlich (Abbildung Z.3c). Diese Zahl übersteigt die Zielspanne von 7-10 Mio. des noch aktuellen Klimaschutzprogramms 2030 (KSPr, 2019) um 40 %. Ein damit konsistenter Ausbau der Ladeinfrastruktur erfordert unter der Annahme, dass wenig öffentlich und öffentlich wenig schnell geladen wird, mindestens 50.000 öffentlich zugängliche Schnellladepunkte in Kombination mit etwa 480.000 öffentlich zugänglichen Normalladepunkten[1]. Im Industriesektor ist der Zeithorizont bis 2030 entscheidend, denn in diesem Zeitraum müssen CO_2-neutrale Verfahren vom Pilot- und Demonstrations-Maßstab auf industrielles Niveau skaliert und wirtschaftlich betrieben werden können. Laut Sektormodell FORECAST entfällt die höchste Minderung bis 2030 mit mehr als 30 $MtCO_2$ auf den Brennstoffwechsel (für Dampferzeugung und Öfen) hin zu Strom, Was-

1 Die Anzahl der benötigten öffentlichen Ladepunkte hängt sowohl vom gesamtwirtschaftlichen Technologiefokus (direkte vs. indirekte Elektrifizierung) als auch vom Ladeinfrastrukturkonzept (Anteil Schnellladestationen) und Ladeverhalten (öffentlich vs. privat) ab.
2 Für die Berechnung der implizierten EEG-Erzeugungsmengen werden die Zielkapazitäten des EEG2021 für 2030 mit 2900 Volllaststunden für Onshore Wind, 4000 Volllaststunden für Offshore Wind, 1000 Volllaststunden für PV (Kapitel 5) verrechnet.
3 Zur Berechnung der aus dem KohleAusG resultierenden Kohlestrommenge werden die im KohleAusG für 2030 angegebenen Kapazitäten mit durchschnittlich 5200 Volllaststunden in Anlehnung an (Gierkink et al., 2019; Graichen et al., 2019; Matthes et al., 2019) verrechnet.

serstoff und Gas (Abbildung Z.3e), deren Bereitstellung entsprechend gewährleistet werden sollte.

4. **Der Technologiehochlauf von Wasserstoff und E-Fuels muss zügig beginnen, um die hohen Langfristbedarfe decken zu können.** Die Verfügbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff und E-Fuels wird zumindest mittelfristig bis in die 2030er-Jahre beschränkt bleiben. Entsprechend wird in den Szenarien ihr Einsatz für Anwendungen dort priorisiert, wo es keine Möglichkeit zur direkten Elektrifizierung gibt, zum Beispiel Ammoniakproduktion, Primärstahlerzeugung, Grundstoffchemie sowie Flug- und Schiffsverkehr. Für den Industriesektor besteht laut Sektormodell FORECAST ein Wasserstoffbedarf von etwa 40 TWh in 2030 (Technologiemix-Szenario) (Abbildung Z.3e).

5. **Das Ziel der Klimaneutralität ist ohne CO_2-Entnahmen nicht erreichbar**. Der Technologiehochlauf sowie der Infrastruktur-Aufbau sollten daher bis 2030 signifikante Mengen erreichen. Für die Pilotierung der Abscheidung und geologischen CO_2-Speicherung erscheinen 2-5 Mio. t CO_2 in 2030 als sinnvoller Meilenstein (Abbildung Z.3f). Zudem sollten auch landbasierte Methoden wie die Kohlenstoffbindung im Boden oder eine erhöhte Senkenleistung des Waldes gefördert werden.

6. **Infrastruktur: Die modellierten Mengen an Strom, Fernwärme, Wasserstoff sowie relevanten Kenngrößen für die Sektorkopplung wie E-Fahrzeuge und Wärmepumpen liegen über den Mengen, die in den aktuellen Infrastrukturplanungen vorgesehen sind** (Abbildung Z.3a, c, d). Eine rasche Anpassung der Infrastrukturplanung und ihre Umsetzung ist daher notwendig.

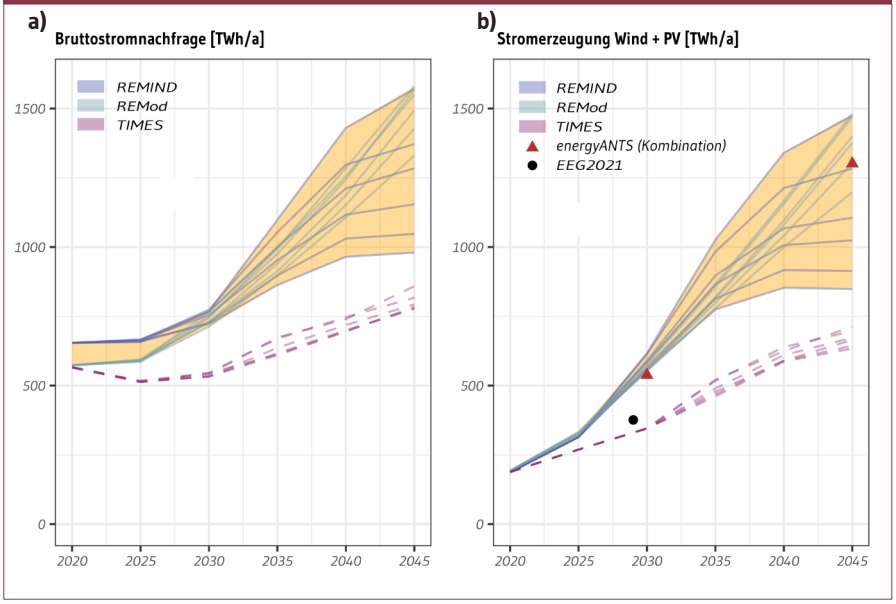
Z.4 Elektronen und Moleküle: Die Umstellung auf eine erneuerbare Energieversorgung

Zusätzlich zur direkten Elektrifizierung kommt der indirekten Elektrifizierung der Energieversorgung über erneuerbaren Wasserstoff und E-Fuels eine wichtige Rolle zu. Klar ist, dass angesichts der begrenzten Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse und von Geothermie fossile Energieträger zukünftig zu großen Teilen sowohl durch Strom (direkte Elektrifizierung) als auch Wasserstoff und E-Fuels (indirekte Elektrifizierung) ersetzt werden müssen (Kapitel 6). Die Umstellung auf Erneuerbare Energien über die direkte Elektrifizierung („Elektronen") zeichnet sich durch eine besonders hohe Umwandlungseffizienz aus. Die Nutzung der Erneuerbaren über Wasserstoff und E-Fuels („Moleküle") ist insbesondere für die Produktion von Primärstahl, die stoffliche Nutzung in der chemischen Industrie und schwer elektrifizierbare Endnutzungen wie Hochtemperaturprozesse oder den Flugverkehr relevant. Zudem kann die flexible Erzeugung von Wasserstoff einen bedeutenden Beitrag zur Integration fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung leisten.

Die direkte und indirekte Elektrifizierung der Energienachfrage führt zu einer massiven Zunahme des nationalen Bruttostrombedarfs auf 780-1.580 TWh im Jahr 2045. Die Bandbreite des Strombedarfs wird maßgeblich durch den Umfang erneuerbarer Energieimporte und die Entwicklung der nachfrageseitigen Energieeffizienz bestimmt. Im Vergleich zu seinem heutigen Niveau von etwa 580 TWh in 2019 (AGEB, 2020b), steigt der Bruttostromverbrauch um etwa 23-34 % bis 2030 und 70-170 % im Jahr 2045 in allen Zielszenarien von REMIND und REMod (Abbildung Z.4a). Im Modell TIMES-PanEU, welches sehr hohe Effizienzverbesserungspotenziale in allen Sektoren annimmt, steigt die Bruttostromnachfrage bis 2045 lediglich um 34-48 %.

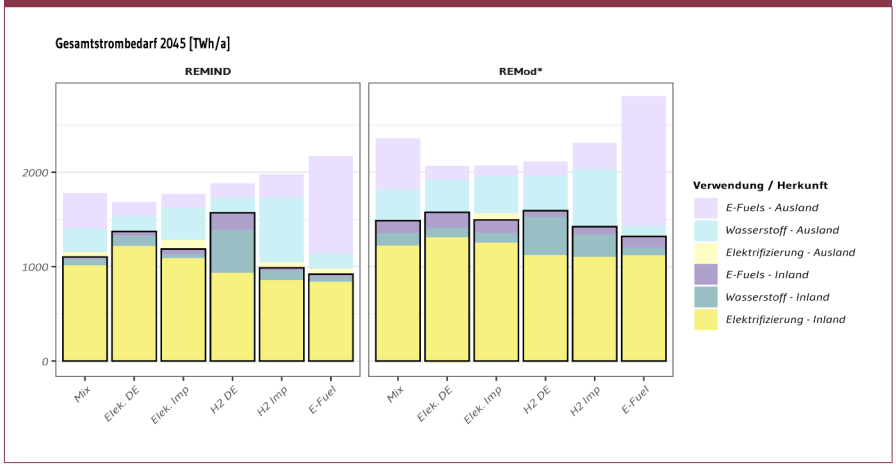
Der überwiegende Teil der Stromnachfrage wird durch einen massiven Ausbau der einheimischen Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie auf 630-1.480 TWh im Jahr 2045 gedeckt. In einem Großteil der Szenarien müssen die in Kapitel 5 ermittelten Potenziale für Sonnen- und Windstromerzeugung vollständig genutzt werden. So spielen sowohl PV-Freiflächenanlagen, Dachanlagen, Wind Onshore als auch Wind Offshore eine wichtige Rolle. Das untere Ende der Bandbreite wird durch Pfade mit sehr hoher Effizienzverbesserung (TIMES-PanEU-Modell) beschrieben. Je höher der Gesamtstrombedarf 2045 ist, zum Beispiel durch hohe einheimische

Abbildung Z.4: Entwicklung der Elektrifizierung



(a) Bruttostromnachfrage in den Gesamtsystemmodellen REMIND und REMod in allen Zielszenarien und (b) Entwicklung der Stromerzeugung aus Wind und PV in den Gesamtsystemmodellen REMIND und REMod (gelb hinterlegt) sowie in TIMES-PanEU in allen Zielszenarien und energyANTS im Kombinations-Szenario.

Abbildung Z.5: Gesamtstrombedarfe im Inland und Ausland in den Modellen REMIND, REMod* in ausgewählten Zielszenarien[4]



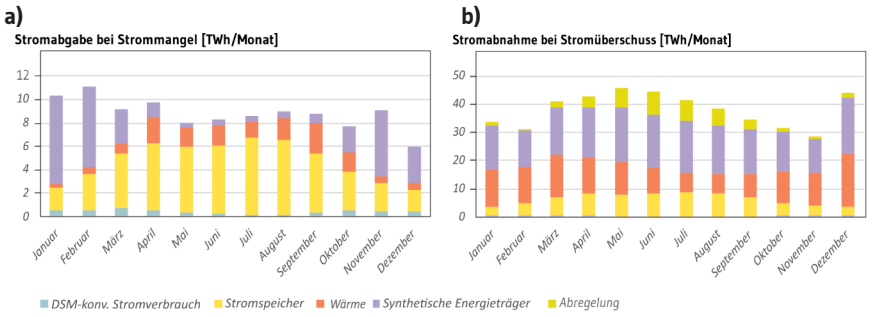
Power-to-X-Erzeugung, desto geringer ist der Spielraum bezüglich des Erneuerbaren-Ausbaupfades und der Gewichtung zwischen Wind und Solar. Für das Jahr 2030 überschreitet die Wind- und Solarstromerzeugung den Strommengenpfad des EEG2021 deutlich (siehe Z.3). Der Vergleich der notwendigen Gesamtstrommengen in den unterschiedlichen Technologieszenarien führt zu zwei wichtigen Schlussfolgerungen: Erstens ist in allen Szenarien eine hohe heimische Stromerzeugung notwendig. Zweitens führt eine Fokussierung auf Wasserstoff und E-Fuels zu einer erhöhten Importabhängigkeit, da diese zu großen Teilen importiert werden müssen. Diese Importe erfordern wiederum Stromerzeugungsmengen von bis zu 1.500 TWh/a im Ausland und verlagern somit einen Teil der Energiewende-Transformationsleistung ins Ausland (Abbildung Z.5, Abschnitt Z.6).

Die zunehmende Bedeutung der Stromerzeugung aus fluktuierender Wind- und Solarenergie erfordert Energiespeicher sowie eine zunehmende Flexibilisierung des Energiesystems. Die Detailanalysen in Kapitel 7 zeigen, dass es auch in den erneuerbar dominierten, klimaneutralen Energiesystemen ausreichend technische Ansätze gibt, um Stromangebot und -nachfrage in Einklang zu bringen. Eine besonders wichtige Rolle spielt dabei die Sektorkopplung, also die zunehmende Verzahnung der Stromwirtschaft mit den Nachfragesektoren Industrie, Verkehr und Gebäude sowie der Brennstofferzeugung.

Power-to-Fuel-Technologien, zeitlich flexible Wärmeerzeugung für Gebäude und Industrie sowie Batteriespeicher ermöglichen eine erhebliche Verbesserung der zeitlichen Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch, so dass eine effektive Nutzung der erneuerbaren Erzeugung aus Wind- und Sonnenstrom möglich wird (Abbildung Z.6). In den Zielszenarien wird in der Zeitspanne 2041-2045 nur 2-6 % der Stromerzeugung abgeregelt. In Zeiten geringer erneuerbarer Stromerzeugung wird die flexible Nachfrage durch Sektorkopplungstechnologien zurückgefahren, während die verbleibenden Lücken zur inflexiblen Nachfrage durch Ausspeichern und auf synthetischem Methan oder Wasserstoff basierenden Backup-Kraftwerken gedeckt werden. Die zunehmende direkte und indirekte Elektrifizierung der Endenergienachfrage schafft also starke Synergien zur Integration des fluktuierenden erneuerbaren Stroms. Demand-Side-Management des konventionellen Verbrauchs aus bestehenden Stromanwendungen leistet langfristig hingegen einen vergleichsweise geringen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems.

In den Zielszenarien besteht eine erhebliche Bandbreite bezüglich des jeweiligen Grads an direkter und indirekter Elektrifizierung der Endenergienachfrage sowie den daraus resultierenden Mengen an Strom, Wasserstoff und E-Fuels (Abbildung Z.7). Im Zieljahr der Klimaneutralität liegt der Anteil von Strom an der Endenergie zwischen 40 % und 69 % (Abbildung Z.7a). Wasserstoff und E-Fuels decken zusammen zwischen 8 % und 37 % des Endenergiebedarfs des Jahres 2045 (Abbildung Z.7c). In Szenarien mit Fokus auf direkter Elektrifizierung wird die Nutzung von E-Fuels im Wesentlichen auf Anwendungen in spezifischen Industriesektoren, Schiffs- und Flugverkehr, sowie als Backup-Energieträger in der Energiewirtschaft beschränkt bleiben. In Wasserstoff-fokussierten Szenarien spielen Brennstoffzellenfahrzeuge im Schwerlastverkehr eine dominante Rolle, zudem wird Wasserstoff zum dominanten Energieträger für Hochtemperaturprozesse in der Industrie.

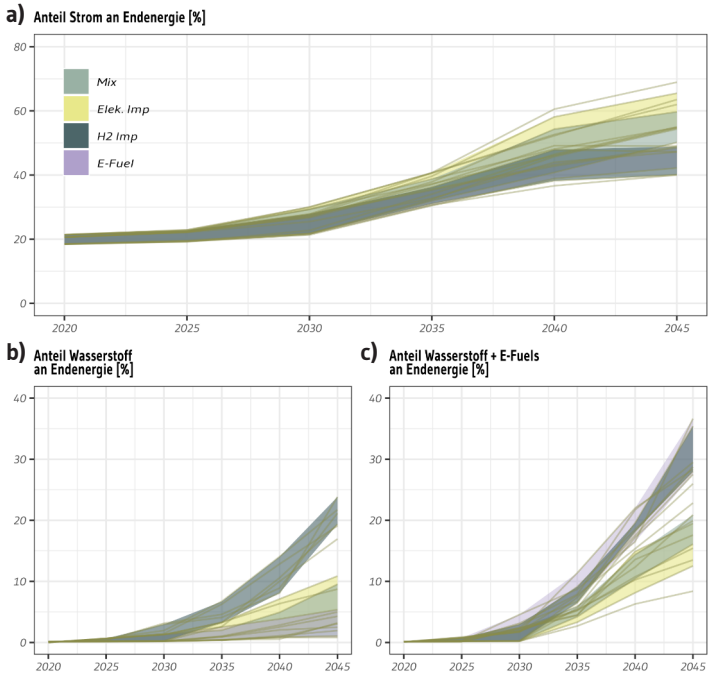
Abbildung Z.6: Flexibilisierung des Stromsystems



(a) Gesammelte flexible Stromabgabe bei Strommangel; (b) gesammelte flexible Stromabnahme bei Stromüberschuss. Gezeigt ist jeweils der Durchschnitt in den Jahren 2041–2045 des Technologiemix-Szenarios im REMod-Modell. Die Ergebnisse zum Demand-Side-Management des konventionellen Stromverbrauchs wurden mit dem Modell E2M2 erarbeitet.

4 Für die Berechnung der implizierten Strommengen im Ausland wird eine Effizienz von 60% für Wasserstoff und 40% für E-Fuels angenommen. In REMod wurden Bedarfe für nicht-energetische Nutzung von Wasserstoff und E-Fuels im Industriesektor auf Basis des FORECAST-Modells ergänzt.*

Abbildung Z.7: Anteil Strom, Wasserstoff sowie Wasserstoff + E-Fuels am gesamten Endenergieverbrauch inklusive Bunkertreibstoffen und stofflicher Nutzung in den Gesamtsystemmodellen gruppiert nach Szenarien



(a) Bandbreite des Stromanteils in der Endenergienachfrage; (b) Bandbreite des Elektrolyse -Wasserstoffanteils in der Endenergienachfrage und (c) Bandbreite des E-Fuels-Anteils in der Endenergienachfrage. Die Anteile aller dargestellten Energieträger enthalten heimische Erzeugung und Importe.

Z.5 Transformation der Endnutzungssektoren

Die Transformation der Endnutzungssektoren Industrie, Verkehr und Gebäudewärme stellt eine besonders große Herausforderung auf dem Weg zur Klimaneutralität dar. Während die THG-Emissionen dieser Sektoren zwischen 2010 und 2019 insgesamt nur um etwa 3 % zurückgingen, zeigen die Klimaschutzszenarien der Sektormodelle eine Minderung von 37 % zwischen 2020 und 2030, und 88 % zwischen 2020 und 2040. Trotz dieser Beschleunigung des Minderungstempos werden die KSG-Zielvorgaben für die Nachfragesektoren, insbesondere Verkehr und Gebäude, in vielen Szenarien nicht eingehalten (Z.3). In den Nachfragesektoren schreitet der Energieträgerwechsel zu nicht-fossilen Brennstoffen deutlich langsamer voran als in der Energiewirtschaft. Hierfür ist eine Vielzahl von Herausforderungen verantwortlich, beispielsweise lange Reinvestitionszyklen, fehlende Infrastruktur, mangelnde Wirtschaftlichkeit oder die fehlende Verfügbarkeit klimaneutraler Energieträger.

Der Einsatz kohlenstoffbasierter Brennstoffe in der Endnutzung sinkt insbesondere ab den 2030er-Jahren befördert durch die direkte und indirekte Elektrifizierung stark. Strom deckt derzeit nur 18 % des Endenergieverbrauchs inklusive Bunkertreibstoffen und stofflicher Nutzung (AGEB, 2021). Sein Anteil steigt in den Zielszenarien, je nach technischem Fokus, bis 2045 auf 40-69 % an. Aufgrund der Trägheitsdynamiken - insbesondere beim Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung - entfaltet die Klimaschutzwirkung der direkten und indirekten Elektrifizierung der Endnutzungssektoren ihre Hauptwirkung ab den 2030er-Jahren, in denen die Nutzung von Strom und nicht-fossilen Brennstoffen stark ansteigt (Abbildung Z.8, Abbildung Z.10 und Abbildung Z.12). Die Potenziale für die direkte Elektrifizierung sind dabei hochgradig sektorspezifisch und bestimmen maßgeblich die Notwendigkeit des Einsatzes der nicht-fossilen Brennstoffe Wasserstoff, E-Fuels oder Bioenergie.

Aufgrund von Pfadabhängigkeiten müssen zahlreiche Investitionsentscheidungen schon in den 2020er-Jahren mit dem Ziel der Klimaneutralität kompatibel sein. Infrastrukturen, der Gebäudebestand sowie Industrieanlagen zeichnen sich durch besonders lange Lebensdauern aus. Bereits bis 2030 haben E-Pkw im motorisierten Individualverkehr, Wärmepumpenheizsysteme bei der Gebäudewärme und elektrische Kessel bei der industriellen Dampferzeugung bei den Neuanschaffungen eine wichtige oder dominante Stellung

Die konkreten Ergebnisse zu den Transformationen der einzelnen Sektoren sind im Folgenden entlang der Kapitel des Szenarienreports zusammengefasst.

Z.5.1 Verkehr

Bis zum Jahr 2030 hat die direkte Elektrifizierung das größte THG-Emissionsminderungspotential im Verkehrssektor. Das gilt vor allem für Verkehrsträger und -segmente, die den größten Anteil an den direkten THG-Emissionen im Sektor haben, also für den Pkw- und teilweise den straßengebundenen Güterverkehr. Da für Pkw und teilweise auch für die Lkw schon jetzt kommerziell wettbewerbsfähige und technisch ausgereifte batterieelektrische Lösungen verfügbar sind, können durch die direkte Elektrifizierung kurzfristige Fortschritte bei der Dekarbonisierung erzielt werden (Abbildung Z.8).

Selbst mit einem massiven Anstieg des Anteils batterieelektrischer Fahrzeuge werden die Sektorziele aus dem KSG2021 bis zum Jahr 2030 nicht erreicht. Die kurzfristigen Minderungspotentiale durch eine reine Antriebswende sind begrenzt. Ein höherer Absatz batterieelektrischer Fahrzeuge wird gegenwärtig unter anderem durch fehlende öffentliche Ladeinfrastruktur limitiert. Zudem sind Bestandsfahrzeuge langlebig, was auch im Falle von hohen Absätzen von E-Pkw nur zu einer langsamen Änderung des Pkw-Gesamtbestandes führt (Abbildung Z.9). Die Szenarienanalysen zeigen, dass selbst bei einer deutlichen Kostendegression von batterieelektrischen Fahrzeugen, sehr schnellem Ladeinfrastrukturausbau und hohen CO_2-Preisen wie im Elektrifizierungsszenario kurzfristig zusätzliche Maßnahmen

erforderlich sein werden, um die Sektor-Ziele bis zum Jahr 2030 zu erreichen. In Frage kommen hierfür vor allem auch Maßnahmen zur Änderung des Mobilitätsverhaltens, wie der Wechsel auf andere Verkehrsträger.

Die indirekte Elektrifizierung (Nutzung der Energieträger Wasserstoff und E-Fuels) bildet bis zum Jahr 2045 in Teilbereichen des Güter-, Personenschienen- und Busverkehrs sowie für den Flugverkehr eine sinnvolle und für Verbrenner-Restbestände bei den Pkw eine notwendige Ergänzung zur direkten Elektrifizierung (Abbildung Z.9). Die Nutzung dieser Energieträger erfordert jedoch im Vergleich zur direkten Elektrifizierung einen erheblich größeren Einsatz an Energie, insbesondere von erneuerbarem Strom.

Z.5.2 Gebäudewärme

Die wichtigsten Säulen der Wärmewende zur Erreichung eines klimaneutralen Gebäudebestands sind ein konsequenter Energieträgerwechsel und eine Steigerung der Sanierungsrate und der Sanierungstiefe. Für den konsequenten Energieträgerwechsel sind der Umstieg auf Erneuerbare Energieträger in Gebäuden und bei der Fernwärmebereitstellung notwendig, unter anderem durch einen beschleunigten Austausch von Heizsystemen. Die Steigerung der Sanierungsrate- und der Sanierungstiefe ist unerlässlich, um die Endenergienachfrage zu reduzieren und häufig Voraussetzung für einen Einsatz klimaneutraler Heizsysteme wie elektrischer Wärmepumpen. Weiterhin wirkt auch eine effiziente Nutzung von Wohnraum unterstützend.

Die direkte Elektrifizierung spielt im Gebäudesektor in allen Zielszenarien eine entscheidende Rolle durch die Nutzung von Wärmepumpen oder Heizstäben in Gebäuden und für die Einspeisung in Wärmenetze. Die indirekte Elektrifizierung über Brennstoffzellen oder Wasserstoffkessel spielt dagegen im Gebäudesektor eine vergleichsweise kleine Rolle und ist abhängig vom Technologieszenario (Abbildung Z.10). Hauptgründe für die begrenzte Nutzung von wasserstoffbasierten Technologien sind wettbewerbsfähigere Alternativen wie Wärmenetze und Wärmepumpen sowie die begrenzte Verfügbarkeit und hohe Kostenintensität von grünem Wasserstoff.

Abbildung Z.8: Zusammensetzung der Endenergienachfrage im Verkehrssektor des Leitmodells DEMO im Technologiemix-Szenario[5]

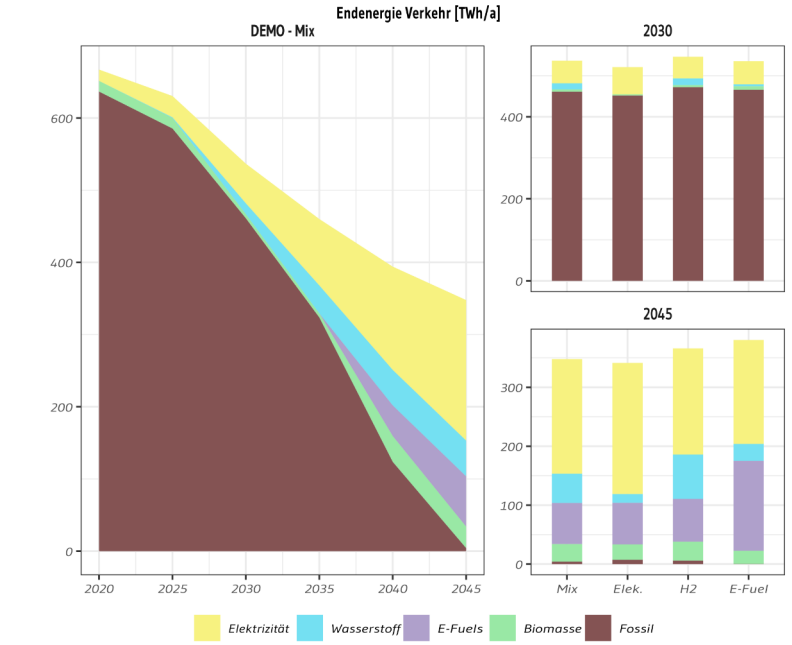
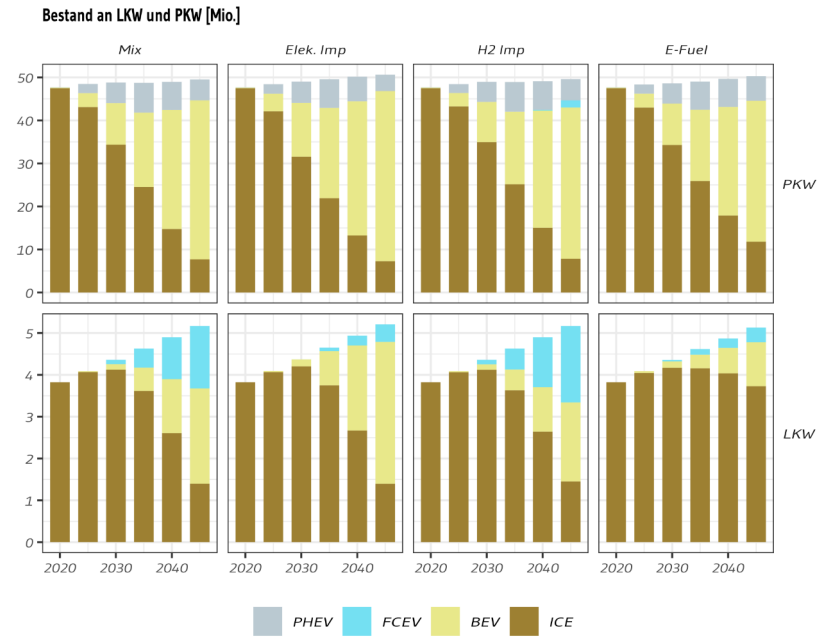


Abbildung Z.9: Zusammensetzung des Pkw- und Lkw-Bestands des Leitmodells VECTOR21 in ausgewählten Szenarien



Fahrzeugtypen: ICE - Verbrennungsmotor; BEV - batterieelektrisches Fahrzeug; FCEV - Wasserstoffbrennstoffzelle; PHEV - Plug-in Hybrid.

Um das Gebäude-Sektorziel für 2030 zu erreichen, sind laut Szenarienanalyse sehr ambitionierte Sanierungsraten notwendig, die bis zum Jahr 2030 auf mindestens 1,5 - 2,0 % steigen. Die Sanierungstiefe der Gebäude entspricht in den Zielszenarien durchschnittlich über alle Gebäude nahezu dem KfW-55 Standard (Abbildung Z.11). Eine flächendeckende Nutzung des Passivhausstandards KfW-40 ist hingegen nicht Teil des kostenoptimalen Transformationspfades.

5 Die Zusammensetzung der flüssigen und gasförmigen Brennstoffe ist nicht Teil der DEMO-Modellierung, sondern aus REMIND abgeleitet.

Abbildung Z.10: Zusammensetzung der Endenergienachfrage im Gebäudesektor des Leitmodells REMod im Technologiemix-Szenario

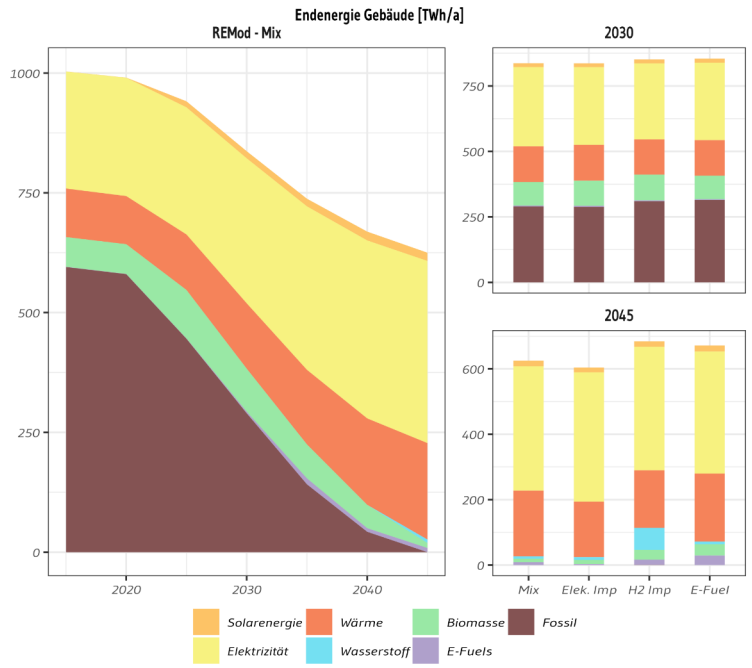
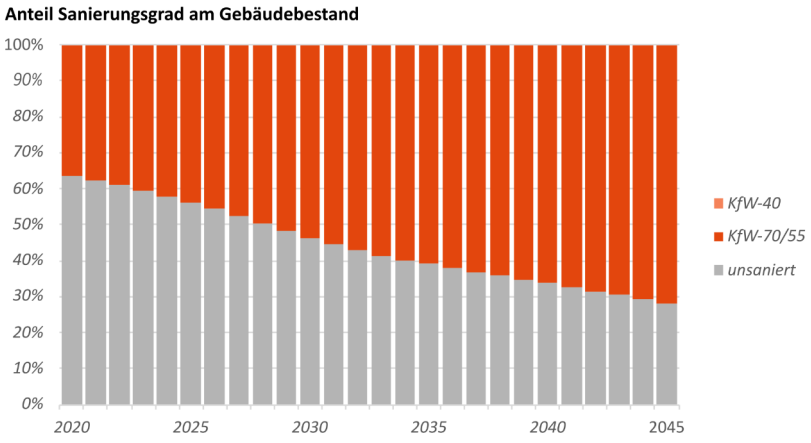


Abbildung Z.11: Sanierungsgrad des Gebäudebestands des Leitmodells REMod im Technologiemix-Szenario.



Sie könnte jedoch eine bedeutsamere Rolle spielen, wenn es beispielsweise Verzögerungen bei anderen vergleichbar günstigen Lösungen zur Dekarbonisierung gibt, wie dem Zubau Erneuerbarer Energien. Selbst bei einer Sanierungsrate von 2 % – einer Verdopplung gegenüber dem gegenwärtigen Niveau – verbleibt ein Viertel des Gebäudebestands im Jahr 2045 unsaniert. Ein maßgeblicher limitierender Faktor für die Umsetzungsgeschwindigkeit der Wärmewende sind die Kapazitäten des Baugewerbes.

Z.5.3 Industrie

Die Transformation des Industriesektors muss neben technischen vor allem die Herausforderungen der Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit adressieren. Derzeit zeichnet sich der Industriesektor durch eine hohe Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen, insbesondere für Hochtemperaturprozesse, technisch bedingte Abhängigkeiten von Energieträgern und Rohstoffen (etwa zur Stahlproduktion), prozessbedingte Emissionen aus chemischen Reaktionen im Produktionsprozess (etwa Zement) und Energiebedarfen für die stoffliche Nutzung (insbesondere Chemie) aus.
Für die Industriewende sind daher erhebliche Veränderungen in energieintensiven Produktionsverfahren nötig – bis hin zum vollständigen Ersatz etablierter Techniken. Darüber hinaus sind jedoch auch massive Anpassungen etablierter Preisstrukturen von Energieträgern sowie verstärkte Anstrengungen zur Steigerung von Energie und Materialeffizienz und Ausbau der Kreislaufwirtschaft notwendig.

Die Szenarien zeigen alternative Pfade zu einer nahezu CO_2-neutralen Industrieproduktion bis zum Jahr 2045, die übereinstimmend ambitionierte Veränderungen des gesamten industriellen Produktionssystems und eine tiefgreifende Transformation in vielen Branchen und Wertschöpfungsketten beinhalten (Abbildung Z.12). Die wichtigsten Vermeidungshebel sind die Energie- und Materialeffizienz beziehungsweise Kreislaufwirtschaft, der Prozesswechsel auf sekundäre Produktionsrouten und innovative CO_2-neutrale Verfahren sowie der damit verbundene, umfassende Einsatz von CO_2-neutralen Energieträgern (Abbildung Z.13). Trotz der massiven Prozess- und Produktionsveränderungen verbleiben in allen Szenarien prozessbedingte Restemissionen. Diese können durch den Einsatz von CO_2-Abscheidung und -Nutzung oder -Speicherung in der Klimawirkung weiter reduziert werden.

In allen Szenarien werden hohe Mengen an CO_2-neutralen Energieträgern eingesetzt. Die zwei wichtigsten Energieträger für die Industrie werden zukünftig Strom und Wasserstoff sein. 2045 werden zwischen 248 TWh (Wasserstoff-Szenario) und 413 TWh (Elektrifizierungs-Szenario) Strom direkt genutzt (2018: 223 TWh). Hinzu kommen – als indirekte Stromnutzung – zwischen 173 TWh (Elektrifizierungs-Szenario) und 342 TWh (Wasserstoff-Szenario) Wasserstoff (2018: 0 TWh)[6]. Im E-Fuels-Szenario wird nachfrageseitig wenig umgestellt – stattdessen Erdgas angebotsseitig durch synthetisches E-Methan ersetzt. Die Nutzung dieses Brennstoffs steigt so auf 347 TWh (Erdgasnutzung 2018: 245 TWh). In diesem Szenario bleibt die Stromnutzung

6 Die aktuelle Wasserstoffnutzung in Höhe von 55 TWh wird beinahe ausschließlich durch die Dampfreformierung von Erdgas bereitgestellt und ist in der energetischen und stofflichen Erdgasnutzung inkludiert.

2045 auf dem Niveau von 2018 und es werden geringe Mengen Wasserstoff direkt verwendet (23 TWh).

Damit die Umstellung auf eine CO_2-neutrale Industrieproduktion bis zum Jahr 2045 gelingen kann, ist der Zeithorizont bis 2030 entscheidend. Bis 2030 ist es essenziell, CO_2-neutrale Verfahren vom Pilot- und Demonstrations-Maßstab auf industrielles Niveau zu skalieren und ihren wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Hohe Investitionen in Neuanlagen sind nötig und Lösungen zur Bereitstellung von CO_2-neutralem Wasserstoff und Strom – insbesondere die benötigte Infrastruktur – müssen umgesetzt werden. Ferner verlangt das Erreichen des 2030-Ziels des KSG2021 (KSG, 2021) für den Industriesektor bereits bis 2030 grundlegende Umstellungen: Ohne einen substanziellen Einsatz von neuen CO_2-armen oder CO_2-neutralen Produktionsverfahren, wie der Herstellung von Stahl über die Direktreduktion, ist das Sektorziel nicht zu erreichen.

Abbildung Z.12: Zusammensetzung der Endenergienachfrage im Industriesektor des Leitmodells FORECAST im Technologiemix-Szenario

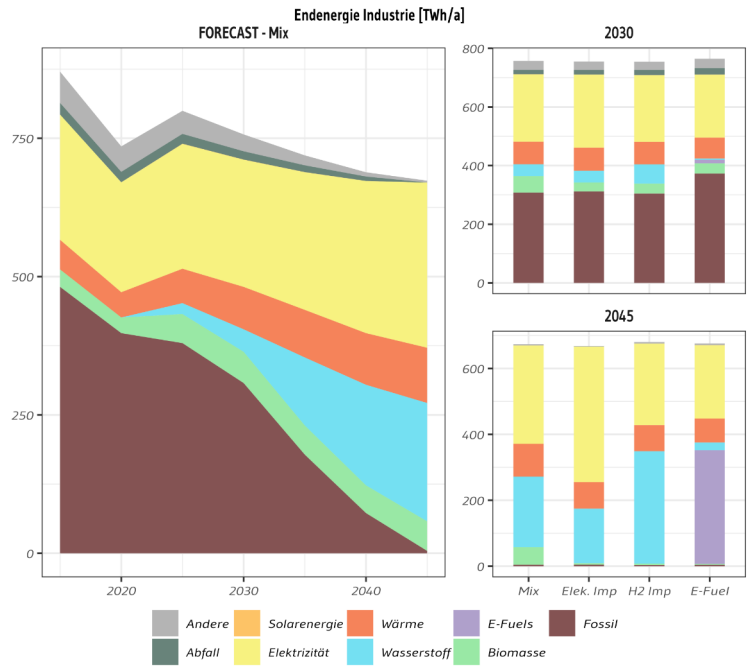
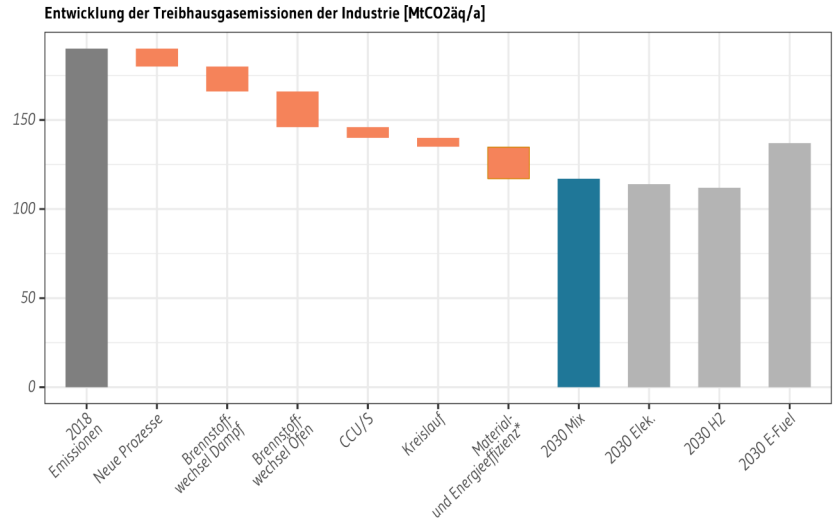


Abbildung Z.13: Beitrag einzelner Vermeidungsoptionen zur Emissionsminderung bis zum Jahr 2030 ggü. 2018 im Technologiemix-Szenario

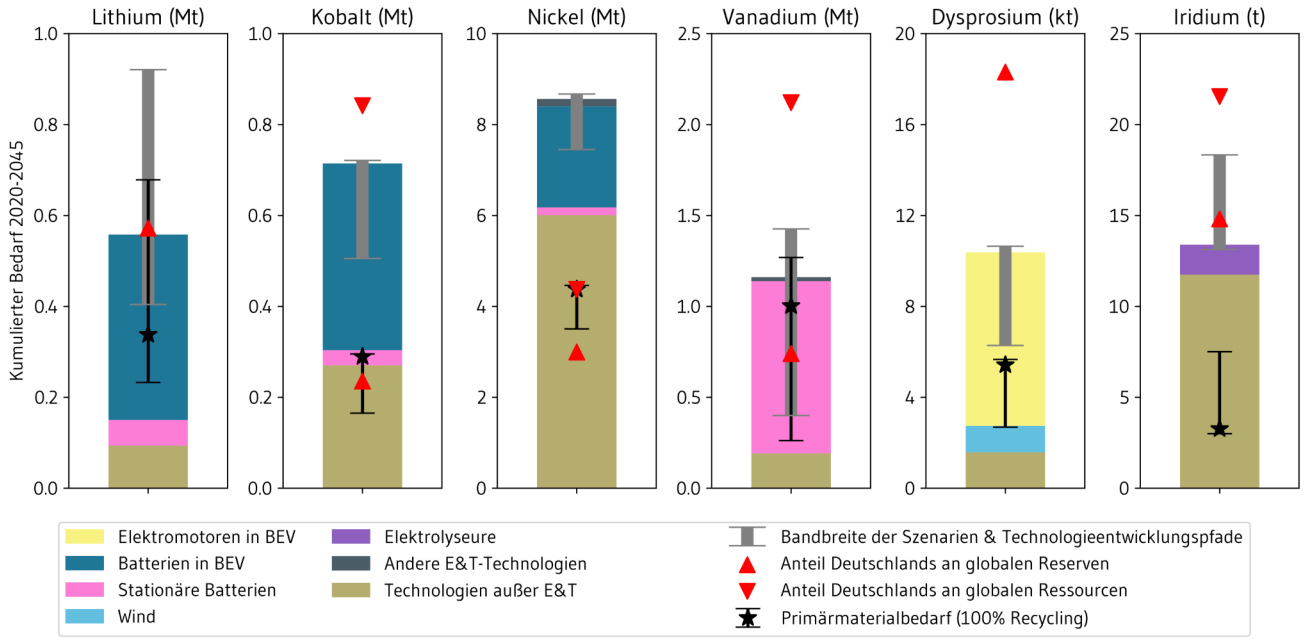


Z.6 Umweltwirkungen der Energiewende

Große Herausforderungen zeigen sich beim durch die Energiewende induzierten Bedarf an kritischen Materialien. Für die sechs Metalle Lithium, Nickel, Kobalt (vor allem Batteriefertigung), Dysprosium (Elektromotoren), Vanadium (stationäre Batterien) und Iridium (Elektrolyse) besteht dabei eine besonders hohe Knappheit gemessen an global verfügbaren Reserven und Ressourcen, die über den deutschen Anteil an der globalen Wirtschaftsleistung auf Deutschland heruntergerechnet wurden (Abbildung Z.14). Die Primärmaterialbedarfe hängen dabei sowohl von der Technologieausrichtung des Szenarios (zum Beispiel Elektrifizierungsgrad des Verkehrs) als auch von Entwicklungen innerhalb spezifischer Technologiecluster wie etwa Batterien oder PV-Module und der Recyclingquote ab. Um die Materialbedarfe der Energiewende zu decken, sind neben der Erschließung neuer Lagerstätten auch die Förderung der Kreislaufwirtschaft und die Erhöhung der Materialeffizienz wichtig. Außerdem kann die Reduktion der Nachfrage im Transportsektor, unter anderem durch die Reduzierung der durchschnittlichen Fahrzeug- und Batteriegröße, dabei helfen, knappe Materialien zu erhalten, die für die Energiewende von kritischer Bedeutung sind.

Die Energiewende hat eine deutliche Auswirkung auf die Flächennutzung in Deutschland. Der Anstieg des Bedarfs an einheimischem erneuerbaren Strom auf etwa 1000 TWh führt zu einem Anstieg des Flächenbedarfs durch Onshore Wind und Freiflächen-PV von heute 0,7 % auf über 3 % der Landesfläche Deutschlands (Abbildung Z.15). Dieser Bedarf kann jedoch durch den in den Szenarien unterstellten Rückgang des Biomasseanbaus kompensiert werden, sodass der Gesamtflächenbedarf für die Erneuerbaren Energien leicht sinkt. Bemerkenswert ist dabei, dass der spezifische Flächenbedarf pro Einheit erzeugter Energie bei der Anbaubiomasse um den Faktor fünf höher ist als bei Freiflächen-PV, und etwa siebzehnmal höher ist als Onshore Windenergie. Zudem kann der größte Teil der von Windparks genutzten Fläche gleichzeitig land- oder forstwirtschaftlich ge-

Abbildung Z.14: Der Beitrag von Energie- und Transporttechnologien (E&T) zum über den Zeithorizont 2020-45 kumulierten Materialbedarf der sechs kritischen Metalle Lithium, Kobalt, Nickel, Vanadium, Dysprosium und Iridium (Technologiemix-Szenario)



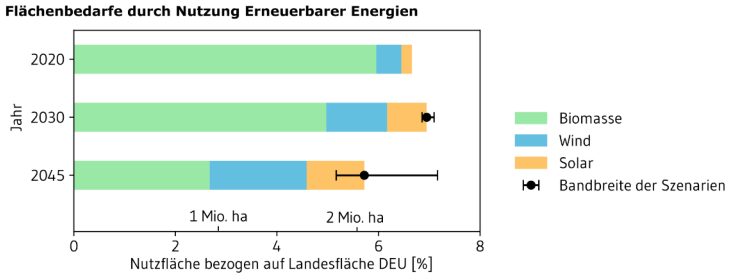
Graue Bandbreiten zeigen die Unsicherheit durch unterschiedliche Szenarien und Technologieentwicklungspfade. Rote Dreiecke markieren jene hypothetische Mengen, die auf Deutschland bei Verteilung der globalen Reserven und Ressourcen nach BIP entfallen würden. Selbst bei vollständigem Recycling könnte der Primärmaterialbedarf an Kobalt, Nickel, Vanadium und Lithium den deutschen Anteil der Reserven übersteigen.

nutzt werden. Auch für PV-Freiflächenanlagen besteht die Möglichkeit einer dualen Nutzung durch Agriphotovoltaik (Wirth, 2021). Weitere Optionen zur Begrenzung des Flächenverbrauchs für die Energiewende sind eine beschränkte Nutzung von Anbaubiomasse, die Nutzung von biologischen Reststoffen für die Energiegewinnung sowie der prioritäre Ausbau der Photovoltaik auf Dach- und Gebäudeflächen. In dem Maß, in dem erneuerbarer Strom, Wasserstoff und E-Fuels importiert werden, induziert die Energiewende zusätzlich zum inländischen Flächenbedarf weitere Flächenbedarfe im Ausland.

Die Energiewende bietet großen Zusatznutzen, besonders für die Gesundheit. Alle Zielszenarien führen – eine weitere Umsetzung neuer Technologiestandards bei verbleibenden Verbrennungsprozessen vorausgesetzt – zu einer Verringerung der Luftverschmutzung und deren negativer Gesundheitswirkungen. Verglichen mit heute entspricht das einer Erhöhung der durchschnittlichen Lebenserwartung um etwa 0,4 Jahre. Dieser Effekt ist in Szenarien mit höherem Einsatz synthetischer E-Fuels geringer als in den auf direkte Elektrifizierung oder Wasserstoffnutzung ausgerichteten Szenarien.

Die Gesundheitswirkungen des motorisierten Individualverkehrs verlagern sich von der Verbrennung fossiler Brennstoffe zu den Produktionsprozessen. Diese indirekten Auswirkungen sinken im Gegensatz zu den direkten Auswirkungen nur um etwa 30 % bis 2045, falls die Produktionsprozesse und Rohstoffgewinnung nicht transformiert werden. Eine ganzheitlich nachhaltige Verkehrswende erfordert daher die Regulierung der Lieferketten der Fahrzeuge, insbesondere im Bereich der E-Mobilität. Die substanziellen verbleibenden Umweltschäden im Szenario einer erfolgreichen Antriebswende unterstreichen den ökologischen Nutzen einer ganzheitlichen Mobilitätswende mit dem Ziel der Reduktion des Individualverkehrsaufkommens.

Abbildung Z.15: Gesamter Flächenbedarf von Biomasseanbau, Solar- und Onshore Windanlagen in Deutschland in Bezug auf die Landesfläche Deutschlands für die Jahre 2020, 2030 und 2045 und für das Technologiemix-Szenario



Die Unsicherheitsspanne zeigt die Bandbreite der Zielszenarien. Die Nutzung der Flächen für Windparks schließt eine parallele land- oder forstwirtschaftlich Nutzung nicht aus. Auch für PV-Freiflächenanlagen ist die gleichzeitige landwirtschaftliche Nutzung möglich (Agriphotovoltaik).

Z.7 Systemforschung für die Energiewende: Weiterer Forschungsbedarf

Angesichts der zunehmenden Vielfalt von Klimaneutralitätsszenarien, wird ein strukturierter und systematischer Vergleich von Modellergebnissen und Annahmen zunehmend wichtiger. Die hier vorgelegten Analysen untersuchen erstmals auf Basis eines Ensembles von Energiesystem- und Sektormodellen Pfade zur Erreichung der Klimaneutralität Deutschlands 2045. Durch die Integration von Gesamtsystemmodellen mit Sektormodellen konnten einerseits relevante Wechselwirkungen zwischen den Sektoren berücksichtigt, andererseits Details der sektoralen Transformation ausbuchstabiert werden.

Der in dieser Studie vorgestellte Modellvergleich sollte in dieser Hinsicht als „proof-of-concept" gesehen werden. Allerdings verbleiben eine Reihe von weiteren Forschungsbedarfen, die teilweise durch andere Ariadne-Forschungsaktivitäten abgedeckt sind, teils in Folgestudien angegangen werden müssen:

- **Erweiterung des Lösungsraums**: Die hier vorgestellten Szenarien zeigen eine plausible Bandbreite künftiger Entwicklungen bezüglich direkter und indirekter Elektrifizierung. Gleichzeitig können sie nicht den Anspruch auf eine vollständige Abdeckung des Lösungsraums erheben. Weitere Szenarien sollten beispielsweise die Möglichkeiten und Grenzen einer stärker auf Energieeffizienz und Lebensstiländerungen ausgerichteten Klimaschutzstrategie beleuchten, oder das Potenzial einer weitergehenden Nutzung von technischen CO_2-Senken, insbesondere CCS, untersuchen.

- **Granularität der Systemtransformation:** Spezifische Aspekte der Energiewende müssen im Szenarienkontext konkreter ausbuchstabiert werden, um den damit einhergehenden Herausforderungen begegnen zu können. Prominent zu nennen wäre hierbei der Infrastrukturausbau für Stromübertragungs- und Verteilnetze, Wasserstoffnetze, Wärmenetze und CO_2-Transport. Des Weiteren kann durch eine tiefergehende Integration zwischen Sektormodellen und Gesamtsystemmodellen eine insgesamt realistischere Abbildung der Systemdynamik erreicht werden.

- **Vertiefende Modellvergleiche:** Durch eine noch breitere Abdeckung kann ein strukturierter Vergleich nicht nur unter den Ariadne-Modellen, sondern auch anderer in prominenten Szenarienstudien genutzten Modellsysteme erreicht werden. Dadurch werden Unterschiede in Annahmen und Implikationen verschiedener Klimaschutzpfade deutlich (ESYS et. al., 2019; Wietschel et al., 2021).

- **Wirkungsanalyse und gesellschaftliche Trägerschaft:** Ebenfalls besteht die Notwendigkeit, die Szenarien durch detaillierte Analysen der Kosten und makro-ökonomischen Wirkungen der Energiewende zu ergänzen. Erste Ergebnisse zeigen beispielsweise, dass die Auswirkungen der CO_2-Bepreisung über Einkommensgruppen hinweg stark variieren können, und dass die Verteilungswirkungen wiederum stark von der Ausgestaltung der Politiken abhängen. Künftige Analysen werden über den CO_2-Preis hinaus die Verteilungswirkungen weiterer Politikinstrumente untersuchen. Verteilungsgerechtigkeit und ökologische Nachhaltigkeit sind auch wichtige Faktoren für gesellschaftlichen Akzeptanz und Trägerschaft (Blum, M. et al., 2021).

- **Politiken und Maßnahmen:** Angesichts der durch die Szenarien aufgezeigten enormen Herausforderungen bezüglich der systemischen Transformation stellt sich nun in verschärftem Maße die Frage nach geeigneten Politiken und Maßnahmen, um den Weg zur Klimaneutralität zu ebnen. Die Untersuchung von geeigneten Politikinstrumenten ist bereits Gegenstand der Forschung in Ariadne und anderen Projekten (Berneiser et al., 2021; Edenhofer et al., 2019; Fahl et al., 2021; Perino et al., 2021; Richstein and Neuhoff, 2019). Die weitere Integration dieses Forschungsstrangs mit der Szenarienanalyse zur Klimaneutralität ist ein wichtiger Schwerpunkt künftiger Forschung.

Z.8 Politischer Handlungsbedarf für die Klimaneutralität 2045

Die vorliegenden Analysen verdeutlichen die Dringlichkeit des politischen Handlungsbedarfs, um Klimaschutzziele zu erreichen und den Kurs auf Klimaneutralität 2045 anzupassen. Der Vergleich der sektorspezifischen Transformationswegmarken mit den gegenwärtigen Politikzielen weist auf erhebliche Diskrepanzen hin. Ohne zusätzliche Maßnahmen in allen Sektoren werden die Klimaschutzziele für 2030 und 2045 aller Voraussicht nach verfehlt. Obwohl Politiken und Maßnahmen nicht explizit in den Szenarien abgebildet sind, lassen sich aus den Szenarienanalysen bereits folgende Erkenntnisse im Hinblick auf politische Handlungsbedarfe ziehen:

- **Sektorübergreifende CO_2-Bepreisung stärken:** Die Lenkungswirkung eines deutlichen CO_2-Preissignals ist entscheidend, um effiziente Emissionsminderungspotenziale zu nutzen und Anreize für klimaneutrale Investitionen zu schaffen. Ein zunehmend über die Sektoren hinweg harmonisierter CO_2-Preis kann zudem eine Flexibilisierung der Sektorziele ermöglichen, die angesichts der Diskrepanz zwischen den sektoralen Minderungszielen des KSG2021 für 2030 und der sektoralen Lastenteilung in den kostenoptimalen Szenarien geboten scheint.

- **Erneuerbare Energien massiv ausbauen:** Die hohe zukünftige Stromnachfrage erfordert einen enormen Ausbau von Windkraft und Photovoltaik. Bis 2030 ist voraussichtlich ein Zubau nötig, der etwa einer Verdreifachung der Ausbaugeschwindigkeit der vergangenen Dekade entspricht und somit über dem Ausbaupfad des EEG liegt. Daher ist eine Überarbeitung des EEG sowie die Neuord-

nung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren nötig. Zusätzlich müssen weitere Gesetze wie beispielsweise das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG2021) mit den Anforderungen einer auf Erneuerbaren Energien basierenden Versorgung in Einklang gebracht werden.

- **Kohleausstieg gestalten:** Der zur Erreichung der Klimaziele notwendige CO_2-Preis macht die weitere Kohleverstromung zunehmend unwirtschaftlich. Es scheint daher hochgradig unplausibel, dass bei gleichzeitiger Einhaltung der Klimaziele Kohlekraftwerke gemäß Kohleausstiegsgesetz noch über 2030 hinaus substantiell zur Stromversorgung beitragen. Der Strukturwandel in den betroffenen Regionen wird sich entsprechend beschleunigen und muss aktiv gestaltet werden. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit werden zusätzliche gas- oder wasserstoffbefeuerte Spitzenlastkraftwerke benötigt.

- **Infrastruktur zügig ausbauen:** Die modellierten Mengen an Strom, Fernwärme und Wasserstoff, sowie relevanter Kenngrößen für die Sektorkopplung und Dekarbonisierung anderer Sektoren wie E-Pkw und Wärmepumpen liegen über den Mengen, die in der aktuellen Infrastrukturplanung vorgesehen sind. Die Infrastruktur droht damit zum Engpass in allen Sektoren zu werden. Eine rasche Anpassung der Infrastrukturplanung und ihrer beschleunigten Umsetzung ist daher notwendig.

- **Engpässe bei der Ladeinfrastruktur für die Verkehrswende beseitigen:** Die direkte Elektrifizierung ist der größte Dekarbonisierungshebel des Verkehrssektors. Um den notwendigen Mindest-Hochlauf an batterieelektrischen Fahrzeugen zu erreichen, ist ein zügiger und starker Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur notwendig, da diese zurzeit ein Hindernis in der Verkehrswende darstellt. Die Spanne des Gesamtbedarfs an öffentlich zugänglichen Ladepunkten hängt stark vom Ladekonzept ab, welches zügig ausbuchstabiert werden muss.

- **Wärmewende sozialverträglich gestalten:** Aufgrund der bestehenden Eigentums- und Mietlandschaft des Gebäudesektors bedarf es eines stringenten informatorischen, ordnungspolitischen und förderpolitischen Instrumentenmix zur Realisierung der Dekarbonisierung. Eine besondere Herausforderung ist die Sozialverträglichkeit der Wärmewende, die zusätzliche Instrumente erfordert.

- **Engpässe im Baugewerbe angehen:** Insbesondere die Wärmewende, aber auch die Transformation der Industrieanlagen und der Infrastrukturaufbau benötigen hochqualifizierte Handwerkerinnen und Handwerker sowie deutlich höhere Kapazitäten im Baugewerbe als aktuell vorhanden. Ohne sofortige massive Unterstützung von Weiterbildungs- und Umschulungsangeboten können diese Knappheiten die Transformation und somit die Erreichung der Klimaziele ausbremsen.

- **Preissignale für die Industriewende setzen:** Für die Umstellung auf eine CO_2-neutrale Industrieproduktion ist die Wirtschaftlichkeit CO_2-neutraler Verfahren essenziell. Wichtig sind daher klare Preissignale, sodass Strom gegenüber Erdgas der attraktivere Energieträger wird. Dies kann - abhängig von der sonstigen Ausgestaltung des Strompreises – ab 100 bis 150 Euro/tCO_2 gelingen. Allerdings sind gleichzeitig geeignete Maßnahmen zum Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der deutschen und europäischen Industrie – nicht nur der energieintensiven – notwendig.

- **Erneuerbaren Wasserstoff und E-Fuels in ihrer Anwendung priorisieren:** Ihre Verfügbarkeit wird zumindest mittelfristig bis in die 2030er-Jahre beschränkt bleiben. Entsprechend sollte ihr Einsatz für no-regret Anwendungen, wie Wasserstoff für Stahl- und Ammoniakproduktion sowie E-Fuels für Flug- und Schiffsverkehr und die Grundstoffchemie, priorisiert werden.

- **Ganzheitliche Strategie für CO_2-Entnahmen erarbeiten:** Das Ziel der deutschen Klimaneutralität ist ohne CO_2-Entnahmen nicht erreichbar. Daher sollte eine nationale CO_2-Entnahme-Strategie einschließlich CCS erarbeitet werden, um Technologiehochlauf, Infrastrukturaufbau und Speicherung in die Mitte der gesellschaftlichen Debatte zu rücken.

- **Rohstoffbedarf nicht-energetischer Rohstoffe untersuchen:** Praktisch alle für die Transformation zur Verfügung stehenden Maßnahmen erfordern einen erhöhten Einsatz an Technologie und Material. Aus diesem Grund ist dieser Bedarf an nicht-energetischen Rohstoffen vertieft zu untersuchen und die Möglichkeiten und Wirkungen von Kreislaufwirtschaft zu integrieren.

- **Umweltwirkungen entlang der Wertschöpfungskette beachten:** Während die Energiewende in vielen Bereichen einen deutlichen ökologischen Nutzen entfaltet, führt der Übergang zu einem erneuerbaren Energiesystem auch zu einer Verlagerung der Umweltwirkungen von Energietechnologien von der Nutzungsphase zur Produktionsphase. Dies ist vor allem für Batterietechnologien für die E-Mobilität, aber auch die erneuerbare Stromerzeugung relevant. Entsprechend kann eine wirklich nachhaltige Energiewende nur dann gelingen, wenn (a) Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft auch bei Klimaschutztechnologien gestärkt werden, und (b) in Zusammenarbeit mit internationalen Partnern die globalen Wertschöpfungsketten strengen Umweltstandards unterworfen werden.

- **Innovationen für die Klimaneutralität fördern:** Das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 wird ohne weitere Innovationen nicht erreichbar sein, die gezielte Förderung brauchen. Wichtig sind auch in Zukunft technische Innovationen für Erneuerbare Energieträger, Energiespeicher und

Wasserstofftechnologien, die zu Kostendegression und verbesserter Energie- und Materialeffizienz führen. Auch die Umstellung von Industrieprozessen auf Elektrizität und Wasserstoff erfordert weitere Forschung und Entwicklung. Neben dieser technischen Dimension besteht in Zukunft verstärkter systemischer Forschungsbedarf, da Klimaneutralität ein hohes Maß an Vernetzung zwischen den Sektoren und beteiligten Akteuren verlangt. Der dezentralen und flexiblen Steuerung von Energieangebot und -nachfrage kommt eine Schlüsselrolle für die Integration variabler erneuerbarer Stromerzeugung zu, was technische, digitale und sozioökonomische Innovationen erfordert.

Literaturangaben

AGEB, 2020a. Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken Detaillierte Anwendungsbilanzen der Endenergiesektoren für 2018 und 2019 sowie zusammenfassende Zeitreihen zum Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken für Jahre von 2009 bis 2019. AGEB [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_19_v3.pdf.

AGEB, 2021. Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2019. Datenstand: 25. Februar 2021. AGEB [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=bilanz19d.xlsx.

AGEB, 2020b. Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019. Stand: März 2020. AGEB [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2019_20200325_dt.pdf.

Berneiser J, Burkhardt A, Henger R, Köhler B, Meyer R, Sommer S, Yilmaz Y, Kost C, Herkel S, 2021. Hintergrund: Analyse der Herausforderungen und Instrumente für eine Wärmewende im Gebäudesektor. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ariadneprojekt.de/publikation/herausforderungen-und-instrumente-im-gebaudesektor/.

Blum, M., Colell, A., Hoffmann, J., Karohs, K., Kowarsch, M., Krude, M., Saur, M., Thiel, H., 2021. Ariadne-Report zur Werten und Zielen für Strom- und Verkehrswende. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ariadneprojekt.de/publikation/ariadne-report-fokusgruppen-verkehrswende_stromwende/.

BNetzA, 2019. Bedarfsermittlung 2019-2030. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. BNetzA [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf.

Edenhofer O, Flachsland C, Kalkuhl M, Knopf B, Pahle M, 2019. Optionen für eine CO2-Preisreform. MCC-PIK-Expertise für den Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Optionen_f%C3%BCr_eine_CO2-Preisreform_final.pdf.

EEG, 2021. EEG 2021 - Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. [Aufruf am: 05.09.2021] URL: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html.

ESYS, BDI, dena, 2019. Expertise bündeln, Politik gestalten – Energiewende jetzt! Essenz der drei Grundsatzstudien zur Machbarkeit der Energiewende bis 2050 in Deutschland. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/impulspapier-studienvergleich.

Fahl U, Hufendiek K, Kittel L, et al., 2021. Kurzdossier: Industriewende - Wettbewerbseffekte und Carbon Leakage. Neue Politikmaßnahmen im Zuge des Europäischen Green Deal. | Ariadne. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ariadneprojekt.de/publikation/kurzdossier-carbonleakage/.

Gierkink M, Lencz D, Arnold F, 2019. Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO2-Emissionen und ausgewählte Industrien. Eine Analyse des Abschlussberichts der WSB-Kommission. Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2019/08/EWI-Studie_Auswirkungen-Kohleausstieg-bis-2038_20200515.pdf.

Graichen P, Litz P, Peter F, 2019. Die Kohlekommission. Ihre Empfehlungen und deren Auswirkungen auf den deutschen Stromsektor bis 2030. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Kohlekommission_Ergebnisse/167_Kohlekommission_DE.pdf.

KohleAusG, 2020. Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze. [Aufruf am: 05.09.2021] URL: https://www.gesetze-im-internet.de/kohleausg/BJNR181800020.html.

KSG, 2021. Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl121s3905.pdf.

KSG, 2019. Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/KSG.pdf.

KSPr, 2019. Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzprogramm-2030-1673578.

Matthes F, Hermann H, Loreck C, Mendelevitch R, Cook V, 2019. Die deutsche Kohle-Verstromung bis 2030. Eine modellgestützte Analyse der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung". [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Deutsche-Kohleverstromung-bis-2030.pdf.

Perino G, Willner M, Pahle M, 2021. Analyse: Den EU-Emissionshandel zukunftsfähig gestalten. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-emissionshandel-zukunftsfahig-gestalten/.

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021. Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf.

Richstein JC, Neuhoff K, 2019. CO2-Differenzverträge für innovative Klimalösungen in der Industrie. DIW Berlin [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.679524.de/diw_aktuell_23.pdf.

Wietschel M, Zheng, L., Arens, M., Hebling, C., Ranzmeyer, O., Schaadt, A., Hank, C., Sternberg, A., Herkel, S., Kost, C., et al., 2021. Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/Metastudie_Wasserstoff_Abschlussbericht.pdf.

Wirth H, 2021. Recent Facts about Photovoltaics in Germany. Fraunhofer ISE [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf.

1. Gesamtsystemtransformation und Emissionspfade zur Klimaneutralität

1.1	Zusammenfassung	18
1.2	Pariser Klimaziele erfordern eine massive Beschleunigung der Energiewende	19
1.3	Integration von Gesamtsystem- und Sektorenperspektive: Das Modell- und Szenarien-Ensemble	22
1.4	Zielpunkt 2045: Ein nahezu vollständig Erneuerbares Energiesystem	33
1.5	Transformation der Energiebereitstellung	37
1.6	Die Transformation der Energiebedarfe für Verkehr, Industrie und Gebäude	40
1.7	Meilensteine 2030 auf dem Weg zur Klimaneutralität	42
1.8	Politikimplikationen	51
1.9	Fazit: Weitere Forschungsbedarfe	55
Literatur		57

Autorinnen und Autoren
Gunnar Luderer, Claudia Günther, Dominika Sörgel, Christoph Kost, Markus Blesl, Markus Haun, Felix Kattelmann, Robert Pietzcker, Marianna Rottoli , Felix Schreyer, Vera Sehn, Luisa Sievers



1.1 Zusammenfassung

Klimaneutralität, das bedeutet: Sämtliche Treibhausgas (THG)-Emissionen von der Energiewirtschaft über die Industrie bis hin zu Gebäuden, Verkehr und Landwirtschaft weitestgehend zu reduzieren, während nicht vermeidbare Emissionen durch natürliche und technische Treibhausgas-Senken ausgeglichen werden. Mögliche Transformationspfade zur Klimaneutralität Deutschlands im Jahr 2045 stellt die vorliegende Szenarienanalyse im Detail vor – im umfassenden Modellvergleich von sechs integrierten Gesamtsystem und Sektormodellen, ergänzt durch nachgeschaltete Wirkungsanalysen. Dieser Ansatz ermöglicht es, die Implikationen der Energiewende robust zu beschreiben. Durch die Modellvielfalt und Szenarienvariationen können Bandbreiten plausibler Entwicklungen abgeleitet werden. Dabei zeigt sich: Die Klimaziele erfordern nahezu eine Verdreifachung des Emissionsminderungstempos im Vergleich zum Trend der letzten zwei Dekaden, die nur mit einer massiven Beschleunigung des Transformationsfortschritts in allen Sektoren erreicht werden kann.

Kostenoptimale Klimaschutzpfade zeichnen sich durch eine frühe und tiefgreifende Dekarbonisierung der Stromerzeugung aus. Bis 2030 erreichen alle Zielszenarien eine Reduktion der CO_2-Intensität der Stromerzeugung auf 30-75 gCO_2/kWh, im Vergleich zu etwa 400 gCO_2/kWh in 2019 (UBA, 2021b). Kernelemente der Stromtransformation sind ein nahezu vollständiger Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2030 sowie ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie, der etwa einer Verdreifachung der Ausbaugeschwindigkeit der vergangenen Dekade entspricht.

Neben Verbesserungen der Energieeffizienz spielt die direkte Elektrifizierung der Endenergienachfrage eine zentrale Rolle für die Minderung der Emissionen aus den Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie. Je nach Technologieorientierung und Modellrealisierung steigt der Anteil der Elektrizität an der Endenergie bis 2045 auf 40-69 %. Zusätzlich zu dieser direkten Elektrifizierung trägt die indirekte Elektrifizierung über Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe zu 8-37 % zur Endenergie bei. Auch die leitungsgebundene Wärmebereitstellung wird zu großen Teilen elektrifiziert. Bereits bis 2030 haben E-Pkw im motorisierten Individualverkehr, Wärmepumpenheizsysteme bei der Gebäudewärme und elektrische Kessel bei der industriellen Dampferzeugung bei den Neuanschaffungen eine wichtige oder dominante Stellung.

Der Ausstieg aus der fossilen Energienutzung erfordert einen massiven Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland. In den Zielszenarien werden 2045 etwa 630-1.480 TWh einheimischer erneuerbarer Stromerzeugung aus Sonnen- und Windenergie erforderlich. Die Bandbreite wird hierbei maßgeblich durch die Energienachfrage, aber auch die Menge an importiertem Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen bestimmt.

Die Klimaneutralität erfordert CO_2-Entnahmen von 41-74 $MtCO_2$ im Jahr 2045. Selbst bei einem vollständigen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energie verbleiben CO_2-Emissionen aus Industrieprozessen sowie Methan- und Lachgasemissionen aus der Landwirtschaft. In den Gesamtsystemmodellen verbleiben Restemissionen von 41-56 MtCO2; diese könnten auf 74 MtCO2 steigen, wenn wen iger optimistische Annahmen zu fossilen Prozessemissionen und der Viehzucht getroffen werden. Diese Restemissionen müssen durch negative Emissionen – beispielweise aus der Kombination von Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und Speicherung – kompensiert werden müssen. In den Zielszenarien wird die CO_2-Neutralität bereits 2040-43 und damit einige Jahre vor der THG-Neutralität erreicht.

1.2 Pariser Klimaziele erfordern eine massive Beschleunigung der Energiewende

Im Pariser Klimaabkommen hat sich die Bundesrepublik gemeinsam mit den anderen Vertragsstaaten der Klimarahmenkonvention auf das Ziel verständigt, die globale Erwärmung auf deutlich unter 2°C zu beschränken und Anstrengungen zu unternehmen, die Temperaturgrenze von 1.5°C zu halten (UNFCCC, 2015). Diese Klimastabilisierungsziele sind eine wichtige Voraussetzung, um eine weitere Verschärfung der Klimakrise sowie das Risiko des Auslösens von Kipppunkten im Erdsystem zu begrenzen (Schellnhuber et al., 2016).

Weil die globale Erwärmung proportional mit den seit Beginn der Industrialisierung kumulierten CO_2-Emissionen steigt, bleibt ab 2021 nur noch ein sehr geringes globales Restbudget von ca. 460 GtCO2 für die Einhaltung der 1.5°C-Grenze (IPCC, 2021). Wenn man die im Paris-Abkommen genannte Begrenzung auf "deutlich unter 2°C" in eine Wahrscheinlichkeit von 2/3 übersetzt, mit der eine Erwärmung von 1.8°C nicht überschritten werden soll (UNEP, 2019), ergibt sich ein globales Restbudget von etwa 850 $GtCO_2$. Unabhängig vom genauen Klimaziel erfordert eine Stabilisierung des Klimas das Absenken der CO_2-Emissionen auf netto-null. Auf alle Treibhausgase ausgeweitet wird entsprechend die Klimaneutralität mit einer ausgeglichenen oder negativen Treibhausgasbilanz

gleichgesetzt. Verbleibende positive Emissionen müssen entsprechend durch CO_2-Entnahme und natürliche Senken ausgeglichen werden. Nahezu alle globalen Klimaschutzszenarien zeigen allerdings eine zumindest temporäre Überziehung des CO_2-Restbudgets (Rogelj et al., 2018), was auch zu eines zeitweisen Überschreitens der 1.5°C-Grenze führt. Negative Emissionen werden deshalb langfristig vermutlich auch zum Ausgleich dieser Budgetüberschreitung gebraucht.

Angesichts des geringen Restemissionsbudgets ist klar, dass die bisherige europäische und deutsche Klimapolitik nicht ausreicht, um einen angemessenen Beitrag zur Erreichung der international vereinbarten Ziele zu leisten. Die Forderung zivilgesellschaftlicher Organisationen – insbesondere der Fridays-for-Future Bewegung – nach ernsthafteren Klimaschutzbemühungen wurde in den letzten Jahren zunehmend lauter. In einem wegweisenden Beschluss im April 2021 hat das Bundesverfassungsgericht angemahnt, dass die kurzfristigen Ziele der Klimapolitik ambitioniert genug sein müssen, um zu vermeiden, dass später notwendige Anstrengungen zur Erreichung des 1.5°C-Ziels nicht unverhältnismäßig die Freiheiten künftiger Generationen einschränken.

Im Rahmen des European Green Deal (European Green Deal, 2019) und der jüngsten Novelle des Klimaschutzgesetzes (KSG, 2021) wurde entsprechend das Ziel der Klimaneutralität - also eines vollständigen Ausgleichs verbleibender positiver THG-Emissionen durch THG-Senken - der Europäischen Union für 2050 und Deutschlands für 2045 festgelegt. Entsprechend beschlossene Zwischenziele für 2030 sind eine Minderung der Treibhausgas-Emissionen um mindestens 55% (EU) bzw. 65% (Deutschland) gegenüber 1990.

Die durch das KSG2021 implizierten kumulierten deutschen Emissionen von 2020 bis 2045 entsprechen dabei etwa 90 tCO_2 pro Kopf. Die Ziele sind damit mit einer globalen Klimastabilisierung deutlich unter 2°C konsistent, überschreiten aber das verbleibende durchschnittliche globalen pro-Kopf-Budget für die 1.5°C-Grenze um ca. 50 %.

Trotz der energie- und klimapolitischen Maßnahmen der letzten Jahrzehnte ist die deutsche Klimapolitik laut Sachverständigenrat für Umweltfragen durch eine Ambitions- und Umsetzungslücke gekennzeichnet (Hornberg et al., 2020). Vor der Corona-Krise, im Jahr 2019, betrugen die pro-Kopf-CO_2-Emissionen Deutschlands 8.3 t und überstiegen damit den Durchschnittswert der EU um 30 % und die durchschnittlichen globalen pro-Kopf-Emissionen um circa 80 % (Friedlingstein et al., 2020). Im Durchschnitt der Jahre 2010-2019 verringerten sich die THG-Emissionen Deutschlands um weniger als 15 $MtCO_2äq$ pro Jahr (Abbildung 1.1; UBA, 2021a). Im Vergleich dazu erfordern die

Klimaziele für 2030 eine Minderung der THG-Emissionen um jährlich 34 $MtCO_2äq$ im Mittel für die Jahre 2019-2030. Die weitestgehende Erreichung der Emissionsminderungsziele in Deutschland im Jahr 2020 stellt für sich genommen noch kein Zeichen einer Trendwende dar, sondern ist auf den verminderten THG-Ausstoß während der COVID-19-Pandemie zurückzuführen (siehe auch Box zur Pandemie; BMU, 2021a).

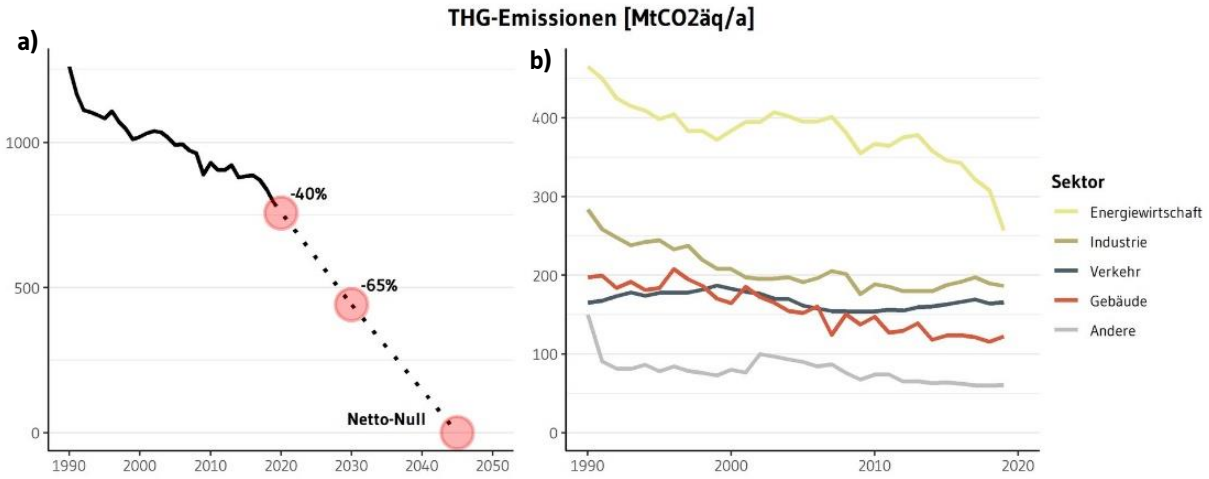


Abbildung 1.1: Entwicklung der deutschen Treibhausgasemissionen (UBA, 2021a): (a) Gesamtemissionen von 1990-2019 im Vergleich zu den Klimazielen 2020,2030 und 2045; (b) Emissionen von 1990-2019 nach Hauptsektoren aufgeschlüsselt.

Angesichts des eher zähen Energiewendefortschritts im vergangenen Jahrzehnt ist in den nächsten Jahren eine massive Stärkung der Klimaschutzanstrengungen in allen Bereichen nötig, um die Minderungsziele für 2030 zu erreichen und den Weg zur Klimaneutralität zu ebnen. Mögliche Energiewendepfade zur Klimaneutralität für Deutschland werden deshalb hiermit einem neuen Ansatz exploriert. Eine Reihe von vorherigen Studien hat bereits untersucht, wie die bisherigen Zielkorridore einer 80-95 % Minderung der THG bis 2050 unter einem gleichzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie erreicht werden können (Ausfelder et al., 2017; Benndorf et al., 2013; BMWi, 2019a; dena, 2018; Gerbert et al., 2018; Sterchele et al., 2020). Bisher gibt es jedoch nur sehr wenige modellbasierte Analysen, die zusätzliche Emissionsminderungsanstrengungen bis 2030 und das verschärfte Ziel der Klimaneutralität in den Blick nehmen (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021; Sensfuß et al., 2021; Sterchele et al., 2020). Lediglich Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021) berücksichtigt die im Rahmen der Novelle des KSG2021 vorgesehene Klimaneutralität im Jahr 2045.

Anders als in vielen bisherigen Studien verfolgt das Ariadne-Projektteam in der Szenarienanalyse einen integrierten Multimodellansatz, in dem die Modellierung des Gesamt-Energiesystems mit hochaufgelöster Detailmodellierung der Sektoren verknüpft wird. Das ermöglicht es einerseits, die Transformationsdynamik in den Einzelsektoren Verkehr, Gebäude und Industrie und deren Subsektoren in großer Detailtiefe zu studieren. Andererseits werden auch relevante systemische Wechselwirkungen, z. B. in Bezug auf die Konkurrenz um Biomasse, Wasserstoff, Elektrizität oder die Sektorenkopplung abgebildet. Des Weiteren ermöglicht der Einsatz dreier Gesamtsystemmodelle (REMIND, REMod, TIMES PanEU) eine bessere Einschätzung von Unsicherheiten von Modellergebnissen sowie die Identifikation robuster Aussagen. Die hier genutzte Methodik des Modellvergleichs hat sich bereits auf internationaler Ebene im Kontext des seit Jahrzehnten aktiven Stanford Energy Modelling Forums (EMF) (z. B. Kriegler et al., 2015) und der Szenarienanalysen des Weltklimarates IPCC bewährt (IPCC, 2014; Rogelj et al., 2018). Der Wert der Szenarien erweist sich dabei insbesondere in ihrer Funktion als Diskursinstrument: Durch das systematische Ausbuchstabieren verschiedener alternativer Pfade werden notwendige Annahmen und Voraussetzungen für bestimmte Entwicklungen explizit gemacht. So können Unterschiede zwischen den verschiedenen Perspektiven herausgearbeitet und untersucht werden.

Erneuerbar dominierte Energiesysteme zeichnen sich dadurch aus, dass erneuerbarer Strom entweder direkt durch Elektrifizierung bisher nicht-elektrischer Energienachfragen (z. B. durch den Einsatz von E-Pkw im Verkehr oder Wärmepumpen in der Gebäudewärme) oder durch indirekte Elektrifizierung via Umwandlung in erneuerbaren Wasserstoff und strombasierte Kohlenwasserstoffe (E-Fuels) genutzt wird. Eine zentrale Frage ist dabei die der relativen Bedeutung von direkter und indirekter Elektrifizierung. Dementsprechend untersuchen die Technologievariationen der Ariadne-Szenarien die Spielräume für direkte Elektrifizierung, Wasserstoffnutzung und Einsatz von E-Fuels in spezifischen Szenarienvarianten. Zudem analysieren sie die Bedeutung des Importes erneuerbarer Energieträger aus dem Ausland.

1.3 Integration von Gesamtsystem- und Sektorenperspektive: Das Modell- und Szenarien-Ensemble

Um einerseits eine Gesamtsystemperspektive auf Pfade zur Klimaneutralität im Jahr 2045 und anderseits ein hohes Sektordetail der Analyse zu ermöglichen, wurde für die vorliegende Studie ein Ensemble von Gesamtsystem-, Sektor- und Wirkungsmodellen genutzt (Abbildung 1.2). Für spezifische

Forschungsfragen fungieren einzelne Modelle jeweils als Leitmodell, weil sie in besonderem Maße zu deren Beantwortung geeignet sind.

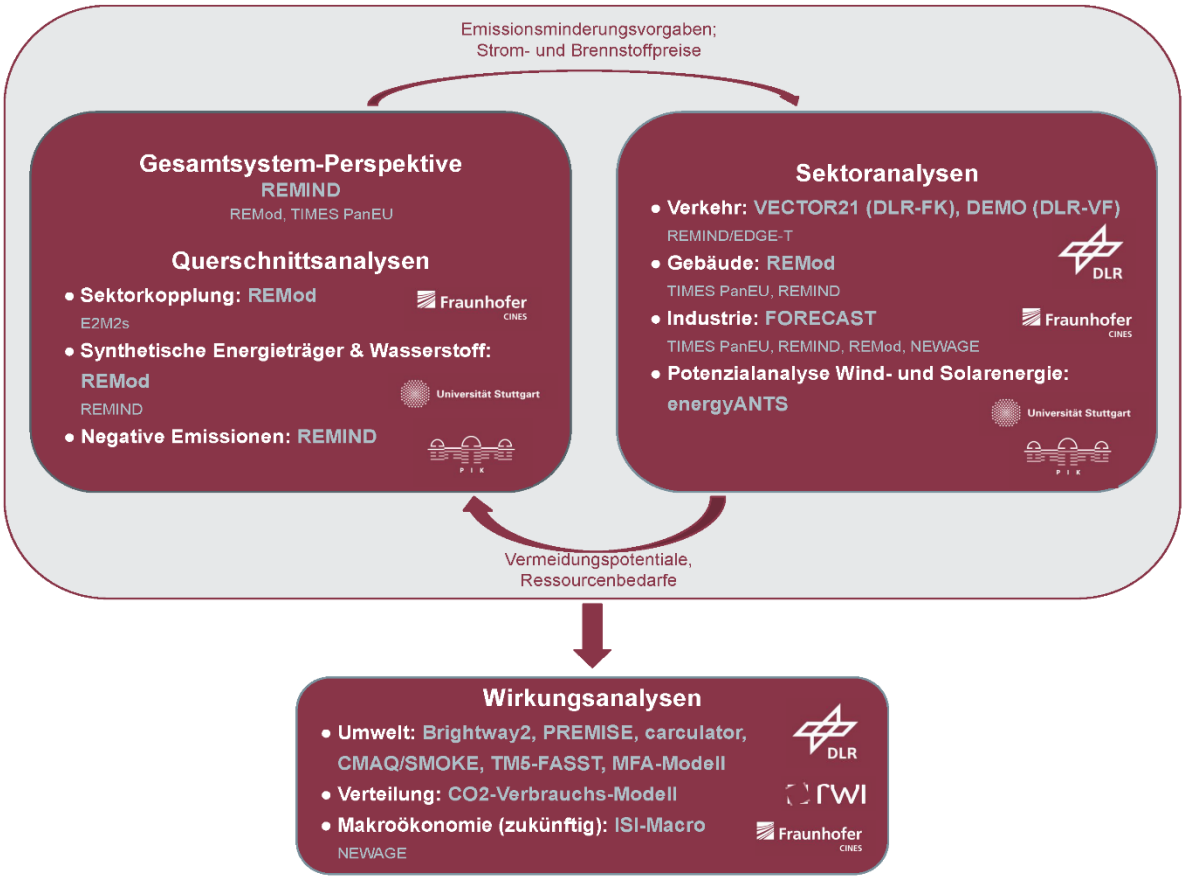


Abbildung 1.2: Übersicht über die im Ariadne-Projekt für die Szenarienanalyse verwendeten Modelle. Die Leitmodelle für die jeweiligen Analysen werden zuerst genannt, die ergänzenden Modelle sind in kleinerer Schrift darunter angegeben.

Als Gesamtsystemmodelle beschreiben REMIND, TIMES PanEU und REMod sowohl die Energiebereitstellung, den Umwandlungssektor als auch die Energienutzung in den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude. Ergänzend dazu untersucht FORECAST die Transformation der Industrie und ihrer Subsektoren in hohem Detail, während DEMO die Personen- und Güterverkehrsnachfrage, und VECTOR21 die Entwicklung des Fahrzeugbestands beschreiben. FORECAST fungiert entsprechend als Leitmodell für den Industriesektor (Kapitel 3), während DEMO und VECTOR21 Leitmodelle für den

Verkehrssektor sind (Kapitel 2). Das Gesamtsystemmodell REMod fungiert auch als Leitmodell für den Gebäudesektor (Kapitel 4). Für Gesamtsystemanalysen des Berichtes sind die Ergebnisse der nachfrageseitigen Leitmodelle FORECAST, DEMO/VECTOR21 und REMod mit der Angebotsdynamik aus REMIND zu einem hybriden Gesamtdatensatz (in den Abbildungen als *Hybrid* gezeigt) kombiniert.

Die wichtigsten Charakteristika der beteiligten Modelle sind in Tabelle 1.1 aufgeführt. Eine weitergehende Beschreibung der Modelle und ihrer strukturellen Annahmen findet sich im Appendix dieses Berichts. Durch einen groben Abgleich (a) der CO_2-, Strom- und Brennstoffpreisentwicklung sowie der Minderungsvorgaben (Informationsfluss von den Gesamtsystemmodellen an die Sektormodelle), und (b) der Entwicklung von Nachfrage nach Energiedienstleistungen konnte eine verbesserte Konsistenz zwischen Gesamtsystem und Sektormodellen erreicht werden. Aufgrund von strukturellen Unterschieden zwischen den Modellsystemen verbleiben aber relevante Differenzen in den Ergebnissen. Diese vermitteln Anhaltspunkte zu relevanten Unsicherheiten in der Systemdynamik.

Modell	Sektorale Abdeckung	Zeitliche und räumliche Abdeckung	Weitere Eigenschaften	Leitmodell für
REMIND	• Integriertes Energie-Ökonomie-Klima-Modell • Energiesektoren: Energiewirtschaft; Verkehr, Industrie, Gebäude mit preiselastischer Nachfrage (beschränkter Detailgrad) • Vereinfachte Abbildung anderer THG-Emissionssektoren (z. B. Landwirtschaft, Abfallwirtschaft) • Breites Spektrum von Technologien zur CO_2-Entnahme	• Betrachtung Deutschlands eingebettet in die europäische und globale Entwicklung (21 Regionen) • Intertemporale Optimierung; Zeithorizont bis 2100	• Nicht-lineare Effekte, z. B. zu technologischem Lernen oder begrenzter Substitution zwischen Energieträgern • Flexibilitätsbedarfe zur Integration von variabler Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie parametrisiert, keine stundenscharfe Abbildung des Stromsystems	• Gesamtsystem-dynamik • Stromsektor und Sektorenkopplung
REMod	• Gesamtsystemmodell der Energiebereitstellung und -nachfrage, exkl. stofflicher Nutzung in der Industrie • Detaillierte Beschreibung des Gebäudesektors mit endogener Berechnung des stündlichen Nachfrageprofils für Raumwärme • Abbildung der Sektoren Verkehr und Industrie mit exogener, stündlicher Energienachfrage • Endogene Abbildung energiebedingter CO_2- Emissionen • Nicht abgebildet: Abfall- und LULUCF-Sektoren, nicht-CO_2-Treibhausgase, prozessbedingte Emissionen, Technologien zur CO_2-Entnahme	• Geographische Abdeckung: Deutschland, 1-Knoten Modell • Intertemporale Optimierung der Systemzusammensetzung; Zeithorizont aller Jahre und Stunden bis 2050 • Gleichzeitige Kostenoptimierung aller Sektoren in einem Modell	• Detaillierte technologische Abbildung der Speicher- und Umwandlungstechnologien und der Verbraucher in den Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude • Stundenscharfe Simulation des Betriebs Endogene Abbildung von Sektorkopplung in der Betriebsführung	• Gebäudesektor • Stromsektor und Sektorenkopplung
TIMES PanEU	• Partialmodell des Energiesystems • Sektorale Abdeckung: alle THG, relevanter Technologien und Potenziale für CO_2-Senken; keine Abbildung der Abfall- und LULUCF-Sektoren.	• Betrachtung Deutschlands eingebettet in die europäische Entwicklung	• Gleichzeitige Kostenoptimierung aller Sektoren in einem Modell • Unterjährige zeitliche Auflösung im Stromsystem und bei den Endenergieverbrauchern in 12 Zeitschritte pro Jahr	

Modell	Sektorale Abdeckung	Zeitliche und räumliche Abdeckung	Weitere Eigenschaften	Leitmodell für
	• Explizite Darstellung von (exogenen) Energiedienstleistungs- und Materialverbräuchen in den Sektoren Verkehr, Haushalte, GHD, Industrie und Landwirtschaft	• Intertemporale lineare Optimierung mit perfect foresight; Zeithorizont bis 2050	• Detaillierte Abbildung von Effizienztechnologien	
FORECAST	• Partialmodell des Industriesektors • Abbildung der industriellen Energienachfrage und CO_2-Emissionen für 11 Sektoren (kalibriert auf AGEB) • 5 Submodule (Energieintensive Prozesse, Öfen, Dampf- und Warmwasser, Elektr. Motoren/Beleuchtung, Raumwärme/-kühlung) • Modellierung der relevanten Technologien je Submodul (z. B. über 70 energieintensive Prozesse mit über 200 Einsparoptionen)	• Geographische Abdeckung: Deutschland und alle Länder der Europäische Union • Zeithorizont bis 2050 (jährlich)	• Bottom-up Simulationsmodell • Hoher technologischer Detaillierungsgrad • Explizite Berücksichtigung von Technologiediffussion u. Bestandsumwälzung • Berücksichtigung aller wichtigen Dekarbonisierungsstrategien (Beste verfügbare Technologien, CO_2-arme/-neutrale Herstellungsverfahren, Brennstoffwechsel, CCU/S, Recycling und Materialeffizienz)	• Industrie
VECTOR21	• Partialmodell des Verkehrssektors • Erstellung von Szenarien zur Marktentwicklung von Fahrzeugtechnologien des deutschen Pkw- und Lkw-Markts • Modellierung von Indikatoren wie Energieverbrauch und CO_2-Emissionen	• Geographische Abdeckung: Deutschland • Zeithorizont bis 2050 (jährlich)	• Simulationsmodell (keine Optimierungen) • Agentenbasiert • Berücksichtigung von unterschiedlichen technisch-ökonomischen Eigenschaften der Fahrzeuge, differenziert nach Antriebsstrangkonfiguration und Fahrzeugsegment	• Verkehrssektor (Markthochlauf alternativer Antriebe)

Modell	Sektorale Abdeckung	Zeitliche und räumliche Abdeckung	Weitere Eigenschaften	Leitmodell für
DEMO	• Partialmodell des Verkehrssektors • Abbildung des einheimischen Personen- und Güterverkehrs • Multi-modales Modell (Betrachtung aller relevanten Verkehrsträger und -modi) Multi-modales Modell (Betrachtung aller relevanten Verkehrsträger und -modi)	• Geographische Abdeckung: Deutschland und Teilräume Deutschlands (Verkehrszellen) • Zeithorizont bis 2050 Zeithorizont bis 2050	• Simulationsmodell (keine Optimierungen) • Modelliert Entscheidungsverhalten auf Basis empirisch abgeleiteter Präferenzen (Personenverkehr) bzw. Zeitreihenanalysen (Wirtschaftsverkehr) • Sensitiv gegenüber Veränderungen in Bevölkerung, Wirtschaftsentwicklung, Energiepreisen, Transportinfrastruktur usw.	• Verkehrssektor (Verkehrsnachfrage)
E2M2s	• Partialmodell des Stromsektors • Wechselwirkungen mit anderen Sektoren über Schnittstelle mit TIMES PanEU	• Lineare Optimierung, Zeithorizont bis 2050 • Geographische Abdeckung: Deutschland	• Detaillierte Modellierung des Stromsektors in zweistündlicher Auflösung und mit blockscharfer Kraftwerksdatenbank • Demand-side management konventioneller Stromnutzung abgebildet • Keine Flexibilisierung neuer Strombedarfe für Power-to-Heat und Power-to-Fuel	
energy-ANTS	• Partialmodell für die regionale Verteilung sowie die zeitlich aufgelöste Einspeisung von Windkraftanlagen für Onshore und Offshore sowie Photovoltaikanlagen für Dach- und Freiflächen.	• Geographische Abdeckung: Deutschland und Europäische Union • Zeithorizont bis 2050	• Hohe regionale Auflösung • Berücksichtigung von Bestandsanlagen • Berücksichtigung von Potenzialflächen • Basiert auf georeferenzierten Daten • Technologieentwicklungen werden mit abgebildet	• Ausbau von Windkraft und Photovoltaik • Zeitreihenmodelle für Windkraft und Photovoltaik

Modell	Sektorale Abdeckung	Zeitliche und räumliche Abdeckung	Weitere Eigenschaften	Leitmodell für
NEWAGE	• Energiewirtschaftsmodell • Einbettung des Energiesystems mit –angebot und –nachfrage in den gesamtwirtschaftlichen Kontext • Erfassung der Effekte auf Beschäftigung und Wettbewerbsfähigkeit	• Betrachtung Deutschlands eingebettet in die europäische und globale Entwicklung (18 Regionen) • Rekursiv dynamische Simulation bis 2050	• Endogene Energienachfrageentwicklung in Abhängigkeit von Marktentwicklungen und politischen Rahmenbedingungen • Technologisch fundierte Abbildung der Stromerzeugung • Erfassung der Verteilungswirkungen zwischen 5 Einkommensgruppen (Quintile)	
Hybrid			• Integration der nachfrageseitigen Szenariendaten aus DEMO/VECTOR21, FORECAST, REMod mit der Energieangebotsdynamik aus REMIND.	

Tabelle 1.1: Übersicht der Gesamtsystem- und Sektormodelle.

Den Berechnungen der Gesamtsystem- und Sektormodelle nachgeschaltet sind die Modelle für die Wirkungsanalysen. Hierbei werden die Auswirkungen der Energiewende auf die neben dem Klimaschutz relevanten Handlungsfelder Luftverschmutzung, Verbrauch kritischer Materialien und Landschaftsverbrauch untersucht (Kapitel 9). Die Verteilungswirkungen eines zur Erreichung der Minderungsziele erhöhten CO_2-Preises, analysiert mit einem CO_2-Verbrauchsmodell, stehen im Fokus von Kapitel 11. Über die Umwelt- und Verteilungswirkung hinaus sollen in künftigen Analysen die makroökonomischen Auswirkungen der Energiewende auf Basis der Modelle ISI-Macro und NEWAGE untersucht werden (siehe Box zur makroökonomischen Perspektive).

Box: Makroökonomische Perspektive auf die Energiewende

Der Umbau des deutschen Energiesystems, welcher in den Zielszenarien modelliert wird, geht mit einer Vielzahl an sozioökonomischen Effekten einher – von Veränderungen in Beschäftigung über Wertschöpfung, verfügbare Einkommen und den Staatshaushalt. Gründe hierfür sind primär die hohen Investitionen in Erzeugungs- und Infrastrukturanlagen, die Verschiebung der Nachfrage von fossilen Brennstoffen hin zu klimaneutralen Energieträgern sowie die resultierenden Veränderungen der Energieimportstruktur und Handelsströmen.

Das Ziel der makroökonomischen Untersuchung der Energiewende in Ariadne ist es, die aus den verschiedenen Technologiepfaden resultierenden direkten, indirekten und induzierten gesamtwirtschaftlichen Effekte zu simulieren und bewerten. Zur Abschätzung dieser zukünftigen Veränderungen werden die Ariadne-Zielszenarien mithilfe des makroökonomischen ISI-Macro und des Allgemeinen Gleichgewichtmodells NEWAGE analysiert. Folgende Fragestellungen stehen dabei im Mittelpunkt:

- Gesamtwirtschaftliche Effekte der unterschiedlichen Transformationspfade – Vergleich und Synthese auf der Basis unterschiedlicher Modellierungsansätze
- Strukturwandel durch die Energiewende: Wirkung unterschiedlicher Transformationspfade auf Höhe und Struktur von End- und Vorleistungsnachfrage und Verteilung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte auf Wirtschaftsbereiche
- Wirkungen der Energiewende auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft – Rolle von technologischem Fortschritt und Politikinstrumenten im globalen Kontext

Die Veröffentlichung der Ergebnisse der makro-ökonomischen Wirkungsanalyse ist für 2022 geplant.

Größe	Annahmen
THG-Minderungsziele	• THG-Minderungsziele 2030: mindestens –65 % ggü. 1990 • THG-Minderungsziele 2045: mindestens –100 % ggü. 1990 • Kumulierte CO_2-Emissionen 2020-2045 (excl. internationale Luft- und Schifffahrt) auf 7.500 $MtCO_2$ +/- 200 MtCO2 begrenzt;
Nutzung von Biomasse	Die Biomassenutzung wurde auf 410 TWh (Primärenergie) begrenzt. Diese Setzung orientiert sich an der Bioenergienutzung im Szenario 95 %-Reduktion mit 1 MHa Flächenbegrenzung in Thrän et al. (2019)
Geologische Speicherung von CO_2 (inkl. Industrieprozesse und fossile Emissionen)	Maximal 50 $MtCO_2$ pro Jahr
Realisiertes Potenzial der CO_2-Entnahme (inkl. Landsenken)	44-60 $MtCO_2$ pro Jahr
Wirtschaftsentwicklung	Anstieg Bruttoinlandsprodukts (BIP) um 78-85 % ggü. 2019 bis 2050
Bevölkerung	Weitestgehend stabile Bevölkerungsentwicklung mit 80-83 Millionen Einwohnern in 2050

Tabelle 1.2: Exogene Vorgaben und Rahmendaten für die Gesamtsystemmodelle.

Wichtige exogene Annahmen der Gesamtsystemmodelle sind in Tabelle 1.2 zusammengefasst. In den Zielszenarien setzen die Gesamtsystemmodelle die den Minderungsvorgaben aus dem KSG2021 entsprechend THG Minderungsziele von mindestens 65 % gegenüber 1990 in 2030 und mindestens 100 % in 2045 um. Daraus ergeben sich aggregierte CO_2-Emissionen für 2020-2045 von 7,5 +/- 0.2 $GtCO_2$. Als weitere Vorgabe wurden zusätzlich die weitestgehende Defossilisierung der Kraftstoffbedarfe für den internationale Flug- und Schiffsverkehr und der Energie für die stofflichen Nutzung der Industrie bis 2045 festgesetzt. Bei gleichzeitiger Minderung anderer THG (insbesondere Methan und Lachgas in der Land- und Abfallwirtschaft) führt das zu einer THG-Minderung in den Szenarien von etwa 67-68 % bis 2030 und 101 % bis 2045, und damit einer leichten Übererfüllung der KSG2021-Klimaziele.

Der Erreichung dieser Minderungsziele wird jeweils ein effizienter Mix an Politikinstrumenten zugrunde gelegt, dessen detaillierte Ausgestaltung jedoch den Modellen freigestellt wurde. Die weitere Forschung in Ariadne wird verschiedenen Optionen der Instrumentierung explizit berücksichtigen und im Systemkontext bewerten.

Ergänzend zu den mit den KSG-Zielen konsistenten Szenarien wurde auch ein Trendszenario mit schwacher Klimapolitik berechnet, entsprechend einer Weiterführung aktuell implementierter Politiken. Dieses dient vor allem als Referenzpunkt, der den Klimaschutzszenarien gegenübergestellt werden kann, um die nötigen Transformationen sichtbar zu machen.

Zusätzlich zu den CO_2-Minderungsambitionen sind auch die Menge an zur Verfügung stehender Biomasse und CO_2-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) wichtige Treiber der Transformation. Deshalb wurden auch diese über die Modelle hinweg auf 50 $MtCO_2$ harmonisiert. Diese Menge entspricht ca. 7 % der deutschen CO_2-Emissionen von 2019, und der 20-fachen CO2-Speichermenge des derzeit in Entwicklung befindlichen CCS-Hubs PORTHOS in Rotterdam (Porthos, 2021).

Zusätzlich wurde die Nutzung der Biomasse auf eine Primärenergiemenge von 410 TWh begrenzt. Diese Setzung orientiert sich an der nachhaltigen Bioenergiebereitstellung im Szenario 95 %-Reduktion mit einer stringenten Flächenbegrenzung von 1 Mio. ha für Anbaubiomasse (im Vergleich zu aktuell 2,4 MHa) aus der TATBIO Studie (Thrän et al., 2019).

Die sozioökonomische Langfristentwicklungen sind über die Modelle hinweg vergleichbar: Als Referenzannahme wurde ein Anstieg des Bruttoinlandsprodukts (BIP) um 78-85% gegenüber 2019 bis 2050 gesetzt, während mit 80-83 Millionen Einwohnern in 2050 die Bevölkerung vergleichbar zum aktuellen Niveau bleibt. Mit der Ausnahme des Industriemodells FORECAST wurde der Effekt der Corona-Pandemie nicht berücksichtigt (siehe Box zur Abbildung der Pandemie in den Szenarien).

Box: Abbildung der COVID-19-Pandemie in den Modellszenarien

In Deutschland lagen die THG-Emissionen in 2020 um etwa 8,7 % niedriger als 2019 (UBA, 2021a). Zu großen Teilen ist diese Entwicklung auf Sondereffekte durch die COVID-19-Pandemie zurückzuführen, die weltweit tiefgreifende Folgen auf die Mobilität, Industrieproduktion und andere Energieverbräuche hatte. Aktuelle Entwicklungen weisen darauf hin, dass sich die Emissionsdynamik in Richtung des Vorkrisenniveaus erholt. Das impliziert, dass die Herausforderungen der Zielerreichung 2025 und 2030 vom COVID-19-Effekt weitgehend unbeeinflusst sind (Hein et al., 2021).

In den hier vorgestellten Szenarienanalysen ist der COVID-19-Effekt noch nicht berücksichtigt. Dies liegt (a) an den noch immer hohen Unsicherheiten bezüglich der wirtschaftlichen Auswirkungen der Pandemie sowie der Geschwindigkeit und Dynamik der wirtschaftlichen Erholung, und (b) an der vergleichsweisen groben zeitlichen Auflösung der Modelle, die eine detaillierte Repräsentation konjunktureller Schwankungen und kurzfristiger Krisen erschweren. Künftige Szenarienanalysen in Ariadne werden die Wirkung von COVID-19 in stilisierter Form abbilden.

Tabelle 1.3 gibt einen Überblick über die Technologieszenarien. Vor dem Hintergrund begrenzter Potenziale nachhaltiger Biomasse sowie begrenzter Effektivität und Akzeptanz von CCS sind Art und Umfang der Elektrifizierung das wichtigste Merkmal der Szenarien. Entsprechend werden Varianten mit unterschiedlichen Technologieorientierungen untersucht und gegenübergestellt: (1) Gemischtes Technologieportfolio *(Technologiemix),* (2) Priorisierung der direkten Elektrifizierung (*Elektrifizierung*), (3) verstärkte direkte Nutzung von Wasserstoff (*Wasserstoff*), sowie (4) verstärkte Nutzung von synthetischen erneuerbaren Brennstoffen (*E-Fuels*).

Hierbei wurden die Wasserstoff- sowie Angebots- und Nutzungspotenzialen grob zwischen den Gesamtsystem- und Sektormodellen abgeglichen. Als weitere Gestaltungsdimension wurden in den Elektrifizierungs- und Wasserstoffszenarien Varianten mit Fokus auf einheimischer Produktion und alternativ stärkere Importmöglichkeiten für erneuerbaren Strom, Wasserstoff und E-Fuels festgelegt (siehe rechte Spalte in Tabelle 1.3).

Ziel der Technologievariation ist dabei, plausible Bandbreiten erfolgreicher Energiewendepfade zur Klimaneutralität auszuloten. Die Technologievarianten sind folglich nicht als Extremszenarien zu sehen.

	Technologieausrichtung	Szenarienname [Abkürzung]	Beschreibung	Importe von Erneuerbarer Energie
Zielszenarien Klimaneutralität 2045	1 **Ausgewogener Technologiemix**	Technologiemix [Mix]	Nutzung eines gemischten Energieträgerportfolios (Wasserstoff, Elektrifizierung und synthetische Kraftstoffe) in der Endenergienutzung	Gesamtimportpotenzial für EE-basierte Energieträger von 250-350 TWh
	2 **Direkte Elektrifizierung**	Elektrifizierung (inländisch) [Elek. DE]	Priorisierung der Direktelektrifizierung in den Endnutzungssektoren	Beschränkte Import-Potenziale (130-200 TWh) führen zu hoher einheimischen EE-Erzeugung
		Elektrifizierung (Import) [Elek. Imp]		Gesamtimportpotenzial für EE-basierte Energieträger von ca. 230-360 TWh, davon 50-100 TWh Strom
	3 **Wasserstoff**	Wasserstoff (inländisch) [H2 DE]	Verstärkte direkte Nutzung von Wasserstoff in Bereichen, deren direkte Elektrifizierung schwierig ist	Beschränkte Importpotenziale (150-190 TWh, davon 100 TWh Wasserstoff) führen zu hoher einheimischer EE-Erzeugung und Power-to-X Bedarfen
		Wasserstoff (Import) [H2 Imp]		Gesamtimport-Potenzial für EE-basierte Energieträger von 350-580 TWh, davon 250-400 TWh Wasserstoff
	4 **E-Fuels**	E-Fuels [E-Fuel]	Nutzung von erneuerbaren synthetischen Kraftstoffen, z. B. von *green E-Fuels*; zusätzlich wichtige Rolle von direkter Elektrifizierung	Gesamtimport-Potenzial für EE-basierte Energieträger von ca. 470-580 TWh, davon ca. 400 TWh E-Fuels
	Trend	Trend	Fortschreibung der Politikambition vor dem KSG2019	

Tabelle 1.3: Überblick über die für die Modellanalyse erarbeiteten Kernszenarien. Im Trend-Szenario werden die Politikambitionen vor dem KSG2019 fortgeschrieben (KSG, 2019)

1.4 Zielpunkt 2045: Ein nahezu vollständig Erneuerbares Energiesystem

In allen hier untersuchten Zielszenarien ist die Energieversorgung im Jahr 2045 fast ausschließlich auf Erneuerbare Energieträger umgestellt. Dies ergibt sich direkt aus der angenommenen begrenzten Verfügbarkeit der geologischen Speicherung von CO_2 sowie dem Ausstieg aus der Kernenergie. Technische Senken zur Entnahme von CO_2 aus der Atmosphäre – maßgeblich über die Nutzung von Biomasse mit CCS – werden nahezu vollständig zur Kompensation von Methan und Lachgas aus der Landwirtschaft gebraucht. Entsprechend besteht kein weiterer Spielraum für Restemissionen aus der Nutzung fossiler Energieträger.

Weil unter den Erneuerbaren Energieträgern für die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie das größte Potenzial besteht, spielen im EE-basierten Energiesystem die direkte und indirekte Elektrifizierung (über Wasserstoff und E-Fuels) eine Schlüsselrolle.

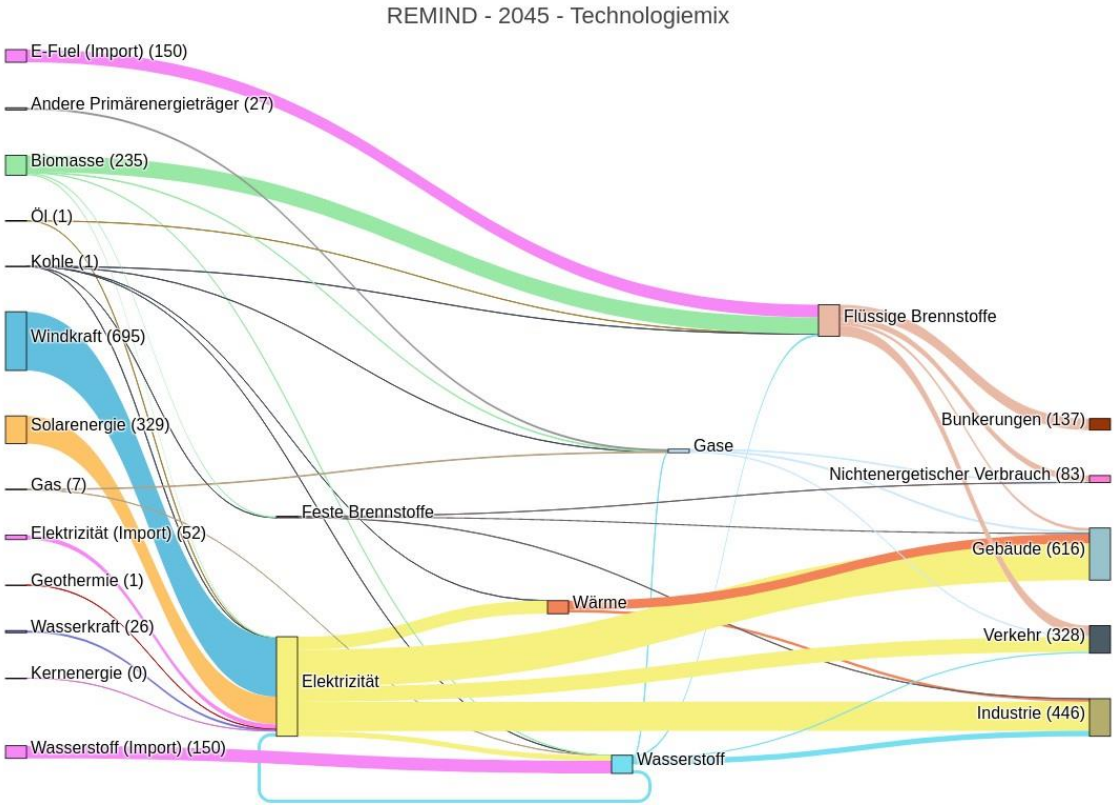


Abbildung 1.3: Beispielhaftes Flussdiagramm der Energieflüsse im Jahr 2045 im Technologiemix-Zielszenario im REMIND Modell. Die Energiemengen sind in TWh Sekundärenergieeinheiten angegeben.

Dies wird auch in Abbildung 1.3 deutlich, die beispielhaft die Energieflüsse im Jahr 2045 im *Technologiemix*-Szenario (REMIND) zeigt: Erneuerbarer Strom wird im Jahr 2045 in allen Sektoren der Hauptenergieträger. Zusätzlich zur Bioenergie decken Wasserstoff und E-Fuels verbleibende Brennstoffbedarfe. Deutlich wird auch, dass langfristig alle Sektoren zur Erreichung der Klimaneutralität beitragen müssen - wenn auch mit unterschiedlichen zeitlichen Verläufen (Abbildung 1.4). Eine robuste Eigenschaft von kostenoptimalen Klimaschutzpfaden ist die rasche Dekarbonisierung des Stromsektors. Dies ist einerseits dadurch begründet, dass die Ablösung von kohle- und gasbasierter Stromerzeugung durch erneuerbaren Strom vergleichsweise günstig bewerkstelligt werden kann.

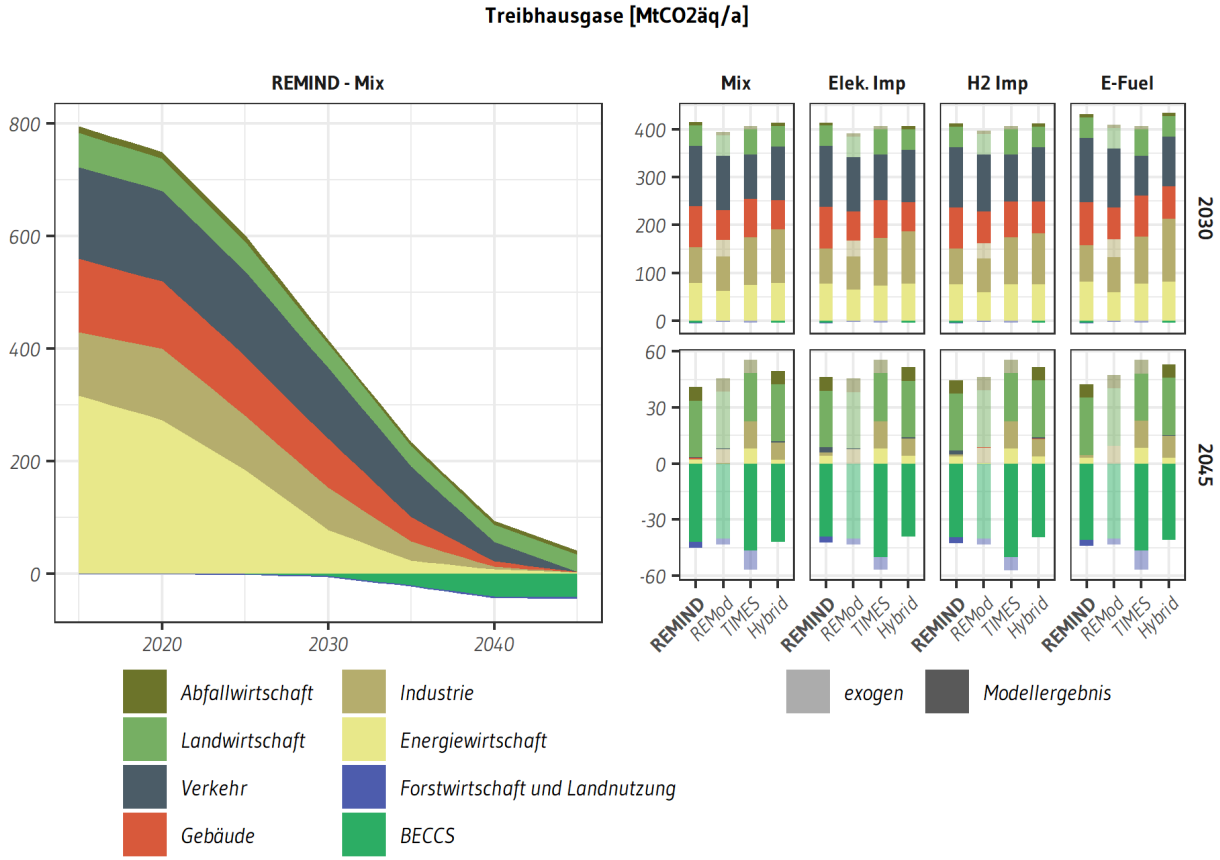


Abbildung 1.4: Sektorale Treibhausgasemissionen in Deutschland. Links: Zeitlicher Verlauf sektorspezifischer THG-Emissionen am Beispiel des Technologiemix-Szenarios in REMIND. Rechts: Vergleich der THG-Emissionen in den Gesamtsystemmodellen und dem Hybridmodell für die Jahre 2030 und 2045[1].

[1] TIMES PanEU und REMod berichten nicht die Emissionen aller Sektoren, weshalb hier folgende Ergänzungen zur Komplementierung der Emissionsbilanz vorgenommen wurden: Da REMod unter Industrie die Emissionen für Energierohstoffe („Feedstocks") nicht einbezieht, wurde dieser Teil der Industrieemissionen vom Industrieleitmodell FORECAST übernommen. Die Emissionen für Abfall- und Landwirtschaft wurden für REMod aus REMIND übernommen. Für TIMES Pan EU wurden die Emissionen für Abfallwirtschaft aus REMIND übernommen.

Andererseits ist die Dekarbonisierung der Stromversorgung eine wichtige Voraussetzung für Emissionsminderungen durch Elektrifizierung der Energienachfrage in den Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäudewärme, die ab den 2030er-Jahren eine zunehmend wichtige Rolle spielt. Im Jahr 2030 liegt die Kohlenstoffintensität der Stromerzeugung 30-75 gCO_2/kWh, im Jahr 2040 unter 25 g/kWh (Abbildung 1.5). Dies ist ein robustes Bild, dass sich über alle Gesamtsystemmodelle und Szenarien hinweg konsistent zeigt. Im Gegensatz hierzu sinkt die CO_2-Intensität der in den Nachfragesektoren eingesetzten Brennstoffe deutlich später und langsamer. Dementsprechend erfolgt der Rückgang der fossilen CO_2-Emissionen der Endnutzungssektoren Verkehr, Industrie und Gebäude zwar später als in der Energiewirtschaft, dennoch wird auch hier die Klimaneutralität durch einen nahezu vollständigen Übergang auf Erneuerbare Energieträger erreicht.

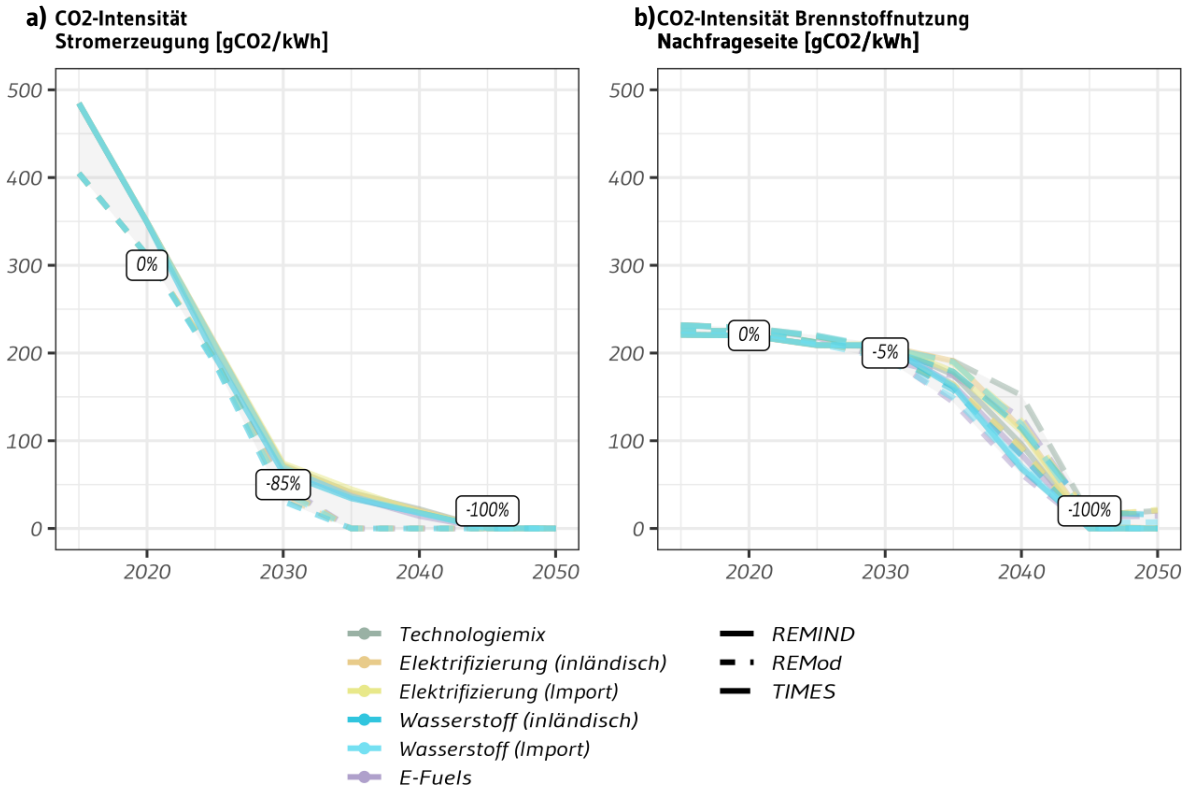


Abbildung 1.5: (a) Fossile CO_2-Intensität der Stromerzeugung und (b) durchschnittliche fossile CO_2-Intensität nachfrageseitig genutzter Brennstoffe in den verschiedenen Szenarien in den Gesamtsystemmodellen REMIND, REMod und TIMES PanEU.

1.5 Transformation der Energiebereitstellung

Der Übergang zu einem auf Erneuerbaren Energien basierten Energiesystem geht naturgemäß mit einer fundamentalen Transformation der Energiebereitstellung einher.

Die Transformation des Stromerzeugungssektors ist in Abbildung 1.6 dargestellt. Die für die Minderungsziele benötigten CO_2-Preise führen bis 2030 zu einem weitestgehenden Ausstieg aus der Kohleverstromung, deutlich früher als durch die Kapazitätsstillegungen gemäß Kohleausstiegsgesetz impliziert (siehe Abschnitt 1.6). Gleichzeitig könnte die zunehmende Elektrifizierung der Endnutzung in Verkehr und Gebäudewärme bereits 2030 zu einem deutlichen Anstieg des Strombedarfs führen. In REMIND, REMod und dem aus den Sektormodellen abgeleiteten Hybrid-Modell ergibt sich ein Bruttostrombedarf für die Zielszenarien von 710-775 TWh für 2030, im Vergleich zu einem mittleren Bruttostromverbrauch von 594 TWh in 2015-2019 (BMWi, 2021). Lediglich im TIMES PanEU-Modell, welches sehr hohe Effizienzverbesserungspotenziale in allen Sektoren annimmt, ergeben sich geringere Strombedarfe von 530-550 TWh. Für 2045 ergibt sich ein deutlich uneinheitlicheres Bild mit einer Bandbreite der Bruttostrombedarfe von 780-1.580 TWh über alle Modelle hinweg.

Die Unterschiede hängen maßgeblich von mehreren Faktoren ab und bestehen sowohl über Szenarien als auch über Technologien hinweg: (a) den angenommenen Importpotenzialen von erneuerbarem Strom, Wasserstoff und E-Fuels, (b) der relativen Bedeutung der effizienteren direkten Elektrifizierung und der energieintensiven indirekten Elektrifizierung, (c) dem Einsatz von Bioenergie und (d) modellspezifischen Unterschieden zur Entwicklung von nachfrageseitigen Effizienzpotenzialen. Entsprechend bestehen die größten EE-Bedarfe im Szenario *Wasserstoff (inländisch)*, das von hoher einheimischer Wasserstofferzeugung bei geringeren Importpotenzialen charakterisiert ist. In REMod sind die Bedarfe tendenziell höher, weil geringere Mengen an Biokraftstoffen eingesetzt werden, was wiederum den Bedarf an EE-Stromerzeugung für die einheimische E-Fuel-Produktion erhöht. Auf der anderen Seite ergeben sich für TIMES PanEU niedrigere Strombedarfe, weil hier in höherem Maße Effizienzmaßnahmen umgesetzt werden und deutlich weniger einheimische Power-to-X-Produktion notwendig wird. Die Importe von Wasserstoff und E-Fuels induzieren zusätzliche erneuerbare Stromerzeugungsbedarfe im Ausland von bis zu 900 TWh *(Wasserstoff (Import)*-Szenario*)* und 1.500 TWh *(E-Fuel*-Szenario**),** wie in Kapitel 6.4 beschrieben.

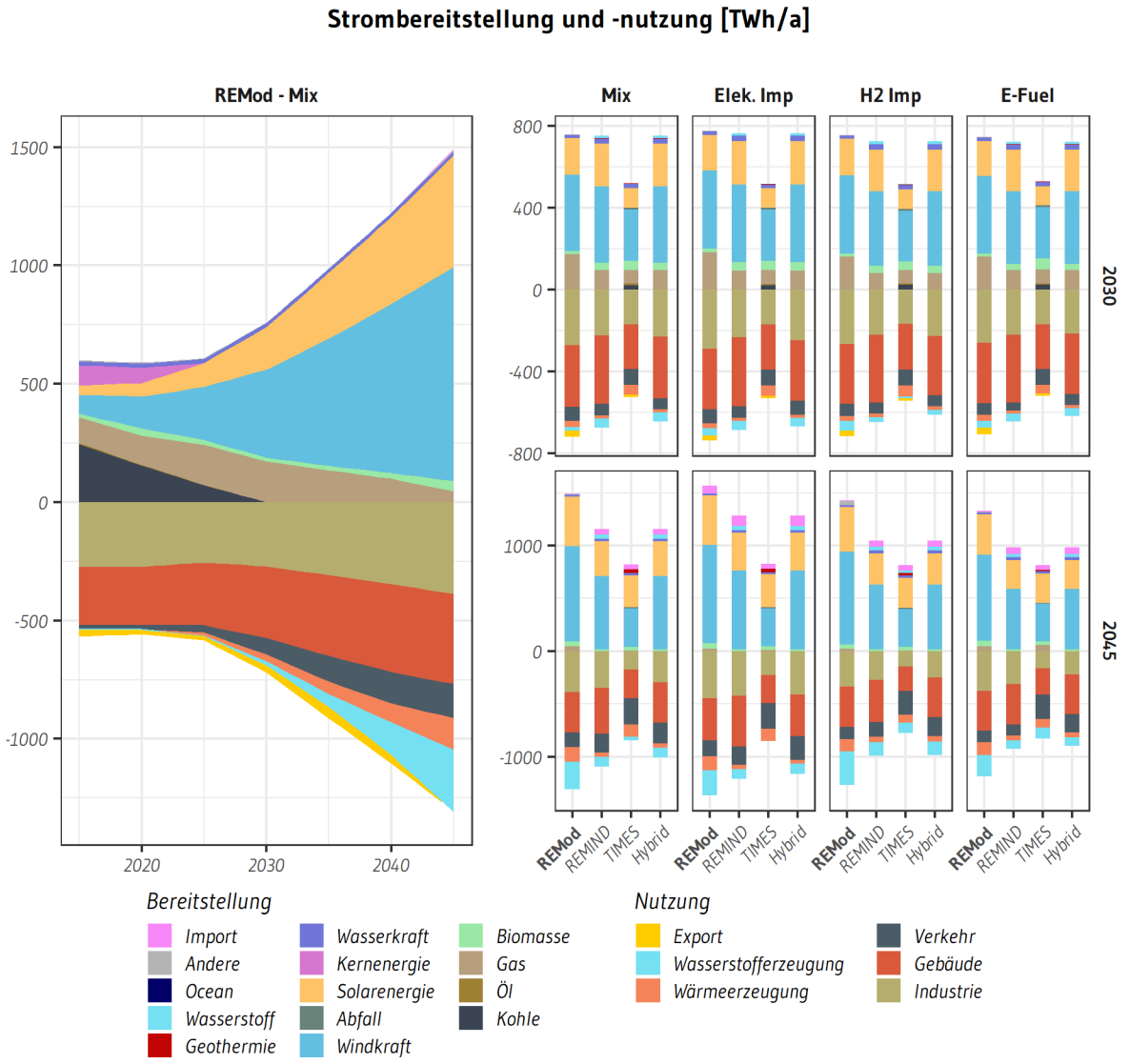


Abbildung 1.6: Strombereitstellung (positive Achse) und Stromnutzung (negative Achse) in den Zielszenarien in den Gesamtsystemmodellen und dem Hybridmodell.

Das entsprechende Bild für die Bereitstellung von flüssigen und gasförmigen Kohlenwasserstoffen sowie von Wasserstoff ist in Abbildung 1.7 dargestellt. Hier zeigt sich, dass die Umstellung von fossilen auf CO_2-neutrale Brennstoffe größtenteils im Zeitraum 2030-2045 vollzogen wird. 2045 decken Bioenergie und importierte E-Fuels den größten Teil der Bedarfe an Kohlenwasserstoffen. Wasserstoff wird langfristig fast ausschließlich aus einheimischer Elektrolyse und Importen bereitgestellt. In Übereinstimmung mit der Szenariendefinition weist das E-Fuel Szenario die höchsten verbleibenden Bedarfe an Kohlenwasserstoffen auf, wobei die Modellsysteme verschieden stark zwischen gasförmigen und flüssigen Brennstoffen gewichten.

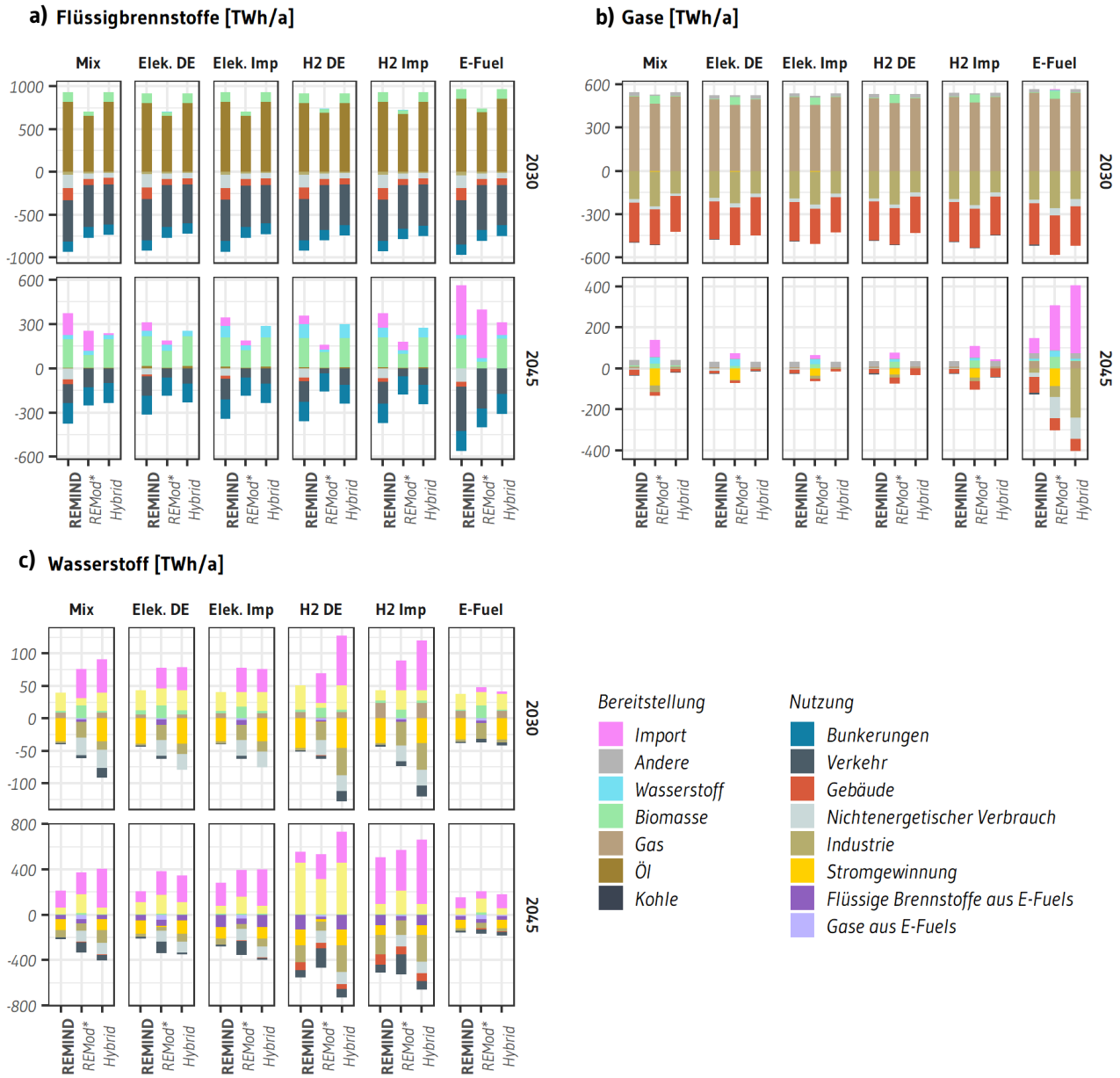


Abbildung 1.7: Bereitstellung (positive Achse) und Nutzung (negative Achse) von (a) flüssigen und (b) gasförmigen Kohlenwasserstoffen sowie von (c) Wasserstoff in den Jahren 2030 und 2045.[2]

[2] Bei REMod* wurden REMod-Ergebnisse durch Nachfragen zur stofflichen Nutzung auf Basis von FORECAST ergänzt. Für TIMES PanEU stehen die Szenariendaten nicht im notwendigen Detailgrad zur Verfügung.

1.6 Die Transformation der Energiebedarfe für Verkehr, Industrie und Gebäude

Während die Stromerzeugung vergleichsweise einfach und kostengünstig auf Erneuerbare Energien umgestellt werden kann, müssen Brenn- und Kraftstoffbedarfe von Anwendungen, die nicht elektrifiziert werden, entweder über die knappe Biomasse oder das zumindest mittelfristig ebenfalls knappe und teure Power-to-X (grüner Wasserstoff oder strombasierte E-Fuel, siehe Kapitel 6) bereitgestellt werden (Abbildung 1.8). Diese nicht-elektrischen Energieverbräuche sind somit "Bottlenecks" für die Erreichung der Klimaneutralität und eines vollständig Erneuerbaren Energiesystems im Jahr 2045.

Im Transportsektor tragen kurzfristig vor allem Verbesserungen der Energieeffizienz und die Elektrifizierung des Pkw-Verkehrs zu Emissionsminderungen bei, dennoch verbleibt ein Restbedarf an größtenteils fossilen Kraftstoffen von etwa 500 TWh im Jahr 2030 (Kapitel 2). Je nach Szenario beträgt der Bedarf an Kohlenwasserstoffen des Straßenverkehrs in 2045 100-240 TWh, maßgeblich aufgrund von Restbeständen von Pkw und Lkw mit Verbrennermotoren. Hinzu kommen weitere Bedarfe von etwa 120-140 TWh für den internationalen Luft- und Schiffsverkehr.

Im Industriesektor bestehen substantielle Bedarfe an kohlenstoffbasierten Energieträgern und Grundstoffen. In den Zielszenarien werden für die energetische und stoffliche Nutzung der Industrie in 2030 noch 500-600 TWh kohlenstoffbasierte Energie benötigt. Bis 2045 wird in FORECAST, REMod und REMIND der Energieverbrauch der Industrie in den Zielszenarien (mit Ausnahme des *E-Fuels*-Szenarios) zu 85-98% von Elektrizität, Wasserstoff und netzgebundener Wärme gedeckt. Somit werden verbleibende Bedarfe an kohlenstoffhaltigen Energieträgern von der stofflichen Nutzung dominiert, die auf Basis von Biomasse und Power-to-X-Energieträgern bereitgestellt werden.

Auch für den Gebäudesektor erfordert die Klimaneutralität einen vollständigen Ausstieg aus der Nutzung von fossilem Öl und Gas. Bis 2030 sinkt die Nutzung kohlenstoffbasierter Energie in den Zielszenarien auf 400 TWh – im Vergleich zu 600 TWh im Durchschnitt der Jahre 2015-2019. Bis 2045 zeigen alle Zielszenarien einen weitgehenden Umstieg auf dezentrale Wärmepumpen und netzgebundene Wärme. In den *Elektrifizierungs*-Szenarien decken diese fast vollständig den Gebäudewärmebedarf ab. In den *Wasserstoff*-Szenarien kommen hingegen 45-150 TWh Wasserstoff bei der Gebäudewärme zum Einsatz, während im *E-Fuels*-Szenario ein Restbedarf von bis zu 60-110 TWh/a durch E-Fuels und biogene Brennstoffe gedeckt wird.

Über die Defossilisierung der Energieversorgung hinaus spielt auch die Verbesserung der Energieeffizienz eine sehr wichtige Rolle für die Minderung der CO_2-Emissionen. Diese ist insbesondere im mittelfristigen Zeithorizont bis 2030 und für nicht-elektrische Energieverbräuche sehr wichtig, weil bis dahin nur in begrenztem Umfang erneuerbare Brennstoffe und Wasserstoff bereitgestellt werden können (siehe Abschnitt 1.7). Bis 2045 reduziert sich der Endenergieverbrauch um 34-59 % gegenüber 2019. Dabei trägt auch die Elektrifizierung maßgeblich zum Rückgang der Endenergienachfrage bei, weil die Nutzung von Strom bei vielen Anwendungen – beispielsweise in Form von E-Mobilität oder Wärmepumpen - eine deutlich bessere Umwandlungseffizienz hat als die Nutzung von Brennstoffen.

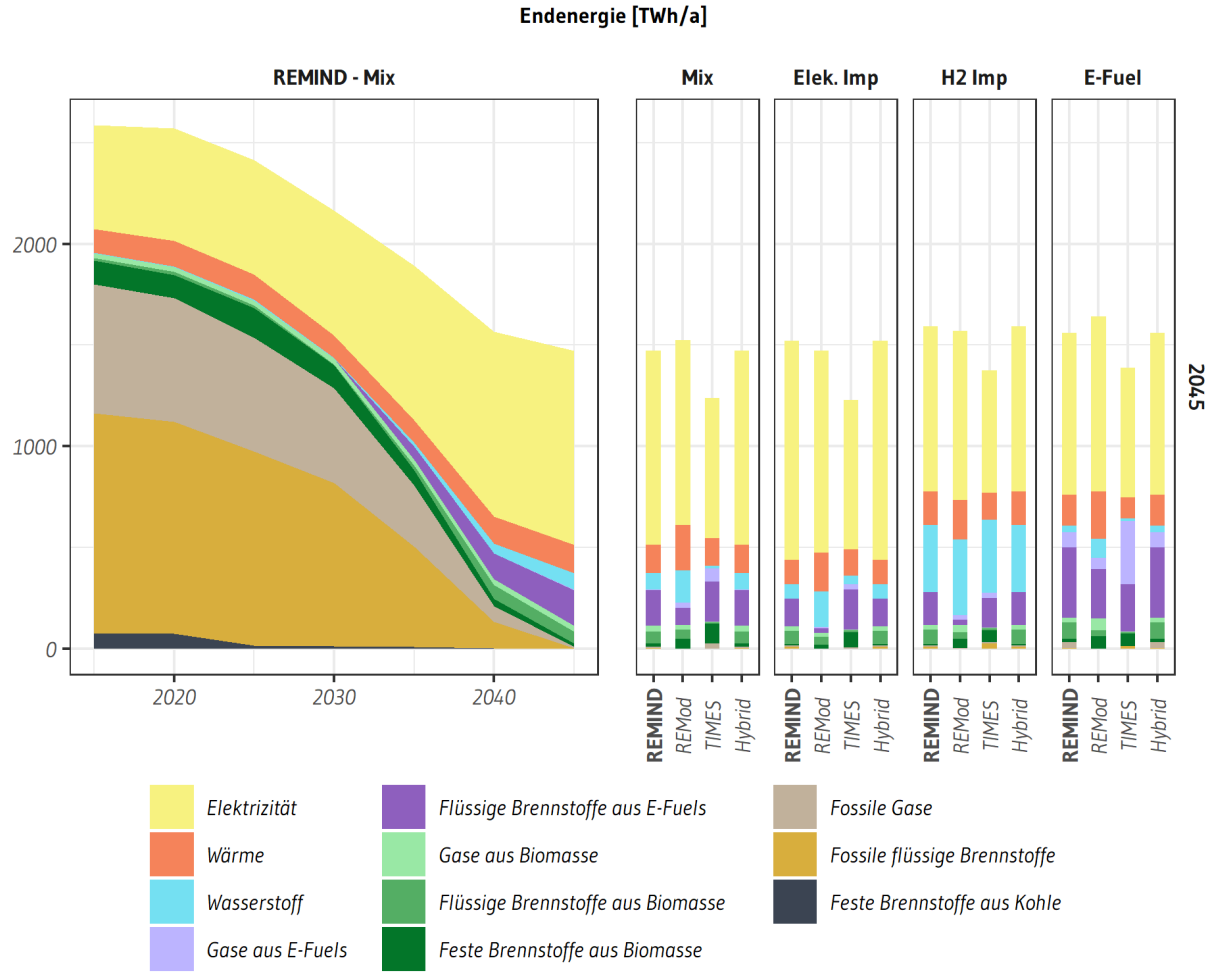


Abbildung 1.8: Endenergienachfrage inklusive stofflicher Nutzung aufgeschlüsselt nach Sektoren und Energieträgern in den verschiedenen Szenarien. Links: REMIND-Ergebnisse für den Zeitraum 2015 bis 2045 im Technologiemix-Szenario. Rechts: Ergebnisse der Gesamtsystemmodelle und dem Hybrid-Modell für verschiedene Technologieszenarien in 2030 und 2045.

1.7 Meilensteine 2030 auf dem Weg zur Klimaneutralität

In der nächsten Dekade sind im Vergleich zum letzten Jahrzehnt enorm erhöhte Klimaschutzanstrengungen in allen Sektoren notwendig, um die Emissionsminderungsziele des KSG2021 zu erreichen. Die Beschleunigung der Energiewende in den kommenden Jahren ist dabei in zweierlei Hinsicht relevant: Einerseits ist die stark beschleunigte Transformation des gesamten Energiesystems notwendig, um die für 2030 anvisierten Emissionsminderungsziele des KSG2021 zu erreichen. Andererseits müssen die Dekarbonisierungs- und Infrastrukturmaßnahmen im nächsten Jahrzehnt den Weg für das Langfristziel der Klimaneutralität ebnen.

In der Gesamtschau gehen in den Ariadne-Zielszenarien die Treibhausgasemissionen in allen Sektoren bis 2030 deutlich zurück. Das laut KSG2021 anvisierte Gesamtziel für 2030, einer Reduktion der Treibhausgasemissionen von 65 % gegenüber 1990, ist in allen Szenarien erreichbar (Abbildung 1.9). Allerdings werden die sektoralen Ziele des Verkehrs- und Gebäudesektors in vielen Szenarien verfehlt und durch stärkere Emissionsminderungen in der Energiewirtschaft ausgeglichen. Das im KSG2021 festgelegte Ziel für den Gebäudesektor in 2030 ist nur unter sehr großen Anstrengungen erreichbar und in den meisten Szenarien nicht Teil des kostenoptimalen Transformationspfads. Im Verkehrssektor wird das 2030-Sektorziel in nahezu allen Szenarien verfehlt.

Bis 2030 gibt es deutliche Effizienzverbesserungen zu verzeichnen. Gegenüber 2019 geht die Endenergienachfrage von 2.514 TWh (AGEB, 2020a) um 16-28 % auf 1.820-2.110 TWh zurück. Die Primärenergienachfrage sinkt in den Zielszenarien gegenüber 2019 (3564 TWh, AGEB2020b) um 23-28 % und beträgt 2.551-2.755 TWh. Somit liegen selbst jene Zielszenarien mit hohen Primärenergieverbräuchen unter dem in der Energieeffizienzstrategie 2050 anvisierten Ziel von 2.796 TWh (Energieeffizienzstrategie 2050, 2019)[3]. Die Reduzierung des Endenergiebedarfs wird nachfrageseitig durch Effizienzsteigerungen in allen Endnutzungssektoren erreicht, wie zum Beispiel durch den Einsatz von E-Mobilität oder Wärmepumpen.

[3] Die Energieeffizienzstrategie 2050 legt ein Reduktionsziel von 30 % gegenüber dem Basisjahr 2008 vor. Da der **Primärenergieverbrauch** 4.380 PJ im Jahr 2008 betrug, entspricht das 2030-Ziel umgerechnet 2.796 TWh (Energieeffizienzstrategie 2050, 2019).

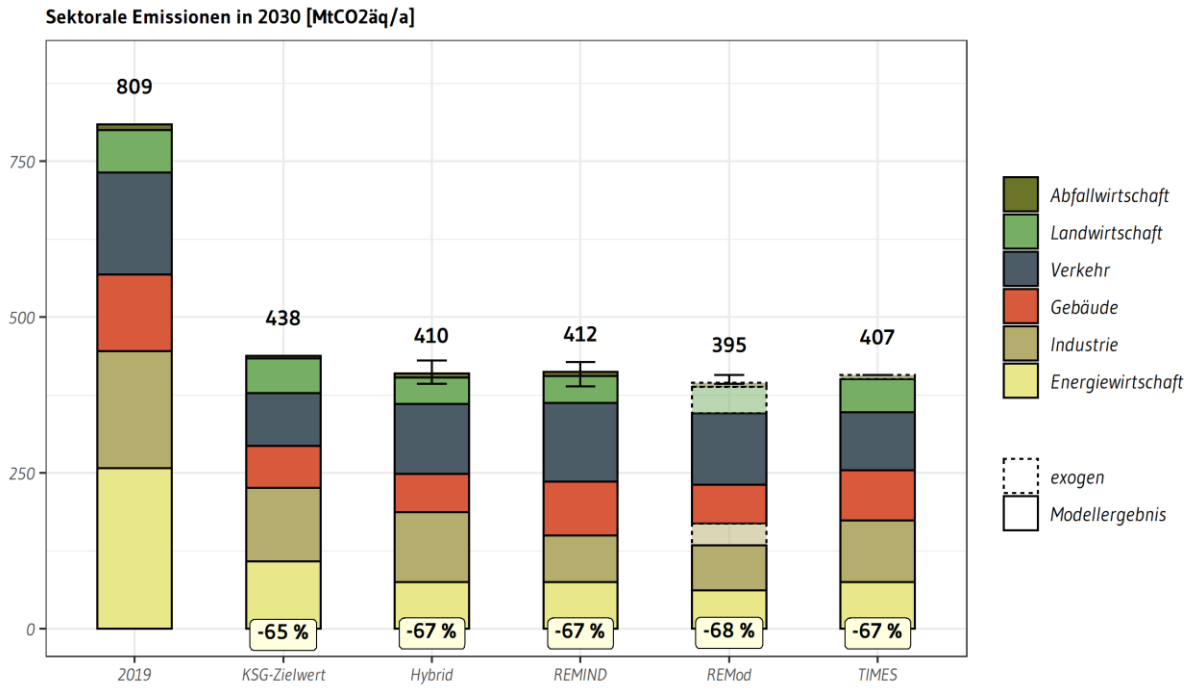


Abbildung 1.9: Sektorale THG-Emissionen im Technologiemix-Szenario (Hauptdiagramm) sowie in allen anderen Szenarien (Fehlerbalken). Die prozentuale Degression gibt die Veränderung der Emissionen gegenüber 1990 an. Die dargestellte sektorale Unterteilung dient der Illustration.[4]

Die Energiewirtschaft erfährt in allen Szenarien eine rasche Dekarbonisierung bis 2030 und erreicht stärkere als im KSG2021 vorgesehene Emissionsminderungen. Hier ist bis 2030 laut REMIND und REMod eine Steigerung der Wind- und PV-Erzeugung auf 550-615 TWh notwendig (Abbildung 1.10c) – das liegt erheblich über den derzeit im EEG2021 vorgesehenen Strommengen (2029: 376 TWh). Die dafür erforderlichen Kapazitäten und jährlichen Zubauraten für Wind und PV sind überaus herausfordernd und entsprechen etwa einer Verdreifachung der Ausbaugeschwindigkeit gegenüber der vergangenen Dekade.

[4] Die Unterteilung der Sektoren in den verschiedenen Modellen orientiert sich an der Aufteilung des KSG2021, ist allerdings nicht vollkommen identisch. TIMES PanEU und REMod berichten nicht alle im KSG2021 berücksichtigten Sektoren, weshalb hier Annahmen getroffen wurden: Da REMod unter Industrie die Emissionen für Energierohstoffe (Feedstocks) nicht einbezieht, wurde dieser Teil der Industrieemissionen vom Industrieleitmodell FORECAST übernommen. Die Emissionen für Abfall- und Landwirtschaft wurden für REMod aus REMIND übernommen. Für TIMES Pan EU wurden die Emissionen für Abfallwirtschaft aus REMIND übernommen.

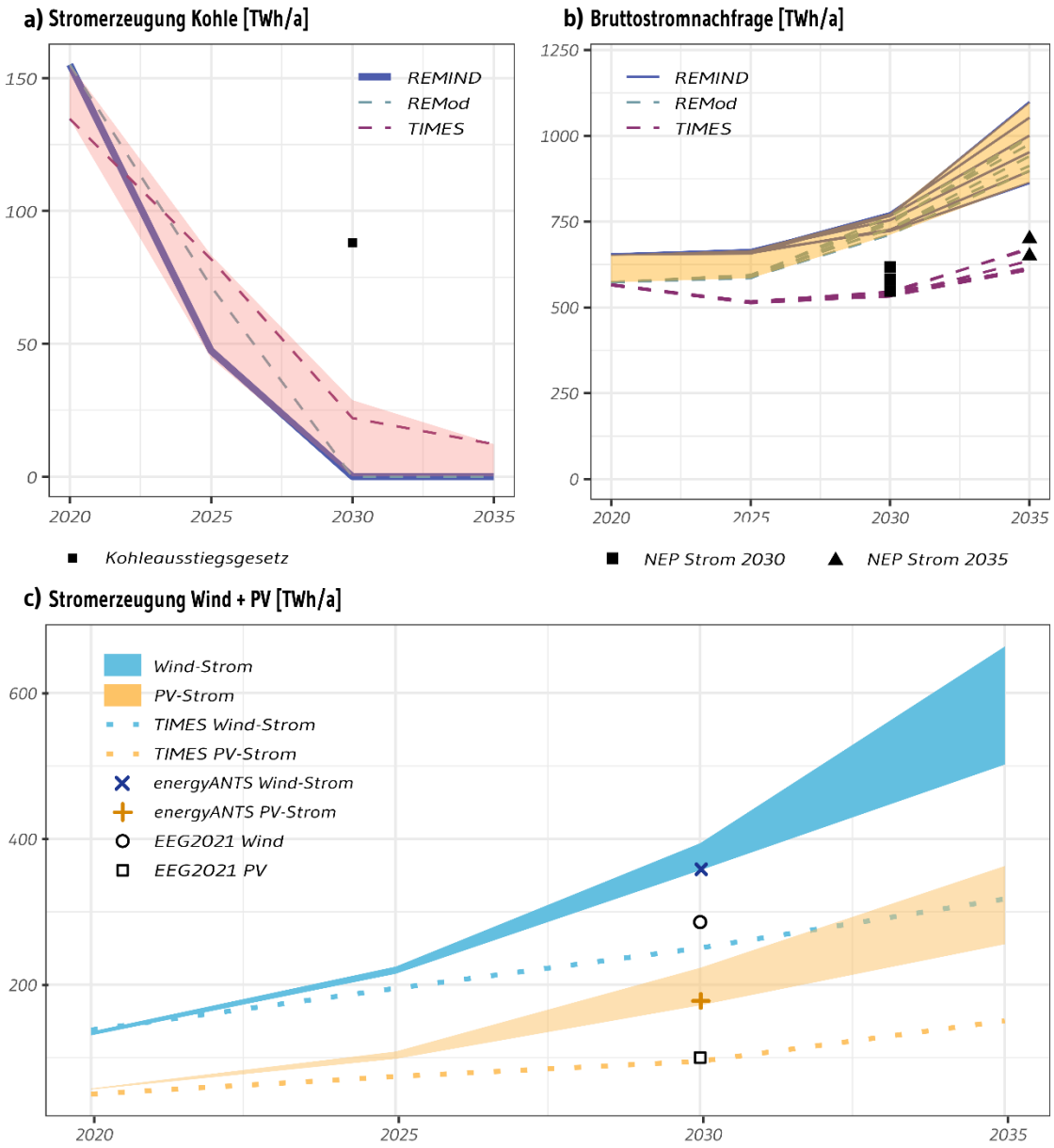


Abbildung 1.10: Ausgewählte Indikatoren für die Energiewirtschaft: (a) Stromerzeugung aus Kohle im Technologiemix-Szenario (Liniendiagramm) sowie in allen anderen Szenarien (rote Fläche); (b) Bruttostromnachfrage in den Gesamtsystemmodellen in allen Zielszenarien[5]; (c) Spannbreite der Stromerzeugung von Wind und PV in allen Szenarien in den Leitmodellen REMod und REMIND sowie in TIMES PanEU im Technologiemix-Szenario. Die Indikationen "energyANTS" spiegeln die Erzeugungsanalyse aus Kapitel 5 wider. (Quellen: EEG, 2021; NEP2030, 2019; NEP2035, 2021).

[5] Der NEP2030 für Strom berichtet in seinen Szenarien die Nettostromnachfrage inklusive der Netzverluste im Verteilnetz. Für die vorliegende Darstellung wurde in Anlehnung an den NEP2035 angenommen, dass der Bruttostromverbrauch 7 % über dem Nettostromverbauch liegt.

Die geographische Analyse des Zubaus mit dem Modell energyANTS ergibt eine sehr hohe PV-Aufdachdichte, insbesondere in großen Ballungszentren, PV-Freiflächen in fast jeder deutschen Gemeinde, einen hohen Anteil von Offshore-Anlagen in der Nordsee und einen starken Onshore-Wind-Zubau in den Bundesländern mit hohen Flächenanteilen, insbesondere auch in Baden-Württemberg und Bayern (Kapitel 5). Dies ist nötig, um die in Kapitel 5 untersuchten 120 GW Wind und 185 GW PV in 2030 zu erfüllen, welche die notwendigen Erzeugungsmengen für die Zielszenarien von REMIND und REMod liefern. Die TIMES PanEU- Szenarien zeigen, dass bei enormen Energieeffizienzgewinnen ein niedrigerer Zubau notwendig wäre. Darüber hinaus zeigen alle Szenarien einen vollständigen oder nahezu vollständigen Kohleausstieg bis 2030 (Abbildung 1.10a). Daher müssen sowohl ausreichend Backup-Lösungen für die von fluktuierenden Erneuerbaren Energien dominierte Stromerzeugung bereitgestellt als auch ein beschleunigter Strukturwandel angegangen werden. Der stark erhöhte Anteil an Erneuerbaren Energien am Strommix (2030: 76-89 %) sowie die steigende Stromnachfrage machen zudem einen beschleunigten Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze unerlässlich.

Im Verkehrssektor spielt die direkte Elektrifizierung des Personenverkehrs eine prioritäre Rolle in der nächsten Dekade. Im Sektorleitmodell VECTOR21 übersteigen E-Pkw mit mindestens 14 Mio. im Jahr 2030 in allen Szenarien den oberen Zielwert des noch aktuellen Klimaschutzprogramms 2030 (KSPr, 2019) von 7-10 Mio. E-Pkw um mindestens 40 % (Abbildung 1.11c). Um diesen großen elektrischen Fuhrpark zu ermöglichen, muss die jährliche Anzahl an Neuzulassungen jener Fahrzeuge gegenüber heute stark ansteigen. Im Durchschnitt der Jahre 2020-2030 sind laut Sektorleitmodell VECTOR21 ca. 1,3-1,7 Mio Neuzulassungen von E-Pkw pro Jahr notwendig. In allen Szenarien dominieren bis spätestens 2030 E-Pkw die neuzugelassenen Fahrzeuge, wobei hier der Großteil rein batterieelektrische Pkw (battery electric vehicles, BEV) sind. Aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung des Verkehrs steigt die Effizienz in vielen Verkehrsbereichen bis 2030 an. So werden je Personenkilometer in 2030 ca. 26 % weniger Endenergie gegenüber 2020 benötigt (kumulierter Energieaufwand). Die vom KSG2021 gesetzten Emissionsziele für 2030 werden in den Zielszenarien im Rahmen der modellierten Antriebswende nicht erreicht, da der hierfür notwendige Elektrifizierungsgrad aufgrund von begrenzter Diffusionsgeschwindigkeit nicht erreicht wird. Für ein Erreichen des Sektorziels sind neben einer Transformation der Antriebe und Energieträger auch neue Mobilitätskonzepte nötig. Im Weiteren ist daher zu untersuchen, inwiefern beispielsweise eine Verschiebung des modalen Splits hin zu öffentlichen Verkehrsmitteln sowie effizientere Stadt- und Raumplanung mit kürzeren Wegen zur Schließung der Zielerreichungslücke beitragen können.

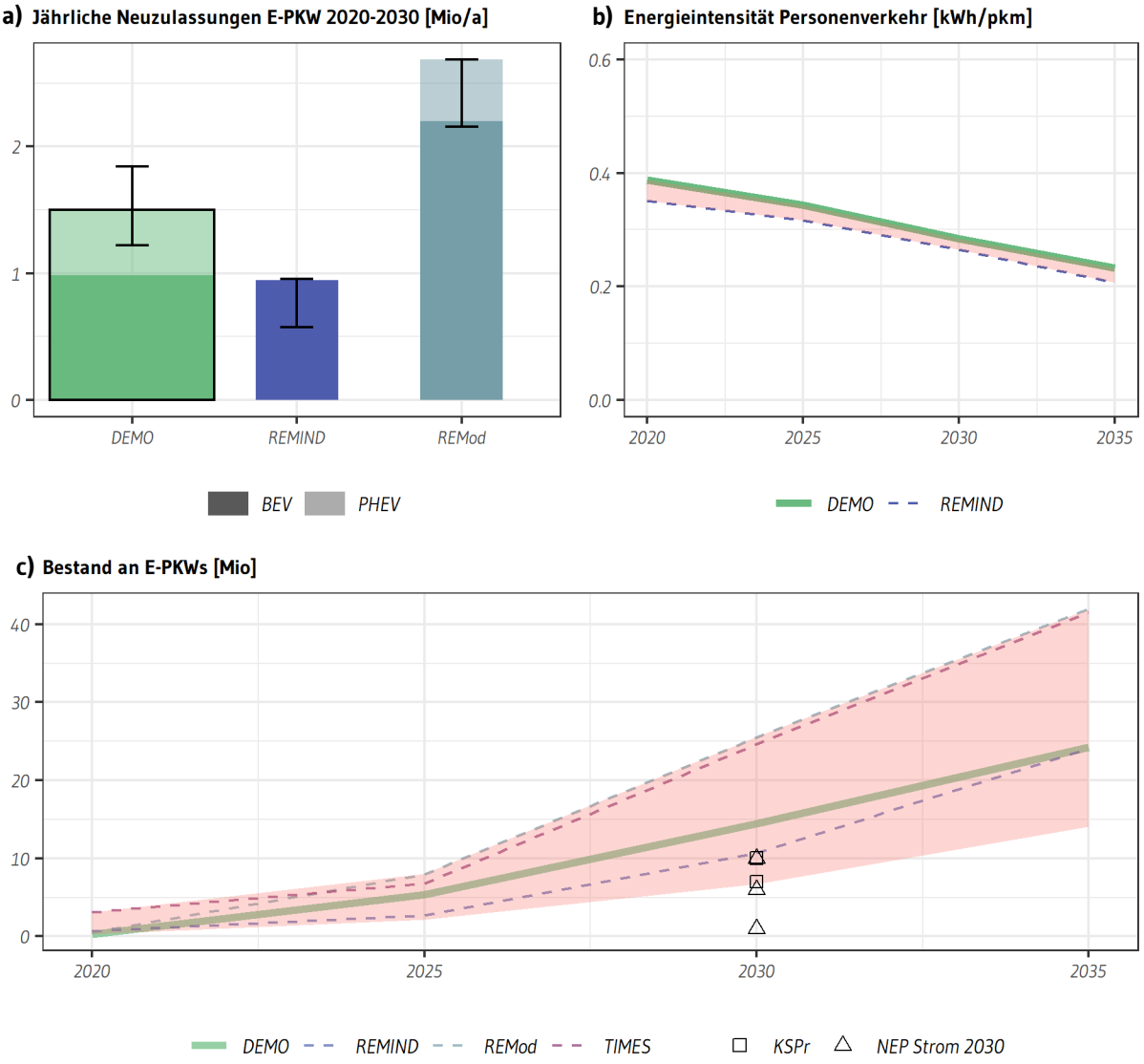


Abbildung 1.11: Ausgewählte Indikatoren für den Verkehrssektor: (a) durchschnittliche jährliche Neuzulassungen von E-Pkw im Zeitraum 2020-2030 im Technologiemix-Szenario (Hauptdiagramm) sowie in allen anderen Szenarien (Fehlerbalken); (b) kumulierter Energieaufwand des Passagierverkehrs im Technologiemix-Szenario (Liniendiagramm) sowie in allen anderen Szenarien (rote Fläche); (c) Bestand an E-Pkw im Technologiemix-Szenario (Liniendiagramm) sowie in allen anderen Szenarien (rote Fläche).[6] (Quellen: KSPr, 2019; NEP2030, 2019).

[6] Die FCEC-Nutzung in 2030 ist in allen Szenarien und Modellen vernachlässigbar klein.

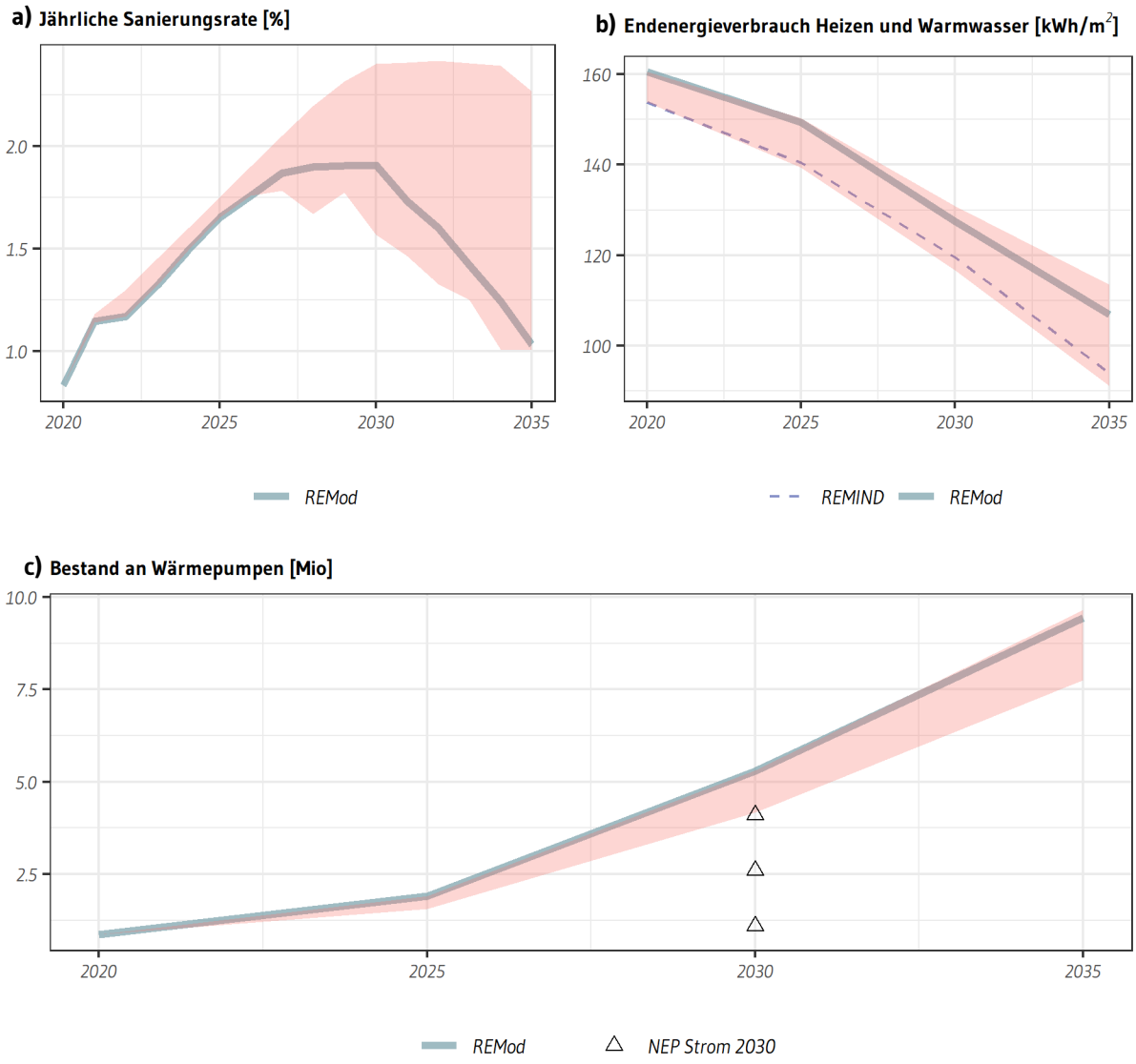


Abbildung 1.12: Ausgewählte Indikatoren für den Gebäudesektor: (a) Jährliche Sanierungsrate im Technologiemix-Szenario (Liniendiagramm) sowie in allen anderen Szenarien (rote Fläche) im Leitmodell REMod; (b) kumulierter Energieaufwand für Gebäudewärme und Warmwasser im Technologiemix-Szenario (Liniendiagramm) sowie in allen anderen Szenarien (rote Fläche); (c) Bestand an Wärmepumpen im Technologiemix-Szenario (Liniendiagramm) sowie in allen anderen Szenarien (rote Fläche). (Quelle: NEP2030, 2019)

Die Wärmeversorgung im Gebäudesektor erfährt ebenfalls eine beschleunigte Dekarbonisierung bis 2030. Die zwei Säulen bis 2030 sind der konsequente Energieträgerwechsel und eine gesteigerte Sanierungsrate. Im Bereich Energieträgerwechsel sind für 2021-2030 laut Sektorleitmodell REMod die Installation von durchschnittlich ca. 400.000 Wärmepumpen pro Jahr notwendig, sowohl in Neubauten als auch in Bestandsgebäuden. Diese Installationszahlen bedeuten fast eine Vervierfachung der aktuellen Absatzzahlen (BWP, 2020) und würden den Gesamtbestand an Wärmepumpen bis 2030 auf ca. 5 Mio. ansteigen lassen. Zudem ist der Neuanschluss von ca. 1,6 Mio. Gebäuden an das Fernwärmenetz (ca. 160.000 jährlich), verbunden mit der Defossilisierung

der Fernwärme, notwendig. Die jährliche Sanierungsrate sollte sich gegenüber heute bis 2030 möglichst auf 2 % verdoppeln, mindestens aber auf 1,5 % ansteigen (Abbildung 1.12a). In allen Szenarien wird das Sanierungspaket mit dem Standard KfW-70 bis KfW-55 aus Kosten-Nutzen-Sicht präferiert. Eine tiefergehende Sanierung ist nicht Teil des kostenoptimalen Transformationspfades. Allerdings führt sie zu weiteren Emissionseinsparungen und könnte somit Verzögerungen bei der Dekarbonisierung anderer Sektoren ausgleichen. Durch die Veränderungen im Rahmen der Wärmewende steigt die Effizienz im Bereich der Gebäudewärme deutlich an. So werden 2030 etwa 19-24 % weniger Nutzenergie für Heizung und Warmwasser je m^2 als heute benötigt (Abbildung 1.12b).

Im Industriesektor müssen bis 2030 CO_2-neutrale Verfahren vom Pilot- und Demonstrations-Maßstab auf industrielles Niveau skaliert und wirtschaftlich betrieben werden können. Laut Sektorleitmodell FORECAST entfällt die höchste Minderung bis 2030 mit mehr als 30 $MtCO_2$ auf den Brennstoffwechsel (Dampf und Öfen) hin zu Strom, Wasserstoff und Gas, deren Bereitstellung entsprechend gewährleistet werden sollte. In allen Szenarien verändert sich der Anlagenpark der Dampferzeugung stark[7] und ist durch den Rückgang der Dampferzeugung aus Erdgas um etwa 50 TWh gekennzeichnet, welcher durch den Einsatz von Hochtemperatur-Wärmepumpen, Biomasse, Elektrodenkessel sowie Wasserstoff kompensiert wird (Abbildung 1.13c). Entsprechend steigt die Industrienachfrage nach Wasserstoff sowie Strom für Power-to-Heat-Anwendungen stark an und erreicht 2030 bis zu 66 TWh und 55 TWh in den verschiedenen Szenarien (Abbildung 1.13b). Gleichzeitig steigt die Effizienz in den verschiedenen Industriezweigen. So sinkt die eingesetzte Endenergie je Tsd. Euro Wertschöpfung zwischen 2020 und 2030 um ca. 11 % (Abbildung 1.13a).

Der erhöhte Wasserstoffbedarf in 2030, insbesondere im Bereich der Industrie, erfordert den Aufbau von Elektrolyseurkapazität sowie der Wasserstoff-Transportinfrastruktur. Bis 2030 sind laut der Leitmodelle in den verschiedenen Szenarien 6-14 GW an Elektrolyseurkapazität notwendig, wobei der Zubau nach 2030 deutlich rascher erfolgen muss (Abbildung 1.14b).

[7] Das E-Fuel-Szenario, in welchem gasbasierte Dampferzeugung größtenteils erhalten bleibt, ist die einzige Ausnahme.

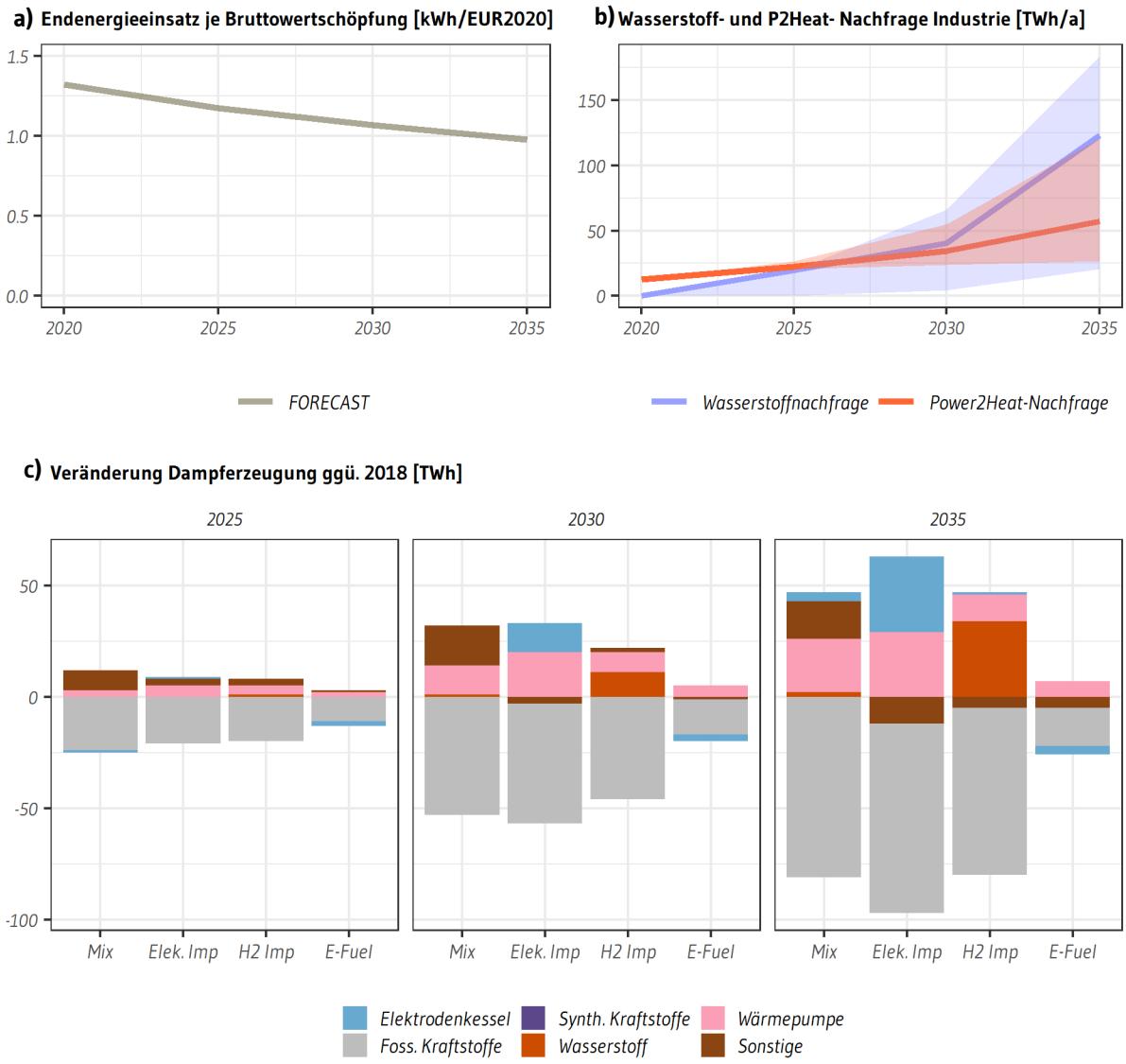


Abbildung 1.13: Ausgewählte Indikatoren für den Industriesektor: (a) Kumulierter Endenergieeinsatz je Bruttowertschöpfung der Industrie im Technologiemix-Szenario (Liniendiagramm) sowie in allen anderen Szenarien (rote Fläche) im Leitmodell FORCAST; (b) Power-to-Heat- und Wasserstoffnachfrage der Industrie im Leitmodell FORECAST im Technologiemix-Szenario (Liniendiagramm) sowie in allen anderen Szenarien (rote Fläche)[8] ; (c) Veränderung der industriellen Dampferzeugung gegenüber 2018 im Technologiemix-Szenario aufgeteilt nach Energieträgern im Leitmodell FORECAST.

[8] Die aktuelle Wasserstoffnutzung in Höhe von 55 TWh wird beinahe ausschließlich durch die Dampfreformierung von Erdgas bereitgestellt und ist in der energetischen und stofflichen Erdgasnutzung inkludiert.

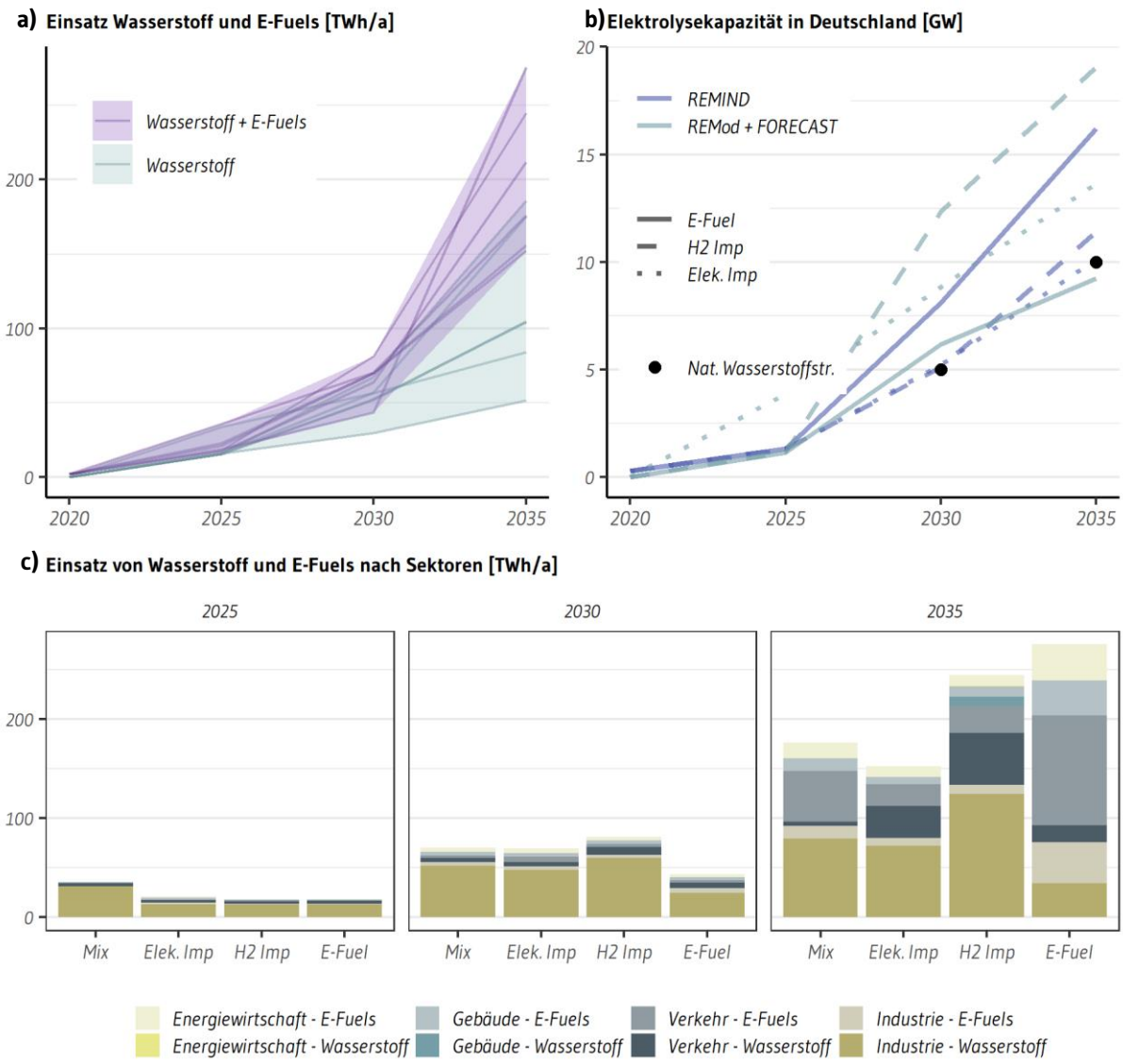


Abbildung 1.14: Ausgewählte Indikatoren für Wasserstoff und E-Fuels: (a) Bandbreite des Einsatzes von Wasserstoff und E-Fuels in den verschiedenen Modellen und Szenarien; (b) Elektrolyseurkapazität aufgeteilt nach Szenarien und Modellen (c) Einsatz von Wasserstoff und E-Fuels nach Sektoren im Modell REMod* in ausgewählten Szenarien. (Quelle: BMWi, 2020a)[9].

In der Mehrzahl der Szenarien liegen die inländischen Elektrolysekapazitäten deutlich über den Zielen der Nationalen Wasserstoffstrategie (Abbildung 1.14b; BMWi, 2020a). Für 2030 ergibt sich in den Zielszenarien eine Nachfrage nach Wasserstoff und E-Fuels in Höhe von 43-81 TWh (Abbildung 1.14a), wobei der Großteil dieser Nachfrage auf Wasserstoffeinsatz in der Industrie zurück-

[9] Bei REMod* wurden REMod-Ergebnisse durch Nachfragen zur stofflichen Nutzung auf Basis von FORECAST ergänzt. Für TIMES PanEU stehen die Szenariendaten nicht im notwendigen Detailgrad zur Verfügung.

geht (Abbildung 1.14c). Aufgrund des bis mindestens 2030-2035 knappen Angebots für Wasserstoff und E-Fuels sollten No-regret-Anwendungen, insbesondere Stahl und Ammoniak (Wasserstoff) sowie Petro-Chemie, Flug- und Schiffsverkehr (E-Fuels), prioritär versorgt werden.

1.8 Politikimplikationen

Die vorliegende Szenarienanalyse verdeutlicht, wie tiefgreifend und umfassend die zur Erreichung der Klimaziele erforderliche Transformation ist. Die Klimaneutralität erfordert fundamentale Veränderungen in allen Energiesektoren: Energiewirtschaft, Industrie, Gebäudewärme und Verkehr. Rasches und entschlossenes Handeln in der kommenden Legislaturperiode sollte nicht nur die jährlichen Minderungsvorgaben bis 2030 im Blick haben, sondern auch Langfristinvestitionen in neue Technologien und Infrastrukturen für die Klimaneutralität im Jahr 2045 auf den Weg bringen.

Der Vergleich der sektorspezifischen Transformationswegmarken in den modellierten Szenarien mit den gegenwärtigen Politikzielen (Abschnitt 1.7) weist jedoch auf erhebliche Diskrepanzen hin. Ohne zusätzliche Maßnahmen in allen Sektoren werden die Klimaschutzziele für 2030 und 2045 aller Voraussicht nach verfehlt. Politiken und Maßnahmen sind zwar nicht explizit in den Szenarien abgebildet, dennoch lassen sich bereits folgende Erkenntnisse bzgl. politischer Handlungsbedarfe aus den Szenarienanalysen ableiten:

- **Stärkung der sektorübergreifenden CO_2-Bepreisung:** Die Lenkungswirkung eines deutlichen CO_2-Preissignal ist entscheidend, um effiziente Emissionsminderungspotenziale zu nutzen und Anreize für klimaneutrale Investitionen zu schaffen. Ein zunehmend über die Sektoren hinweg harmonisierter CO_2-Preis kann zudem eine Flexibilisierung der Sektorziele ermöglichen, die angesichts der Diskrepanz zwischen den sektoralen Minderungszielen des KSG2021 für 2030 und der sektoralen Lastenteilung in kostenoptimalen Szenarien geboten scheint.
- **Massiver Ausbau Erneuerbare Energien:** Die hohe zukünftige Stromnachfrage erfordert einen enormen Ausbau von Windkraft und PV. Bis 2030 ist voraussichtlich ein Zubau nötig, der etwa einer Verdreifachung der Ausbaugeschwindigkeit der vergangenen Dekade entspricht und somit über dem Ausbaupfad des EEG liegt. Daher ist eine Überarbeitung des EEG sowie die Neuordnung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren nötig. Zusätzlich müssen weitere Gesetze wie beispielsweise das Energiewirtschaftsgesetz

(EnWG2021) mit den Anforderungen einer auf Erneuerbaren Energien basierenden Versorgung in Einklang gebracht werden.

- **Schnelleren Kohleausstieg gestalten:** Der zur Erreichung der Klimaziele notwendige CO_2-Preis macht die weitere Kohleverstromung zunehmend unwirtschaftlich. Es scheint daher hochgradig unplausibel, dass bei gleichzeitiger Einhaltung der Klimaziele Kohlekraftwerke noch über 2030 hinaus substantiell zur Stromversorgung beitragen. Der Strukturwandel in den betroffenen Regionen wird sich entsprechend beschleunigen und muss gestaltet werden. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit werden zusätzliche gas- oder wasserstoffbefeuerte Spitzenlastkraftwerke benötigt.
- **Sektorale Transformationsprioritäten**: Zusätzlich zu einem CO_2-Preis sind sektorspezifische Politiken und Maßnahmen essentiell, um spezifische Hemmnisse der Transformationen der Nachfragesektoren zu beseitigen: Beispielsweise ist der Ausbau der Ladeinfrastruktur für den Verkehr wichtige Voraussetzung für den Hochlauf der E-Mobilität. In der Industrie müssen Anreize geschaffen werden, sodass Neuinvestitionen schon jetzt weitestgehend mit dem Ziel der Klimaneutralität kompatibel sind. Im Gebäudebereich ist ein breiter Instrumentenmix notwendig, um eine Beschleunigung der der energetischen Sanierung von Bestandsgebäuden zu erreichen. Details zu sektorspezifischen Chancen und Herausforderungen werden in den Kapiteln 2-4 diskutiert.
- **Zügiger Ausbau der Infrastruktur:** Die modellierten Mengen an Strom, Fernwärme und Wasserstoff sowie relevanter Kenngrößen für die Sektorenkopplung wie E-Fahrzeuge und Wärmepumpen liegen über den Mengen, die in der aktuellen Infrastrukturplanung vorgesehen sind. Die Infrastruktur droht damit zum Engpass in allen Sektoren zu werden. Eine rasche Anpassung der Infrastrukturplanung und ihrer Umsetzung ist daher notwendig.
- **Priorisierte Anwendung von Erneuerbarer Wasserstoff und E-Fuels:** Ihre Verfügbarkeit wird zumindest mittelfristig bis in die 2030er-Jahre beschränkt bleiben. Entsprechend sollte ihr Einsatz für No-regret-Anwendungen, wie Wasserstoff für Stahl- und Ammoniakproduktion sowie E-Fuels für Flug- und Schiffsverkehr und die Grundstoffchemie, priorisiert werden.
- **Ganzheitliche Strategie für CO_2-Entnahmen**: Das Ziel der deutschen Klimaneutralität ist ohne CO_2-Entnahmen nicht erreichbar. Daher sollte eine nationale CO_2-Entnahme-Strategie erarbeitet werden. Diese sollte auch die Nutzung von CCS beispielsweise für Industrieprozesse umfassen und Fragen des Infrastrukturaufbau, der Speicherung und des Technologiehochlaufs in die Mitte der gesellschaftlichen Debatte rücken.

- **Innovationen für die Klimaneutralität fördern:** Das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 wird ohne weitere Innovationen nicht erreichbar sein. Diese brauchen gezielte Förderung. Wichtig sind auch in Zukunft technische Innovationen für Erneuerbare Energieträger, Energiespeicher und Wasserstofftechnologien, die zu Kostendegression und verbesserter Energie- und Materialeffizienz führen. Auch die Umstellung von Industrieprozessen auf Elektrizität und Wasserstoff erfordert anwendungsnahe Forschung. Neben dieser technischen Dimension besteht in Zukunft verstärkter systemischer Forschungsbedarf, da Klimaneutralität ein hohes Maß an Vernetzung zwischen den Sektoren und beteiligten Akteuren verlangt. Der dezentralen und flexiblen Steuerung von Energieangebot und –nachfrage kommt eine Schlüsselrolle für die Integration variabler erneuerbarer Stromerzeugung zu, was technische, digitale und sozioökonomische Innovationen erfordert.

Box: CO_2-Grenzvermeidungskosten in den Szenarien

Die Grenzvermeidungskosten bezeichnen die Kosten für die letzte und damit teuerste CO_2-Vermeidungsmaßnahme zu einem gegebenen Zeitpunkt. Sie sind damit ein Maß für den Handlungsdruck, um die Minderungsziele zu erreichen. Über die Höhe der Grenzvermeidungskosten für 2030 besteht Unsicherheit: Je nach Modell betragen diese für 2030 im Zielerreichungsszenario *Technologiemix* 140 Euro/tCO_2 (TIMES PanEU), 270 Euro/tCO_2 (NEWAGE) oder 370 Euro/tCO_2 (REMIND) (siehe Abbildung 1.15). Der Grund für diese Unterschiede liegt (1) in unterschiedlichen Technologie-Annahmen, (2) Annahmen zu Trägheiten in der Transformation, z. B. zum Hochlauf neuer Technologien und Infrastrukturen, (3) Annahmen zur Realisierbarkeit von stringenten Energieeffizienzmaßnahmen, und (4) Annahmen zu zusätzlichen umgesetzten Politikmaßnahmen, z. B. Flottengrenzwerten im Verkehr.

Die Ergebnisse deuten auf die Notwendigkeit höherer CO_2-Preise hin: Selbst die niedrigsten abgeschätzten Grenzvermeidungskosten sind mehr als doppelt so hoch wie die aktuellen CO_2-Preise im EU-ETS und im Bundesemissionshandelsgesetz; im Durchschnitt sind sie mehr als vier Mal so hoch.

Allerdings können die zur Zielerreichung notwendige CO_2-Preise geringer ausfallen als die Grenzvermeidungskosten, wenn zusätzliche Politikmaßnahmen umgesetzt werden, die auf anderem Weg die Nutzung von Minderungsoptionen mit hohen Grenzvermeidungskosten induzieren (Bertram et al., 2015; Stiglitz, 2019). Beispiele hierfür sind Emissionsgrenzwerte für die Neuwagen-

flotte, eine stärkere Regulierung und Subventionierung von Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich oder Differenzkontrakte für Emissionsminderungen der Industrie (Richstein and Neuhoff, 2019). Die detaillierte Analyse der Auswirkungen verschiedener Politikansätze mit jeweils unterschiedlicher Gewichtung von CO_2-Bepreisung und anderen Maßnahmen in Bezug auf Effektivität, Kosteneffizienz und Verteilungswirkung ist Gegenstand weiterer Forschung in Ariadne.

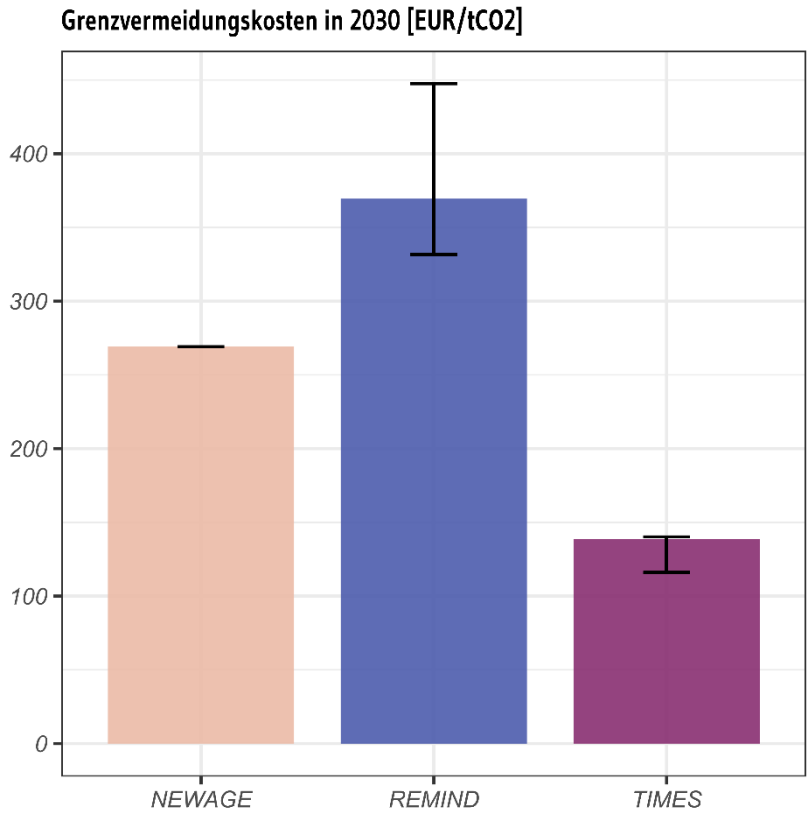


Abbildung 1.15: CO_2-Grenzvermeidungskosten in 2030 für das Technologiemix-Szenario (Balken) und die anderen Zielerreichungsszenarien (Bandbreiten).

1.9 Fazit: Weitere Forschungsbedarfe

Angesichts der zunehmenden Vielfalt von Klimaneutralitätsszenarien wird die Notwendigkeit eines strukturierten Vergleichs von Modellergebnissen immer deutlicher. Die hier vorgelegten Analysen untersuchen erstmals auf Basis eines Ensembles von Energiesystem- und Sektormodellen Pfade zur Erreichung der Klimaneutralität Deutschlands 2045. Die Studie zeigt, wie durch Integration von Gesamtsystemmodellen mit Sektormodellen einerseits relevante Wechselwirkungen zwischen den Sektoren berücksichtigt und andererseits Details der sektoralen Transformation ausbuchstabiert werden können.

Der in dieser Studie vorgestellte Modellvergleich sollte in dieser Hinsicht als "proof-of-concept" gesehen werden. Allerdings verbleiben eine Reihe von weiteren Forschungsbedarfen, die teilweise bereits durch andere Ariadne-Forschungsaktivitäten abgedeckt sind, teils in Folgestudien angegangen werden müssen:

- **Erweiterung des Lösungsraums:** Die hier vorgestellten Szenarien zeigen eine plausible Bandbreite künftiger Entwicklungen bezüglich direkter und indirekter Elektrifizierung. Gleichzeitig können sie nicht den Anspruch auf eine vollständige Abdeckung des Lösungsraums erheben. Weitere Szenarien sollten beispielsweise die Möglichkeiten und Grenzen einer stärker auf Energieeffizienz und Lebensstiländerungen ausgerichteten Klimaschutzstrategie beleuchten oder das Potenzial einer weitergehenden Nutzung von CCS und technischen CO_2-Senken untersuchen.
- **Granularität der Systemtransformation:** Spezifische Aspekte der Energiewende müssen im Szenarienkontext konkreter ausbuchstabiert werden, um den damit einhergehenden Herausforderungen begegnen zu können. Prominent zu nennen sind der Infrastrukturausbau für Stromübertragungs- und Verteilnetze, Wasserstoffnetze, Wärmenetze und CO_2-Transport. Zudem wird durch eine tiefergehende Integration zwischen Sektormodellen und Gesamtsystemmodellen eine insgesamt realistischere Abbildung der Systemdynamik sowie relevanter Chance und Herausforderungen erreicht.
- **Vertiefende Modellvergleiche:** Durch eine breitere Abdeckung kann ein strukturierter Vergleich nicht nur basierend auf den Ariadne-Modellen, sondern auch unter Einbezug weiterer in prominenten Szenarienstudien genutzten Modellsysteme erreicht werden. Dadurch werden Unterschiede in Annahmen und Implikationen verschiedener Klimaschutzpfade deutlich (ESYS et al., 2019; Wietschel et al., 2021).

- **Politiken und Maßnahmen:** Angesichts der durch die Szenarien aufgezeigten enormen Herausforderungen bezüglich der systemischen Transformation stellt sich nun in verschärftem Maße die Frage nach geeigneten Politiken und Maßnahmen, um den Weg zur Klimaneutralität zu ebnen. Die Untersuchung von geeigneten Politikinstrumenten ist bereits Gegenstand der Forschung in Ariadne und anderen Projekten (Berneiser et al., 2021; Edenhofer et al., 2019; Fahl et al., 2021; Perino et al., 2021; Richstein and Neuhoff, 2019). Die weitere Integration dieses Forschungsstrangs mit der Szenarienanalyse zur Klimaneutralität ist ein wichtiger Schwerpunkt künftiger Forschung.

Literaturangaben

AGEB, 2020a. Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken Detaillierte Anwendungsbilanzen der Endenergiesektoren für 2018 und 2019 sowie zusammenfassende Zeitreihen zum Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken für Jahre von 2009 bis 2019. AGEB [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_19_v3.pdf.

AGEB, 2020b. Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019. Stand: März 2020. AGEB [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2019_20200325_dt.pdf.

Ausfelder F, Drake F-D, Erlach B, Fischedick M, Henning HM, Kost CP, Münch W, Pittel K, Rehtanz C, Sauer J, et al., 2017. „Sektorkopplung" - Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. acetech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V, München (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft) [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_Sektorkopplung.pdf.

Benndorf R, Bernicke M, Bertram A, Butz W, 2013. Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales_deutschland_im_jahr_2050_langfassung.pdf.

Berneiser J, Burkhardt A, Alexander R, Köhler B, Meyer R, Sommer S, Yilmaz Y, Herkel S, 2021. Maßnahmen und Instrumente für eine ambitionierte, klimafreundliche und sozialverträgliche Wärmewende im Gebäudesektor – Teil 1: Analyse der Herausforderungen und Instrumente im Gebäudesektor. Ariadne-Hintergrund. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ariadneprojekt.de/publikation/herausforderungen-und-instrumente-im-gebaudesektor/.

Bertram C, Luderer G, Pietzcker RC, Schmid E, Kriegler E, Edenhofer O, 2015. Complementing carbon prices with technology policies to keep climate targets within reach. Nature Climate Change, 5(3):235–239 DOI: 10.1038/nclimate2514.

BMU, 2021a. Treibhausgasemissionen sinken 2020 um 8,7 Prozent. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmu.de/pressemitteilung/treibhausgasemissionen-sinken-2020-um-87-prozent.

BMWi, 2021. Zahlen und Fakten: Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi. Stand 27.09.2021. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.xlsx?__blob=publicationFile&v=135.

BMWi, 2020a. Die Nationale Wasserstoffstrategie. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html.

BMWi, 2019a. Langfrist- und Klimaszenarien. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html.

BWP, 2020. Branchenstudie 2021: Marktanalyse – Szenarien – Handlungsempfehlungen. Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.waermepumpe.de/uploads/tx_bcpageflip/BWP_Branchenstudie2021_Update.pdf.

dena, 2018. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf.

Edenhofer O, Flachsland C, Kalkuhl M, Knopf B, Pahle M, 2019. Optionen für eine CO2-Preisreform. MCC-PIK-Expertise für den Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Optionen_f%C3%BCr_eine_CO2-Preisreform_final.pdf.

EEG, 2021. EEG 2021 - Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. [Aufruf am: 05.09.2021] URL: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html.

Energieeffizienzstrategie 2050, 2019. Energieeffizienzstrategie 2050. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffiezienzstrategie-2050.html.

ESYS, BDI, dena, 2019. Expertise bündeln, Politik gestalten – Energiewende jetzt! Essenz der drei Grundsatzstudien zur Machbarkeit der Energiewende bis 2050 in Deutschland. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/impulspapier-studienvergleich.

European Green Deal, 2019. EUR-Lex - 52019DC0640 - EN - EUR-Lex. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN.

Fahl U, Hufendiek K, Kittel L, et al., 2021. Kurzdossier: Industriewende - Wettbewerbseffekte und Carbon Leakage. Neue Politikmaßnahmen im Zuge des Europäischen Green Deal. | Ariadne. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ariadneprojekt.de/publikation/kurzdossier-carbonleakage/.

Friedlingstein P, O'Sullivan M, Jones MW, Andrew RM, Hauck J, Olsen A, Peters GP, Peters W, Pongratz J, Sitch S, et al., 2020. Global Carbon Budget 2020. Earth System Science Data, 12(4):3269–3340 DOI: 10.5194/essd-12-3269-2020.

Gerbert P, Herhold P, Burchardt J, Schönberger S, Rechenmacher F, Kirchner A, Kemmler A, Wünsch M, 2018. Klimapfade für Deutschland. Studie von The Boston Consulting Group und Prognos AG im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie. BCG, The Boston Consulting Group [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://web-assets.bcg.com/e3/06/1c25c60944a09983526ff173c969/klimapfade-fuer-deutschland.pdf.

Hein F, Litz P, Graichen P, 2021. Abschätzung der Klimabilanz Deutschlands für das Jahr 2021. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/abschaetzung-der-klimabilanz-deutschlands-fuer-das-jahr-2021/.

Hornberg C, Niekisch M, Calliess C, Kemfert C, Lucht W, Messari-Becker L, Rotter VS, 2020. Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2016_2020/2020_Umweltgutachten_Entschlossene_Umweltpolitik.html.

IPCC, 2014. Climate change 2014: mitigation of climate change: Working Group III contribution to the Fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press DOI: 10.1017/CBO9781107415416.

IPCC, 2021. Summary for Policymakers. In: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_SPM.pdf.

Kriegler E, Petermann N, Krey V, Schwanitz VJ, Luderer G, Ashina S, Bosetti V, Eom J, Kitous A, Méjean A, et al., 2015. Diagnostic indicators for integrated assessment models of climate policy. Technological Forecasting and Social Change, 90:45–61 DOI: 10.1016/j.techfore.2013.09.020.

KSG, 2021. Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl121s3905.pdf.

KSG, 2019. Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/KSG.pdf.
KSPr, 2019. Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzprogramm-2030-1673578.
NEP2030, 2019. Bestätigung Netzentwicklungsplan 2019-2030. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf.
NEP2035, 2021. Netzentwicklungsplan Strom 2035 Version 2021, zweiter Entwurf. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Zahlen-Daten-Fakten_0.pdf.
Perino G, Willner M, Pahle M, 2021. Analyse: Den EU-Emissionshandel zukunftsfähig gestalten. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-emissionshandel-zukunftsfahig-gestalten/.
Porthos, 2021. Porthos Project. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.porthosco2.nl/en/project/.
Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021. Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf.
Richstein JC, Neuhoff K, 2019. CO2-Differenzverträge für innovative Klimalösungen in der Industrie. DIW Berlin [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.679524.de/diw_aktuell_23.pdf.
Rogelj J, Shindell D, Jiang K, Fifita S, Forster P, Ginzburg V, Handa C, Kheshgi H, Kobayashi S, Kriegler E, et al., 2018. Chapter 2: Mitigation pathways compatible with 1.5°C in the context of sustainable development. In: Global Warming of 1.5 °C an IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5 °C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change. Intergovernmental Panel on Climate Change [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.ipcc.ch/report/sr15/.
Schellnhuber HJ, Rahmstorf S, Winkelmann R, 2016. Why the right climate target was agreed in Paris. Nature Clim Change, 6(7):649–653 DOI: 10.1038/nclimate3013.
Sensfuß F, Lux B, Bernath C, et al., 2021. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 - Kurzbericht: 3 Hauptszenarien. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/LFS_Kurzbericht.pdf.
Sterchele P, Brandes J, Heilig J, Wrede D, Kost C, Schlegl T, Bett A, Henning H-M, 2020. Studie: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2021/bbsr-online-23-2021.html.
Stiglitz JE, 2019. Addressing climate change through price and non-price interventions. European Economic Review, 119:594–612 DOI: 10.1016/j.euroecorev.2019.05.007.
Thrän D, Lauer M, Dotzauer M, Oehmichen K, Majer S, Millinger M, Jordan M, 2019. Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials (TATBIO). [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/technooekonomische-analyse-

und-transformationspfade-des-energetischen-biomassepotentials.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
UBA, 2021a. National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory 1990 – 2019. Climate Change 23/2020. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-15-climate-change_23-2020_nir_2020_en_0.pdf.
UBA, 2021b. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid - Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2020. Climate Change, 45/2021. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-26_cc-45-2021_strommix_2021_0.pdf.
UNEP, 2019. The Emissions Gap Report 2019. UNEP, Nairobi, Kenya.
UNFCCC, 2015. Paris Agreement. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php.
Wietschel M, Zheng, L., Arens, M., Hebling, C., Ranzmeyer, O., Schaadt, A., Hank, C., Sternberg, A., Herkel, S., Kost, C., et al., 2021. Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/Metastudie_Wasserstoff_Abschlussbericht.pdf.

2. Verkehr

2.1	Zusammenfassung	62
2.2	Die Verkehrswende im Systemkontext	62
2.3	Modellierung der Verkehrswende	64
2.3.1	*Eingesetzte Modelle*	*64*
2.3.2	*Zusammenfassung wichtiger Annahmen für das Leitmodell*	*65*
2.4	Verkehr, Energie und CO_2-Emissionen in den Technologiepfaden	66
2.4.1	*Entwicklung der Verkehrsnachfrage bis 2045*	*66*
2.4.2	*Entwicklung der Pkw- und Lkw-Flotten bis 2045*	*68*
2.4.3	*Endenergienachfrage*	*73*
2.4.4	*CO_2-Emissionen*	*76*
2.4.5	*Potenziale und Grenzen der direkten Elektrifizierung*	*79*
2.4.6	*Einsatzbereiche für Wasserstoff*	*81*
2.4.7	*Einsatzbereiche für E-Fuels*	*81*
2.5	Prioritäten für den Zeithorizont 2030	82
2.6	Besonders wichtige Instrumente für die Erreichung des 2045-Ziels	83
2.7	Fazit	84
Literaturangaben		85

Autorinnen und Autoren
Florian Koller, Christian Winkler, Gernot Liedtke, Ines Österle, Tudor Mocanu, Dennis Seibert, Özcan Deniz, Tilman Matteis, Moritz Bergfeld, Vera Sehn, Felix Kattelmann, Markus Haun, Alois Dirnaichner



2.1 Zusammenfassung

Bis zum Jahr 2030 hat die direkte Elektrifizierung das größte Treibhausgas-(THG)-Emissionsminderungspotenzial im Verkehrssektor. Da für Pkw und teilweise auch für die Lkw schon jetzt kommerziell wettbewerbsfähige und technisch ausgereifte batterieelektrische Lösungen verfügbar sind, können sich kurzfristige Dekarbonisierungsanstrengungen auf diese Segmente konzentrieren.

Selbst mit einem massiven Anstieg des Anteils batterieelektrischer Fahrzeuge werden die Sektorziele aus dem Bundes-Klimaschutzgesetz bis zum Jahr 2030 nicht erreicht und müssen entsprechend von anderen Sektoren kompensiert werden. Die kurzfristigen Minderungspotenziale durch eine reine Antriebswende sind durch die Langlebigkeit der fossilen Bestandsfahrzeuge begrenzt. Selbst bei einer deutlichen Kostendegression von batterieelektrischen Fahrzeugen, sehr schnellem Ladeinfrastrukturausbau und hohen CO_2-Preisen werden kurzfristig zusätzliche Maßnahmen erforderlich sein, um das Verkehrssektor-Ziel im Jahr 2030 zu erreichen. Hierfür kommen vor allem Maßnahmen zur Änderung des Mobilitätsverhaltens, wie der Wechsel auf andere Verkehrsträger, in Frage.

Die indirekte Elektrifizierung (Nutzung der Energieträger Wasserstoff und E-Fuels) bildet bis zum Jahr 2045 in Teilbereichen des Güter-, Personenschienen- und Busverkehrs sowie für den Flugverkehr eine sinnvolle und für Verbrenner-Restbestände bei den Pkw eine notwendige Alternative zur direkten Elektrifizierung. Die Nutzung dieser Energieträger erfordert jedoch im Vergleich zur direkten Elektrifizierung einen erheblich größeren Einsatz an Energie, insbesondere erneuerbarem Strom.

2.2 Die Verkehrswende im Systemkontext

Das vorliegende Kapitel beschreibt die Umsetzung von vier möglichen Technologiepfaden (vgl. Abschnitt 1.2*)* zum Erreichen von null Treibhausgas-Emissionen im Verkehrssektor bis zum Jahr 2045. Die Umsetzung dieser Technologiepfade ohne weitere komplementäre Maßnahmen entspricht der so genannten Antriebswende, das heißt einer Umstellung auf klimaneutrale Energieträger bei unveränderten Mobilitätsmustern. Als alternative Energieträger werden betrachtet: Strom aus Erneuerbaren Energien (direkte Elektrifizierung) sowie grüner Wasserstoff und aus grünem Wasserstoff hergestellte synthetische Kraftstoffe, im Folgenden E-Fuels genannt (beide

indirekte Elektrifizierung). Ein besonderer Fokus liegt auf der Erreichung des sektoralen Minderungsziels für das Jahr 2030, so wie es im aktualisierten Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG, 2021) festgelegt ist.

Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor

Als wichtiger Referenzwert des in Deutschland direkt im Verkehrssektor emittierten Treibhausgases (THG) gilt in Folge des so genannten Kyoto-Protokolls die THG-Emissionen des Jahres 1990 von insgesamt 164 Mt (vgl. UBA, 2021a).

Bis zum Jahr 2045 soll der Verkehrssektor in Deutschland THG-neutral sein. Für den Weg dorthin wurden jüngst neue Zwischenziele vereinbart und verbindlich im novellierten Bundes-Klimaschutzgesetz festgelegt (KSG, 2021). Im Vergleich zur Referenz dürfen im Jahr 2030 nur noch 52 %, das heißt 85 Mt an THG-Emissionen, ausgestoßen werden. Nach dem Energiewirtschaftssektor ist der Verkehrssektor somit der Sektor, in dem bis 2030 die größte prozentuale Emissionsminderung erreicht werden muss. Weitere konkrete Zielwerte für die Zeit nach 2030 werden im Jahr 2024 festgelegt.

Die bisherige Entwicklung im Zeitraum von 1991 bis 2019 zeigt, dass sich die sektoralen THG-Emissionen mindestens auf den Referenzausstoß des Jahres 1990 beliefen. Ausnahme bildet der Zeitraum von 2005 bis 2015 mit einem mittleren Ausstoß von 156 Mt. Seit 1990 fand demnach keine relative Reduktion des Ausstoßes statt. Im Mittel ist der Ausstoß seit 1990 sogar leicht gestiegen (167 Mt; UBA, 2021a). Zum Vergleich: Die THG-Emissionen über alle Sektoren in Deutschland hinweg sind im selben Zeitraum um 35 % zurückgegangen.

Die über die Jahre stagnierenden Emissionen im Verkehrssektor resultieren aus zwei gegenläufigen Trends in den beiden wichtigen Segmenten Pkw und Lkw. Zwar konnten Effizienzgewinne bei Pkw-Antrieben die spezifischen Emissionen, das heißt die Emissionen pro Kilometer, im Zeitraum von 1995 bis 2019 um 5 % zu senken. Im Gegenzug sind die Nachfrage im motorisierten Individualverkehr um 20 % von 743 Mrd. auf 917 Mrd. Personenkilometer (BMVBW, 2000; BMVI, 2021; UBA, 2021c) und dadurch die THG-Emissionen der Pkw-Flotte um 5 % gestiegen. Im straßengebundenen Güterverkehr stiegen die THG-Emissionen bis 2019 trotz einer Senkung der spezifischen Emissionen durch Effizienzgewinne (-32 %) insgesamt sogar um 21 % gegenüber 1995. Der Anstieg resultierte aus einer Steigerung der Transportnachfrage im Zeitraum von 1995 bis 2019 um 78 % von 280 Mrd. auf 499 Mrd. Tonnenkilometer (UBA, 2021c).

Im Jahr 2019 hatte der Verkehrssektor folglich einen Anteil von 20 % am in Deutschland direkt emittierten Treibhausgas. Insgesamt betrugen die sektoralen THG-Emissionen im Jahr 2019

164 Mt, davon 162 Mt CO_2 (UBA, 2021a). Der größte Anteil dieses Ausstoßes (ca. 62 %) wurde durch den motorisierten Individualverkehr verursacht (ca. 100 Mt). Der straßengebundene Güterverkehr trug etwa 50 Mt CO_2 bei (UBA, 2021d). Die verbleibenden Emissionen (etwa 11 Mt) entfielen auf den öffentlichen Personenverkehr mit Bus und Bahn, den schienen- und wasserstraßengebundenen Güterverkehr sowie innerdeutsche Flüge. Aufgrund der quantitativen Dominanz von Pkw und Lkw an den THG-Emissionen werden im Folgenden vorrangig Emissionsminderungspotenziale im motorisierten Straßenverkehr betrachtet.

Box: THG-Emissionen im Jahr 2020 – Corona-Pandemie
Bedingt durch die Corona-Pandemie konnte 2020 das Sektor-Ziel einer 8,5-prozentigen Reduktion gegenüber 1990 auf 150 Mt (KSG, 2021) mit einer tatsächlichen Minderung von 11,4 % eingehalten bzw. sogar übererfüllt werden. Im Jahr 2021 dürften auf dem von der Bundesregierung beschlossenen Klimapfad aber erneut nur um 11,6 % verminderte THG-Emissionen (145 Mt) gegenüber 1990 ausgestoßen werden. Wahrscheinlich ist jedoch, dass die THG-Emissionen im Vergleich zu 2020 aufgrund steigender Absätze fossiler Brennstoffe wieder deutlich steigen und das Ziel für 2021 nicht eingehalten wird (Hein et al., 2021). Die Pandemiesituation hat demnach nur einen Einmal-Effekt.

2.3 Modellierung der Verkehrswende

2.3.1 Eingesetzte Modelle

Als Leitmodell zur Analyse des Energiebedarfs und der CO_2-Emissionen im Verkehrssektor dient eine Kopplung aus verschiedenen Modellen des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR). Das Vehicle Technology Scenario Model (VECTOR21) des DLR-Instituts für Fahrzeugkonzepte simuliert den Hochlauf alternativer Antriebstechnologien im deutschen Pkw- und Lkw-Markt. Das Deutschlandmodell (DEMO) des DLR-Instituts für Verkehrsforschung – ein räumlich hoch aufgelöstes, multimodales Verkehrsmodell – prognostiziert die Verkehrsnachfrage für alle Verkehrsträger im Personenverkehr, ein zusätzliches Zeitreihenmodell die Transportnachfrage im Güterverkehr. Die Modelle beziehen sowohl zukünftig veränderte Rahmenbedingungen, wie ökonomische oder technische Entwicklungen, soziale Trends und verkehrspolitische Maßnahmen zur Zielerreichung im Jahr 2045 als auch deren Einfluss auf empirisch fundierte Präferenzen, das Konsum- (z. B. Fahrzeugkauf) und Mobilitätsverhalten (z. B. Verkehrsmittel- und Zielwahl) von Verbraucherinnen und Verbrauchern ein. Daneben kommen

Kohorten-Modelle zur Entwicklung des Bestands hinzu, welche die Brücke zwischen Neufahrzeugverkäufen und der Nutzung von Fahrzeugen schlagen. Diese Logik gilt sowohl für Pkw als auch für Lkw. Aufbauend auf den Modellergebnissen werden Energienachfrage und Emissionen mittels prognostizierter spezifischer Emissions- und Energieverbrauchsfaktoren berechnet (für Details siehe auch Appendix dieses Berichts).

Zusätzlich liefern die Gesamtsystemmodelle REMIND-EU (PIK), TIMES Pan-EU (IER) sowie REMod (Fraunhofer-ISE) Vergleichsdaten für den Verkehrssektor. Bei ihnen handelt es sich um sog. strategische Optimierungsmodelle, die gesamtwirtschaftlich, das heißt unter Wohlfahrtsgesichtspunkten, optimale Investitionspfade unter Berücksichtigung eines noch verfügbaren CO_2-Budgets bis 2045 für *alle* Sektoren berechnen. Dabei bieten diese Modelle die zusätzliche Option an, Strom und Wasserstoff auch aus dem Ausland zu beziehen (siehe Abschnitt 1.2). Sie bilden keine Änderung expliziter verkehrspolitischer Rahmenbedingungen ab.

2.3.2 Zusammenfassung wichtiger Annahmen für das Leitmodell

Für alle Technologiepfade (siehe Abschnitt 1.2) werden in den DLR-Modellierungen ein steil ansteigender CO_2-Preispfad (reale Werte für 2025: 100 Euro/tCO_2, 2030: 200 Euro/t, 2045: 500 Euro/t, (vgl. Diskussion zu Grenzvermeidungskosten der Gesamtsystemmodelle in der Box in Abschnitt 1.2)) und für das Jahr 2030 um gegenüber 2021 50 % reduzierte Flottengrenzwerte (CO_2-Standards) für Pkw und 31 % reduzierte Flottengrenzwerte für Lkw angenommen.
Die drei Szenarien mit spezifischer Technologieausrichtung unterscheiden sich im Hinblick auf folgende Annahmen in der DLR-Modellierung besonders: Das *Elektrifizierungs*-Szenario priorisiert die direkte Elektrifizierung. Beispielsweise wird im Vergleich zu den anderen Technologiepfaden eine deutlich schnellere Kostendegression der Batterietechnik (gegenüber heute um 55 % bis 2030) angenommen und ein deutlich schnellerer Ausbau der Ladeinfrastruktur unterstellt (sehr schneller Ausbau bis 2025, abgeschlossen in 2030). Außerdem sinken perspektivisch die realen Stromkosten (um 20 % bis 2045). Das *Wasserstoff*-Szenario geht von einer deutlichen Kostendegression der Brennstoffzellen (gegenüber heute um 80 % bis 2030) und dem schnellen Ausbau der nötigen Tankstelleninfrastruktur aus (bis 2035 abgeschlossen). Im *E-Fuels*-Szenario spielen E-Fuels eine größere Rolle und ersetzen schneller fossile Kraftstoffanteile (2030 Beimischungsquote von 10 %, 2040 bereits rund 90 %). Zudem können Fahrzeughersteller abgesetzte Verbrennerfahrzeuge zu einem Teil auf die CO_2-Flottengrenzwertziele anrechnen lassen, wenn sie z. B. für diese Fahrzeuge entsprechend CO_2-Zertifikate für E-Fuels erworben haben. Das

Technologiemix-Szenario priorisiert keinen der drei Energieträger in besonderem Maße zusätzlich. Eine Annahmen-Übersicht der modellierten Szenarien befindet sich in Appendix.

Wichtig: Bei der Betrachtung der Modellergebnisse für den Verkehrssektor ist zu beachten, dass die direkten CO_2-Emissionen aus der Nutzung von E-Fuels nicht dem Verkehrssektor zugeschlagen werden, da angenommen wird, dass der Kohlenstoff zur Synthese der E-Fuels aus der Atmosphäre entnommen wird, und sie somit CO_2-neutral sind. Die Bilanzierung entspricht der heutigen Bilanzierung von Biokraftstoffen (= biogene Bilanzierung). Des Weiteren bilden die Ergebnisse für das Jahr 2020 nicht den Einmal-Effekt der Corona-Pandemie ab.

2.4 Verkehr, Energie und CO2-Emissionen in den Technologiepfaden

2.4.1 Entwicklung der Verkehrsnachfrage bis 2045

Bis zum Jahr 2045 prognostiziert DEMO eine steigende Verkehrsnachfrage bis auf etwa 1400 Mrd. Personenkilometer im Personenverkehr und etwa 900 Mrd. Tonnenkilometer im Güterverkehr (siehe Abbildung 2.1). Ein wichtiger Treiber dabei ist das prognostizierte Wirtschaftswachstum (Bruttoinlandsprodukt). Die Verkehrsnachfrage steigt selbst dann, wenn das vorhergesehene Wirtschaftswachstum weniger transportintensiv ausfällt (Annahme für TIMES). In REMIND steigt die Nachfrage im Güterverkehr nicht wie in den anderen beiden Modellen, da die Marktdurchdringung klimaneutraler Technologien mittelfristig in REMIND nicht mit der von der CO_2-Preisentwicklung getriebenen Kraftstoffpreisentwicklung Schritt halten kann.

Bezüglich der Aufteilung auf die Verkehrsträger werden weder im Personen- noch im Güterverkehr nennenswerte Änderungen im Vergleich zur heutigen Situation vorhergesagt. Grund ist, dass gegenüber aktuell absehbaren Entwicklungen keine weiterreichenden Maßnahmen angenommen wurden, die eine Verkehrsverlagerung auf andere Verkehrsträger (z. B. Schiene) fördern. Im Personenverkehr wird in allen Szenarien von einer leichten Beschleunigung des öffentlichen Verkehrs und einer Verteuerung des Luft- und Pkw-Verkehrs (über Parkkosten) ausgegangen. Die durchschnittlichen Energiekosten für den Betrieb von Pkw und Lkw ergeben sich aus dem Antriebsmix (siehe nachfolgende Abschnitte) sowie aus den Kosten für die jeweiligen Energieträger. Hier wird bis 2030 ein starker Anstieg prognostiziert, für Pkw z. B. von 8 ct/km im Jahr 2020 auf 15 ct/km im *Technologiemix*-Szenario. Diese steile initiale Entwicklung ergibt sich aus dem schnellen Anstieg des CO_2-Preises auf fossile Brennstoffe. Mit steigendem Anteil von E-Pkw in der Flotte sinken die Energiekosten ab 2030 wieder, für Pkw auf zwischen 9 ct/km im *Elektrifizierungs*-Szenario und 11 ct/km im *E-Fuels*-Szenario. Im Güterverkehr gilt analog, dass die

steigenden realen Transportkosten auf der Straße aufgrund der zum Anfang teureren E-Fuels und des CO_2-Preises ein gewisser, allerdings übersichtlicher Verkehrsträgerwechsel auf die Bahn prognostiziert wird. Diese unterstellte Entwicklung der Energiekosten erklärt somit den zunächst leicht sinkenden bzw. langsamer steigenden Verlauf der Pkw- und Lkw-Verkehrsleistung in Abbildung 2.1.

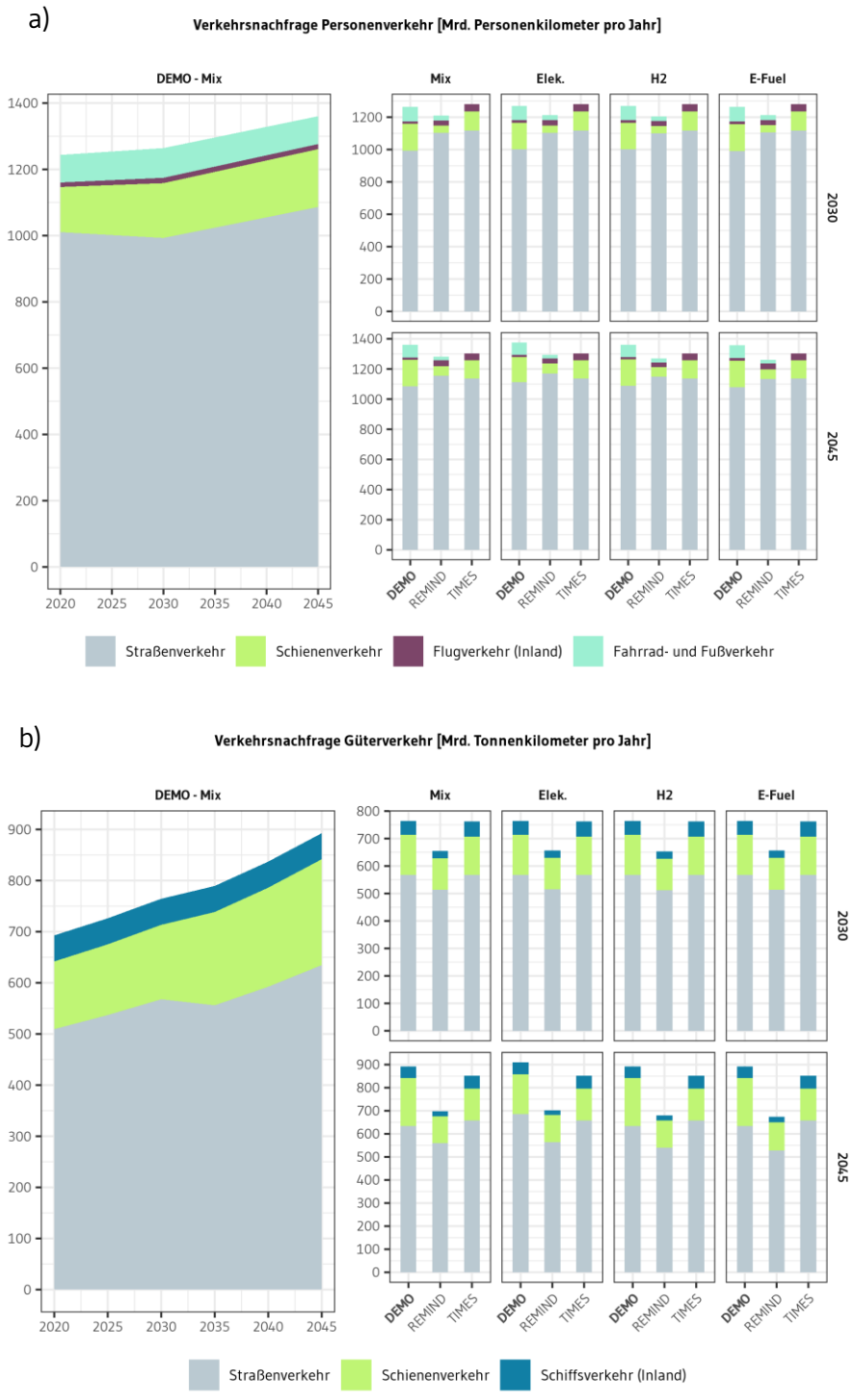


Abbildung 2.1: Entwicklung der Verkehrsnachfrage im a) Personen- und b) Güterverkehr in den Technologiepfaden bis 2045.

2.4.2 Entwicklung der Pkw- und Lkw-Flotten bis 2045

Pkw-Segment

Bis zum Jahr 2045 steigt die Zahl an zugelassenen Pkw in allen Technologiepfaden der Simulation mit dem Modell VECTOR21 leicht, vor allem getrieben durch eine positive Einkommensentwicklung und deren Effekt auf die Pkw-Dichte (siehe Abbildung 2.2).

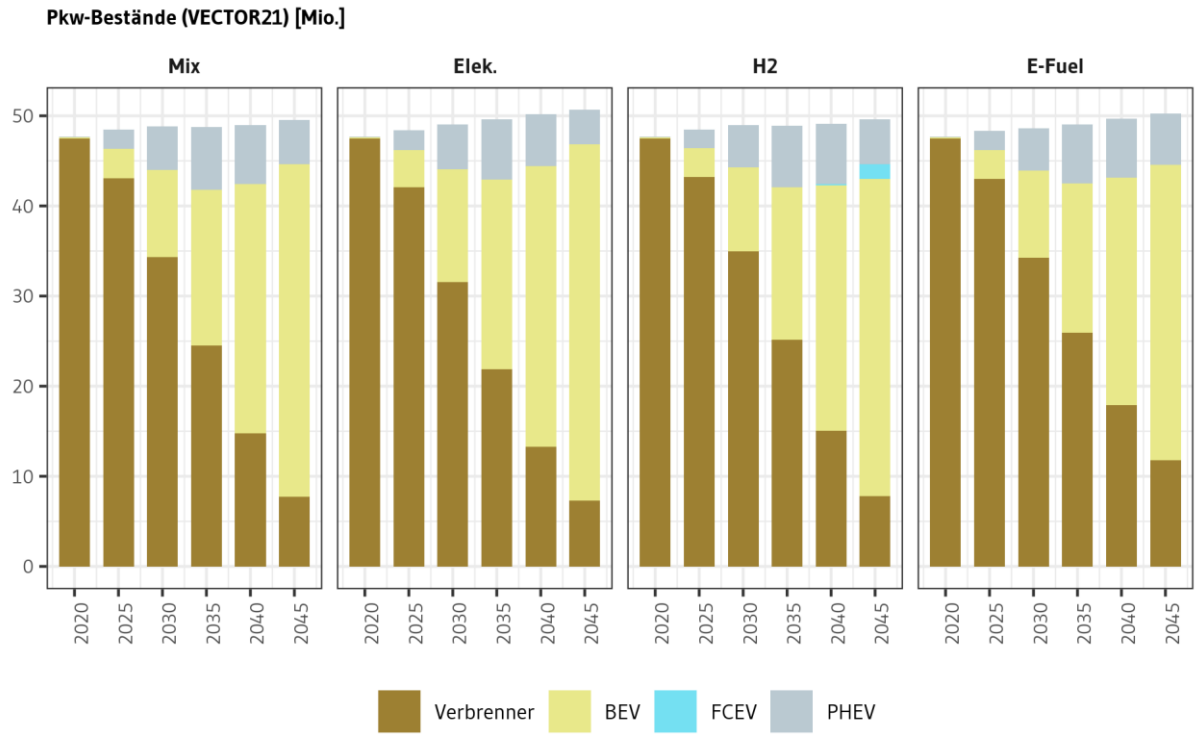


Abbildung 2.2: Pkw-Bestandsentwicklungen (VECTOR21) in den Technologiepfaden bis 2045.

In den Pkw-Beständen aller Technologiepfade dominieren im Jahr 2045 batterieelektrische Fahrzeuge mit einem Anteil von mindestens 76 %. Im *Elektrifizierungs*-Szenario findet im Vergleich zu den anderen Szenarien der größte kurzfristige Zuwachs an elektrisch betriebenen Fahrzeugen (E-Pkw[10], das heißt BEVs, PHEVs und FCEVs, vgl. Elektromobilitätsgesetz (2015)) statt. Sie machen im Jahr 2025 einen Anteil von 62 % der Pkw-Neuzulassungen aus, davon mit einer Zahl von 1,6 Mio. und einem alleinigen Anteil von 45 % sogar mehr BEVs als reine Verbrenner (1,3 Mio.). Im Jahr 2030 steigt der Anteil an E-Pkw-Neuzulassungen auf 75 %. Somit befinden sich

[10] E-Pkw, das heißt batterieelektrische Fahrzeuge (battery electric vehicles, BEVs), Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge (Plug-In Hybrid Vehicles, PHEVs) und Wasserstoffbrennstoffzellen-Fahrzeuge (Fuel Cell Electric Vehicles, FCEVs).

2030 bereits 17,5 Mio E-Pkw (36 %) im Pkw-Bestand, davon 12 Mio. BEVs (siehe Abbildung 2.2 „Elek."). FCEVs spielen bis 2045 eine untergeordnete Rolle im Pkw-Sektor. Selbst im Wasserstoff-Szenario erreichen sie lediglich einen Neuzulassungsanteil von 11,4 % und werden damit in deutlich geringerem Umfang genutzt als BEVs. Im Vergleich zum *Elektrifizierungs*-Szenario führt der Eintritt von FCEV in den Bestand eher zu niedrigeren BEV-Beständen als zu einer zusätzlichen Verdrängung verbleibender Verbrennerfahrzeuge aus der Flotte (siehe Abbildung 2.2 „H2"). Während der PHEV-Bestandsanteil in allen Technologiepfaden zunächst bis etwa 2035 auf bis zu 14 % steigt und dann wieder absinkt, reduziert sich der Bestand an reinen Verbrennerfahrzeugen kontinuierlich. In allen Pfaden verbleiben aber auch 2045 noch Verbrenner im Bestand, mit einem Anteil von 24 % die meisten im *E-Fuels*-Szenario.

Im Vergleich zu den DLR-Simulationen kommen die Gesamtsystemmodelle zu leicht abweichenden Ergebnissen bezüglich des Pkw-Bestands (siehe Abbildung 2.3). Das Modell REMod nimmt im *Wasserstoff*- und *E-Fuels*-Szenario einen maximalen Anteil von 80 % batterieelektrischen Fahrzeugen an, um die Präferenz von Nutzern für nicht-batterieelektrische Antriebe abzubilden. Für die übrigen 20 % in diesem Segment ist Wasserstoff der von der Systemoptimierung gewählte Antrieb. Aufgrund der angenommenen Kosten und den unterstellten Verlusten bei der Bereitstellung von Wasserstoff sieht TIMES im Pkw-Segment die direkte Elektrifizierung in jedem Szenario als die kostenoptimale Lösung an. REMIND sieht im Bestand des E-Fuels-Szenarios noch fast die Hälfte der Pkw als Verbrenner-Fahrzeuge.



Abbildung 2.3: Pkw-Bestandsentwicklungen (Gesamtsystemmodelle) bis 2045.

Abbildung 2.4 zeigt noch einmal die Bestandsanteile von E-Pkw für alle Technologiepfade. In der VECTOR21-Modellierung übersteigen sie mit mindestens 14 Mio. im Jahr 2030 den oberen Zielwert des noch aktuellen Klimaschutzprogramms 2030 (KSPr; vgl Bundesregierung, 2019a) von 7-10 Mio. E-Pkw um mindestens 40 %. Somit wird auch der jüngst von der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität Arbeitsgruppe 1 „Klimaschutz im Verkehr" (NPM AG1) bezifferte ambitioniertere Wert von für 2030 anzustrebenden 14 Mio. E-Pkw in jedem Technologiepfad erreicht (vgl. NPM AG1, 2021). Unter Berücksichtigung der Klimaziele auf der einen und angenommenen *maximalen* Wachstumsraten auf der anderen Seite, ergibt sich ab 2030 ein relativ noch stärkeres Wachstum der E-Pkw bei REMod und TIMES.

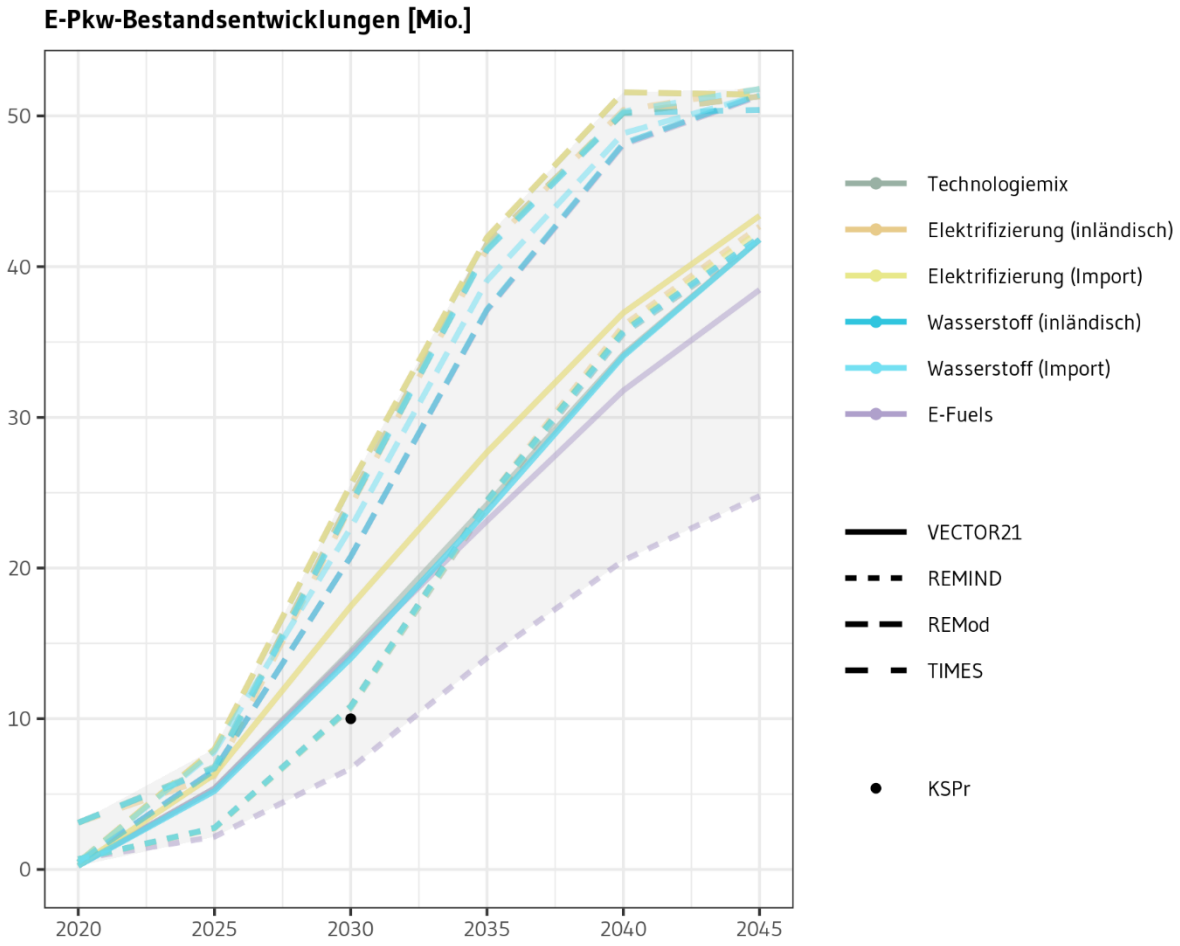


Abbildung 2.4: Prognostizierte E-Pkw-Bestandsentwicklung in den verschiedenen Technologiepfaden und Modellen bis 2045. Der schwarze Punkt markiert den oberen Zielwert aus dem Klimaschutzprogramm 2030 (Bundesregierung, 2019a) für elektrisch betriebene Fahrzeuge im Pkw-Bestand im Jahr 2030.

Lkw-Segment

Bis zum Jahr 2045 steigt die Anzahl an eingesetzten Lkw deutlich (siehe Abbildung 2.5), da die Güterverkehrsleistung zunimmt. VECTOR21 zeigt gegenüber dem Personenverkehr über alle Modelle und Technologiepfade hinweg – mit Ausnahme des *Elektrifizierungs*-Szenarios – eine deutlich prominentere Rolle der indirekten Elektrifizierung (Wasserstoff und E-Fuels): Die Diffusion von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen erfolgt generell schneller als im Pkw-Segment. Dies ist, neben den vergleichsweisen Kostenvorteilen, auch der kürzeren Lebensdauer der Lkw mit hoher täglicher Fahrleistung geschuldet. Eine direkte Elektrifizierung betrifft vor allem kleinere

bzw. leichtere Lkw (bis inkl. 7,5 t), die insgesamt einen Anteil von ungefähr 78 % der Lkw-Flotte ausmachen und für etwa ein Viertel der Lkw-Emissionen verantwortlich sind.

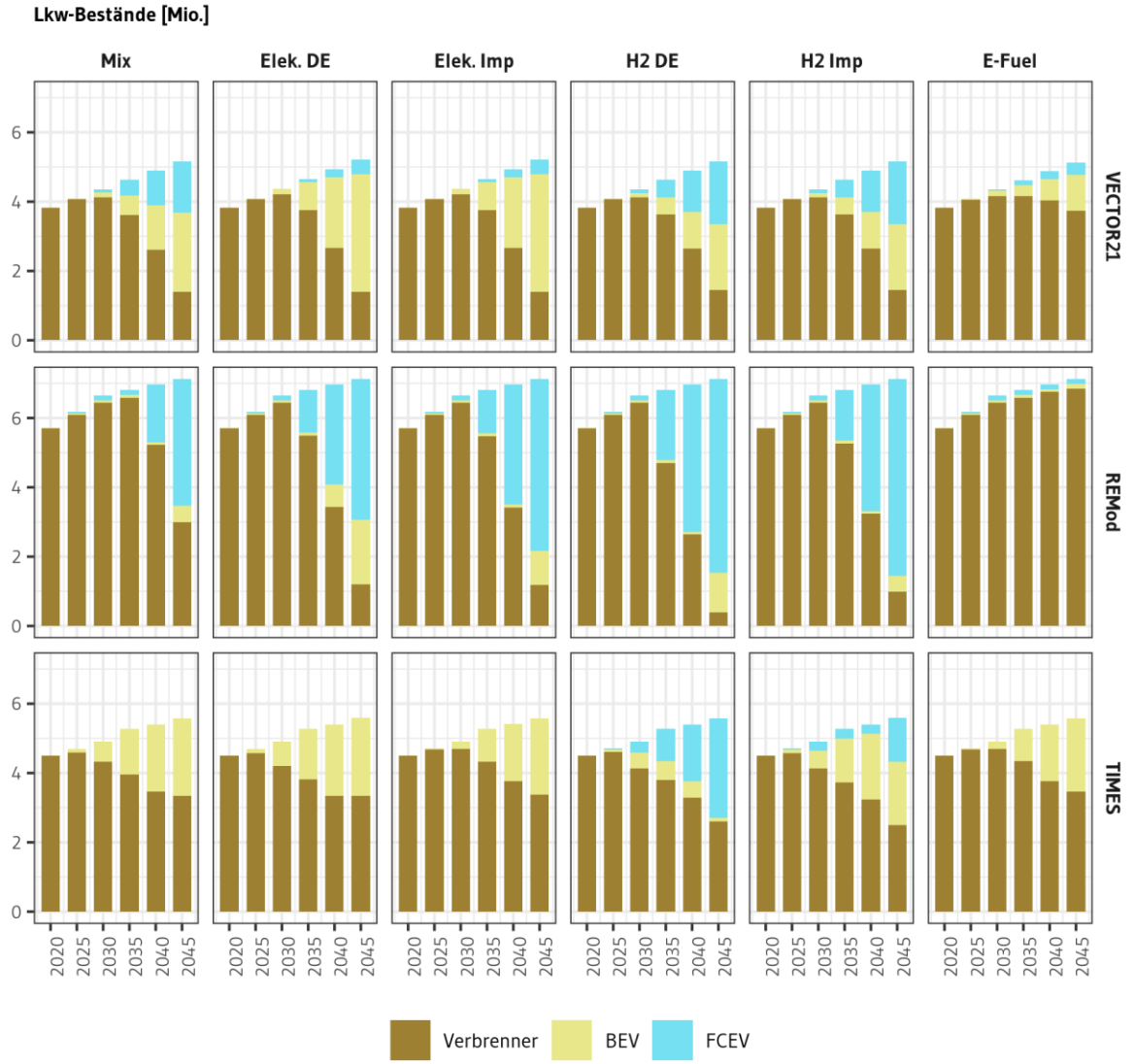


Abbildung 2.5: Lkw-Bestandsentwicklungen für die Technologiepfade bis 2045.

In TIMES wird in allen Technologiepfaden – mit Ausnahme des *Wasserstoff*-Szenarios – kein Potenzial von Wasserstoff für Lkw ermittelt, dafür ein deutlich höheres Potenzial für E-Fuels in Kombination mit der Direktelektrifizierung von Lkw durch Oberleitungen oder als Reichweitenverlängerer. REMod identifiziert im Lkw -Segment für Wasserstoff ein großes Potenzial, das von der Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff aus heimischer Produktion oder Import abhängt. Für alle Modelle gilt, dass im Vergleich zum *Elektrifizierungs*-Szenario ein höherer FCEV-Bestand auch hier eher zu niedrigeren BEV-Beständen als zu einer zusätzlichen Verdrängung verbleibender Verbrennerfahrzeugen aus der Flotte führt. In allen Technologiepfaden befinden sich auch 2045

Verbrenner im Bestand, die meisten im *E-Fuels*-Szenario. Im Gegensatz zu den anderen Technologiepfaden sinkt im E-Fuels-Szenario der Bestand an reinen Verbrennern nicht ab dem Jahr 2030. REMod prognostiziert in diesem Szenario sogar einen kontinuierlichen Anstieg des Verbrenner-Bestands bis 2045.

2.4.3 Endenergienachfrage

Die prognostizierte Endenergienachfrage für den Verkehrssektor sinkt bis zum Jahr 2045 über alle Szenarien und Modelle hinweg (siehe Abbildung 2.6). Dies lässt sich insbesondere durch die höheren Wirkungsgrade der elektrischen Antriebe im Vergleich zu den Verbrennern erklären, weshalb die Umstellung von fossilen Kraftstoffen für diese Antreibe einen Effizienzgewinn bedeutet.

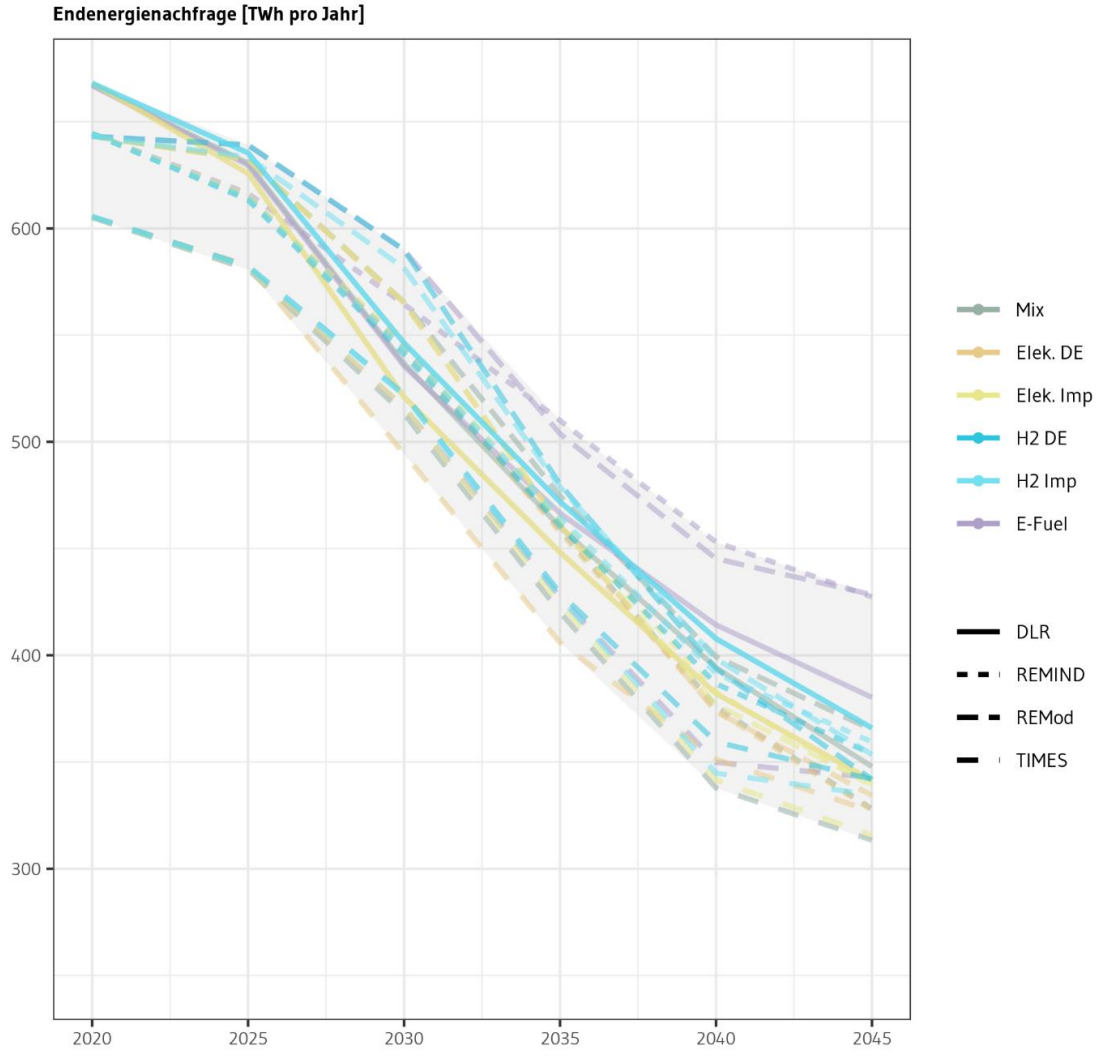


Abbildung 2.6: Endenergienachfrage-Entwicklung für den Sektor in den Technologiepfaden bis 2045.

Die Endenergienachfrage sinkt in der DLR-Modellierung über die Technologiepfade hinweg von 667 TWh um im Mittel 46 % auf 359 TWh. Sie ist im Jahr 2045 im *Elektrifizierungs*-Szenario am geringsten (341 TWh), im *E-Fuels*-Szenario am höchsten (380 TWh). Im *Elektrifizierungs*-Szenario macht Elektrizität mit 65 % und etwa 223 TWh den größten Anteil aus. Dort verbleiben im Jahr 2045 die wenigsten Verbrauchsanteile bei nötigen E-Fuels (27 %; 93 TWh). Im *Wasserstoff*-Szenario ist die Menge an nachgefragter Energie aus Wasserstoff mit etwa 75 TWh (Anteil von 21 %) vergleichsweise am höchsten. Im *E-Fuels*-Szenario verbleiben im Vergleich mit den anderen Technologiepfaden die meisten Verbrauchsanteile bei E-Fuels (41 %; 158 TWh). Im Vergleich zum Szenario mit dem wenigsten Endenergieverbrauch in 2045 (*Elektrifizierungs*-Szenario) werden im *E-Fuels*-Szenario 39 TWh mehr verbraucht und insgesamt, inklusive der zusätzlich benötigten Energie zur Bereitstellung von H_2 und E-Fuels, 140 TWh mehr Energie benötigt.

Abbildung 2.7 zeigt die Endenergienachfrage aufgeschlüsselt nach den einzelnen Energieträgern. Die Nachfrage verlagert sich in allen Technologiepfaden in großen Teilen zur Direktelektrifizierung. Bei priorisierter Zuweisung von Wasserstoff zum Güterverkehr, wie sie besonders REMod sieht, verlagert sich ein großer Teil ebenfalls zum Wasserstoff.



Abbildung 2.7: Endenergienachfrage für einzelne Energieträger in den Technologiepfaden bis 2045.

Abbildung 2.8 zeigt noch einmal die Endenergienachfrage der einzelnen Verkehrsträger aus der DLR-Modellierung. Auch bei den Verkehrsträgern Bus, Bahn, Flugzeug und Binnenschiff werden die Flotte bzw. Strecken direkt elektrifiziert (vorrangig Linienbusse, Bahn) oder indirekt elektrifiziert über Wasserstoffbrennstoffzellen (vorrangig Fernbusse, Bahn, Binnenschifffahrt) bzw. über die Beimischung von E-Fuels (Flugzeug).

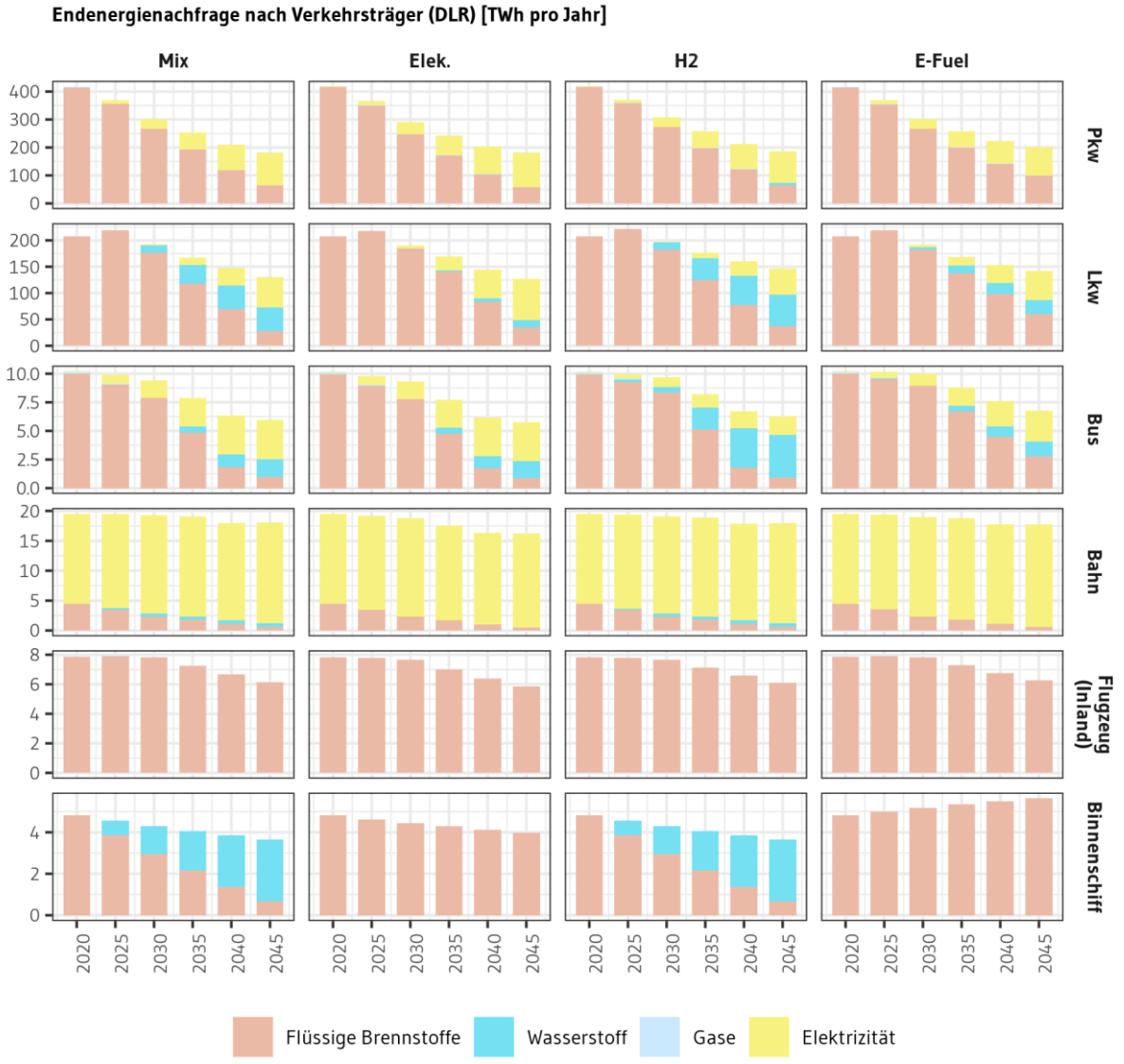


Abbildung 2.8: Endenergienachfrage für Pkw, LKW, Busse, Schienen-, innerdeutschen Flug- und Binnenschiffsverkehr bis 2045.

Tabelle 2.1 zeigt noch einmal die nachgefragte Energie aus Wasserstoff und E-Fuels für das Pkw- und Lkw-Segment in den einzelnen Technologiepfaden. Für die Bereitstellung von Wasserstoff

wird zusätzlich zu den dargestellten Werten noch einmal die gleiche, für die Bereitstellung von E-Fuels noch einmal die 1,5-fache Menge an Energie benötigt.

		Technologiemix		Elektrifizierung		Wasserstoff		E-Fuels	
		H2	E-Fuel	H2	E-Fuel	H2	E-Fuel	H2	E-Fuel
2030	**Pkw**	0	5,3	0	4,9	0	5,3	0	26,7
	Lkw	13,3	3,5	0,1	3,7	13,9	3,6	4,8	18,2
2045	**Pkw**	0	58,2	0	52,1	8,4	59,2	0	91,2 (2040: 129,0)
	Lkw	44,4	25,7	13,5	31,9	59,5	37,1	27,3	54,2 (2040:89,7)

Tabelle 2.1: Endenergienachfrage nach Wasserstoff (H2) und E-Fuels für das Pkw- und Lkw-Segment in den einzelnen Technologiepfaden in den Jahren 2030 und 2045 in TWh.

2.4.4 CO_2-Emissionen

Alle Technologiepfade erreichen im Jahr 2045 eine vollständige Dekarbonisierung des Verkehrssektors bzw. enthalten nur noch sehr geringe Mengen an Restemissionen (<5 Mt; siehe Abbildung 2.9). Die DLR-Modellierung prognostiziert das Erreichen dieses Ziels durch eine Kombination aus der weit vorangeschrittenen Elektrifizierung der Pkw- und Lkw-Flotten und die Bereitstellung von CO_2-neutralen synthetischen Kraftstoffen für die verbleibenden Verbrenner.

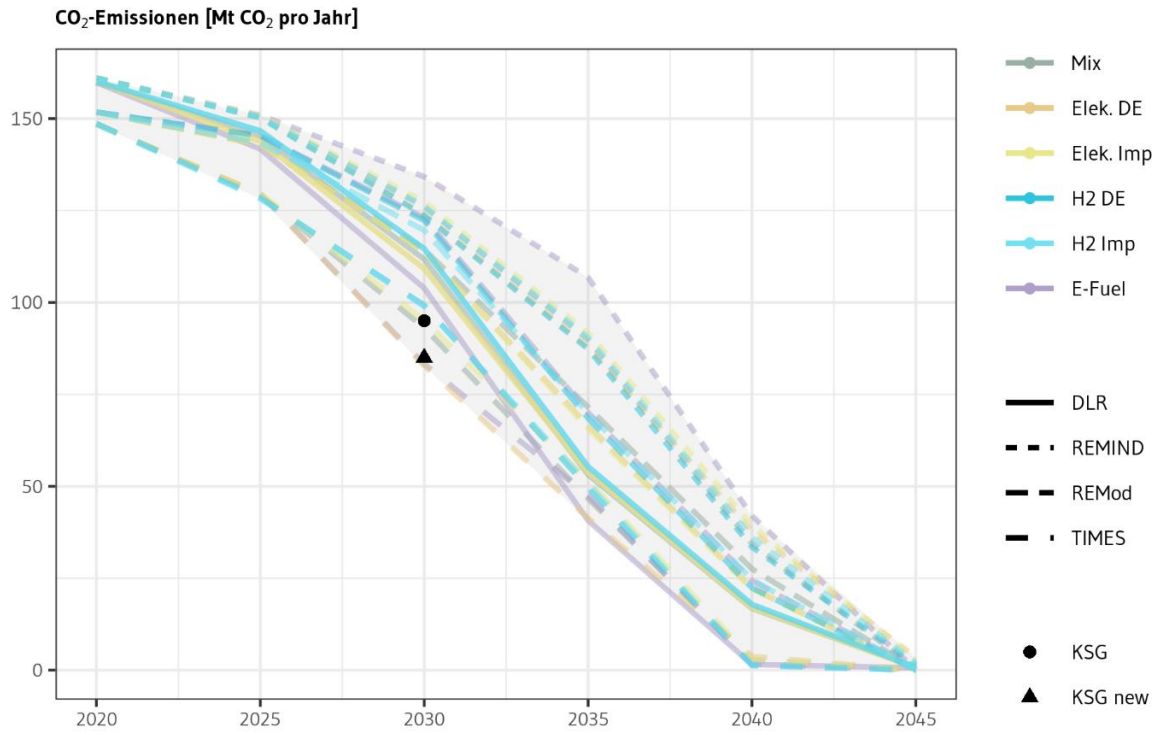


Abbildung 2.9: CO_2-Emissionen in den Technologiepfaden bis 2045 in Mt. Das schwarze Dreieck markiert das sektorale Emissionsziel aus dem aktualisiertem KSG (KSG, 2021) für das Jahr 2030. Die dargestellten CO_2-Emissionsentwicklungen sind immer im Zusammenhang mit der im jeweiligen Technologiepfad benötigten Energie zu bewerten (siehe Abschnitt 2.4.3 und Abbildung 2.6), beispielsweise haben die *E-Fuels*-Szenarien über die Modelle hinweg den größten Energiebedarf.

Das Sektor-Ziel aus dem Bundes-Klimaschutzgesetz für das Jahr 2030 wird mit den hinterlegten Annahmen und Maßnahmen in der DLR-Modellierung jedoch in *keinem* der Technologiepfade erreicht. Im *Technologiemix*-Szenario werden 27 Mt mehr CO_2 als vorgesehen (85 Mt) emittiert, im *Elektrifizierungs*-Szenario 24 Mt, im *Wasserstoff*-Szenario 30 Mt, im *E-Fuels*-Szenario 19 Mt aufgrund der schnellen Beimischung von E-Fuels mit einer Beimischungsquote von 10 % in Kombination mit einer starken Umstellung auf E-PKW (siehe Abbildung 2.4). Die durchschnittliche Ziel-Verfehlungsquote über alle Pfade für die Jahre 2025 und 2030 beläuft sich auf 23 Mt. Auch die Optimierungen der Gesamtsystemmodelle REMIND und TIMES sowie das Modell REMod ermitteln kurzfristig mehr Emissionen in den anderen Sektoren einzusparen, weshalb keine steileren Minderungskurven prognostiziert werden. Zwei Ausnahmen bilden das *Elektrifizierung (inländisch)*- und das *E-Fuels*-Szenario der TIMES-Berechnung. In Kombination mit der starken Umstellung des Pkw-Segments auf E- Pkw (51 % bzw. 24 Mio. im Pkw -Bestand des Jahres 2030) wird im *Elektrifizierung (inländisch)*-Szenario erneuerbarer Strom prioritär im Verkehrssektor genutzt, um den Strombedarf zu decken, was zu niedrigeren Emissionen führt. Im *E-Fuels*-Szenario wird durch

die unterstellte Verfügbarkeit von größeren Import-Mengen bezahlbarer E-Fuels etwas mehr CO_2 eingespart als in den anderen Szenarien.

Abbildung 2.10 zeigt die CO_2-Emissionen noch einmal aufgeschlüsselt nach Verkehrsträgern.

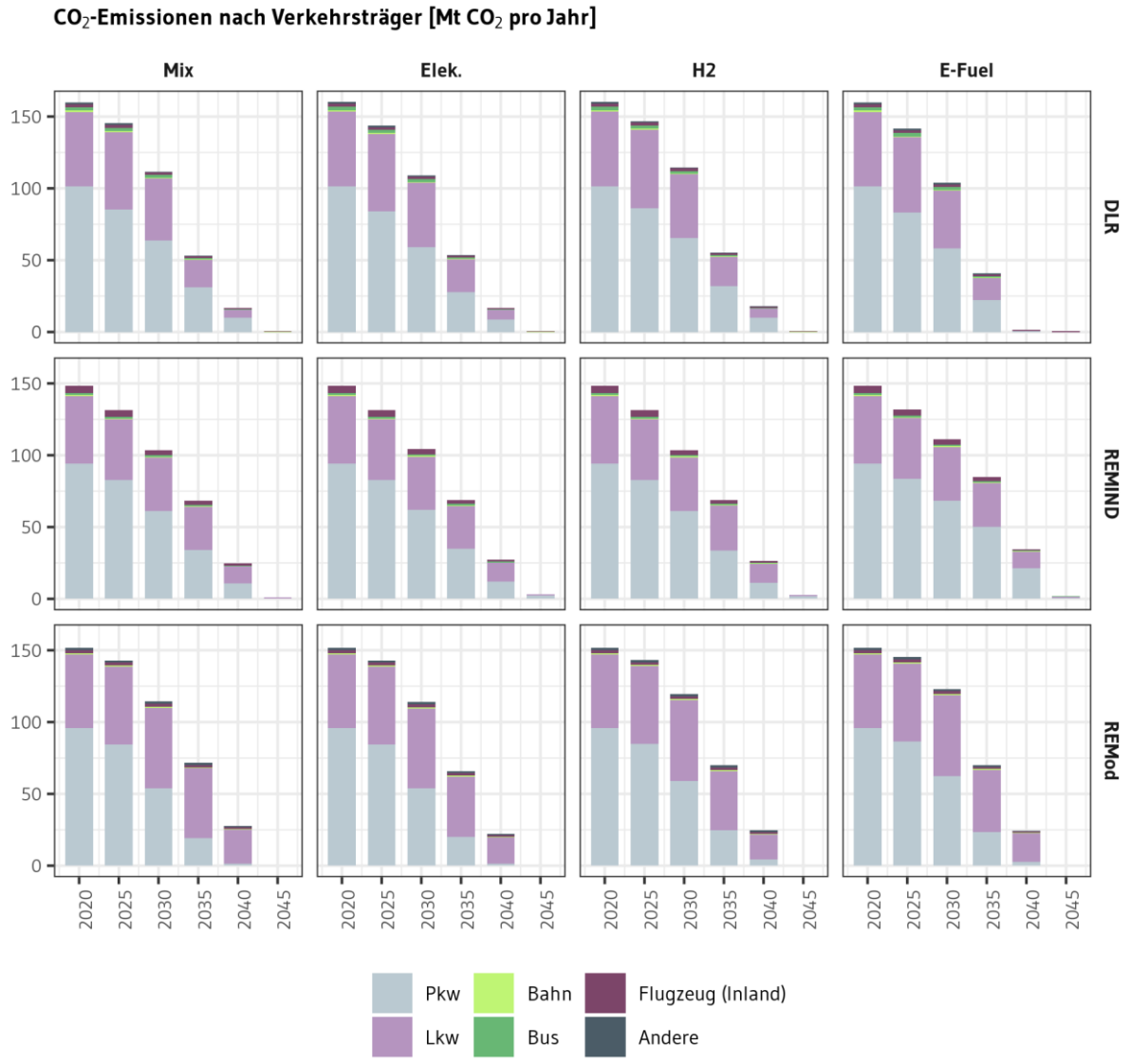


Abbildung 2.10: CO_2-Emissionen durch einzelne Verkehrsträger in den Technologiepfaden bis 2045. Die dargestellten CO_2-Emissionsentwicklungen sind immer im Zusammenhang mit der im jeweiligen Technologiepfad benötigten Energie zu bewerten (siehe Abschnitt 2.4.3).

Box: CO_2-Emissionen mit internationalem Bezug

Die oben dargestellten Ergebnisse behandeln innerdeutsche Verkehre unter Ausschluss einiger „deutscher" Verkehre mit internationalem Bezug, konkret des (interkontinentalen) See- sowie des internationalen Luftverkehrs. Der Grund ist, dass diese Verkehre nicht für die Bilanzierung der THG-Emissionszielerreichung in Deutschland herangezogen werden.
Die Verkehrsleistungen dieser Segmente beliefen sich im Jahr 2019 auf etwa 2 Bio. weitere Tonnenkilometer zwischen deutschen sowie von und nach ausländischen Seehäfen sowie etwa 62 Mrd. weitere Personenkilometer durch Linien- und Pauschalflugreisen innerhalb der EU bzw. etwa insgesamt 250 Mrd. weitere Personenkilometer durch den internationalen Personenluftverkehr und etwa 13 Mrd. weitere Tonnenkilometer durch den internationalen Güterluftverkehr (vgl. BMU, 2019; BMVI, 2021). Der Endenergiebedarf lässt sich für das Jahr 2019 auf 31 TWh für die Seeschifffahrt und auf etwa 107 TWh für den internationalen Luftverkehr beziffern (vgl. BMU, 2019).
Bis zum Jahr 2050 sollen sich der Gesamt-Endenergiebedarf der Seeschifffahrt im Vergleich zu 2020 um 30 % erhöhen und der des internationalen Luftverkehrs noch einmal verdoppeln bis vervierfachen, die direkten CO_2-Emissionen beider Verkehre im Vergleich zu 2008 bzw. 2005 aber halbieren (Bobst et al., 2019; IMO, 2020; IPOL, 2020). Für beide Verkehre ist es sinnvoll, die Endenergienachfrage in Richtung indirekte Elektrifizierung zu verlagern, um CO_2-Emissionen zu senken. Neben Effizienzgewinnen von mindestens 15 % bis zu 30 % sollen CO_2-Emissionsminderungen im Luftverkehr z. B. durch eine E-Fuels-Beimischung von mindestens 40 % bis zu 80 % erreicht werden (Leipold and et al., 2021). Beides zusammen genügte in der Prognose lediglich, die jetzigen CO_2-Emissionen dieses Segments konstant zu halten. Für die Seeschifffahrt sollen neben Effizienzgewinnen, die Nutzung von E-Fuels, Methanol oder Ethan zur CO_2-Emissionsminderung beitragen (Bundestag, 2018).

2.4.5 Potenziale und Grenzen der direkten Elektrifizierung

Für alle Verkehrsträger (mit Ausnahme von Flugzeugen), insbesondere für Pkw, leichte Lkw, Linienbusse und die Bahn ergeben sich Emissionsminderungspotenziale in den nächsten beiden Dekaden vor allem durch eine zunehmende direkte Elektrifizierung.

Das *Elektrifizierungs*-Szenario beschreibt das maximale Potenzial einer Priorisierung dieser Strategie basierend auf zusätzlichen spezifisch förderlichen Entwicklungen (starke Kostendegression,

besonders schneller Ladeinfrastrukturausbau). Es lässt sich aber konstatieren, dass in den Modellen selbst die Transformationsdynamik in diesem Technologiepfad *nicht* ausreicht, um mittels einer reinen Antriebswende in den verbleibenden neun Jahren bis 2030 das 2030 KSG-Ziel von 85 Mt THG-Emissionen zu erreichen – trotz Übererfüllung der Bestandsziele für elektrisch betriebene Fahrzeuge aus dem Klimaschutzprogramm 2030 (Bundesregierung, 2019a) bzw. dem Übertreffen der Zielwerte der NPM AG1 (NPM AG1, 2021). Ein noch höheres Potenzial für Emissionsminderungen bis 2030 und ein noch schnellerer Austausch der Fahrzeugflotten wird begrenzt unter anderem durch die lange Nutzungsdauer von Pkw und Nachfragemuster (Kauf- und Mobilitätsverhalten). Das Kaufverhalten ist z. B. stark beeinflusst von Infrastrukturhemmnissen, im Falle der Direktelektrifizierung vom Zugang zu Ladeinfrastruktur (siehe Box: Ladeinfrastruktur).

Box: Ladeinfrastruktur

Ein nicht ausreichender Zugang zu Ladeinfrastruktur stellt ein wesentliches Hemmnis bei der Anschaffung eines E-Fahrzeugs dar (BDEW, 2019; Wicki et al., 2021). Neben dem privaten Zugang – zwei von drei Ladevorgängen werden zurzeit am privaten Stellplatz durchgeführt (BDEW, 2019) – ist der Zugang zu öffentlicher Ladeinfrastruktur von entscheidender Bedeutung. Je nach Ladeinfrastrukturkonzept (Ausbau von Schnellladepunkten als „Tankstellenladeinfrastruktur" versus Ausbau von verteilten gewöhnlichen Ladepunkten als „Parkplatzladeinfrastruktur") variiert die Anzahl an Ladepunkten, die es bedarf, um einen nichthemmenden Zugang zu öffentlicher Ladeinfrastruktur zu gewährleisten. Für das Elektrifizierungs-Szenario mit prognostizierten 17,5 Mio. BEVs und PHEVs im Bestand des Jahres 2030 wären das z. B. zwischen 300.000 und 1,6 Mio. Ladepunkte. Davon müssten entsprechend 60.000 bis 260.000 Schnellladepunkte sein (vgl. EU, 2014; EU Kommission, 2021a; Nicholas and Wappelhorst, 2020; NPM AG5, 2020; Windt and Arnhold, 2020). Der im Jahr 2019 verabschiedete Masterplan Ladeinfrastruktur hat das Ziel 1 Mio. öffentlich zugängliche Ladepunkte bis 2030 zu schaffen (Bundesregierung, 2019b), 10.000 davon sollen kurzfristig als Schnellladepunkte entstehen. Das Schnellladegesetz (SchnellLG, 2021) sieht dafür den Ausbau von 1.000 Lade-Hubs bis zum Ende des Jahres 2023 vor.

2.4.6 Einsatzbereiche für Wasserstoff

Ein Potenzial für Emissionsminderungen durch den Einsatz von Wasserstoff-Brennstoffzellen besteht für alle Verkehrsträger. Für Pkw ist das Potenzial bis 2030 durch den späten Markteintritt von FCEVs im Vergleich zu bereits heute verfügbaren BEVs und deren Kostenvorteil und Effizienz sehr gering und auch bis 2045 begrenzt. Ein deutlicher Markthochlauf von FCEVs ist im Pkw -Segment nur im Wasserstoff-Szenario aufgrund der Annahmen zur FCEV-Kostendegression und Verfügbarkeit der H_2-Tankstelleninfrastruktur zu verzeichnen. Für Busse ergibt sich ein kurzfristiges Emissionseinsparungspotenzial aus der Nutzung von Wasserstoffbrennstoffzellen vor allem für Fernbusse. Das Potenzial im straßengebundenen Güterverkehr liegt kurzfristig vor allem bei großen bzw. schweren Lkw. Begrenzt ist das Potenzial dort hauptsächlich von der Betriebskostenentwicklung. Je nachdem, wie günstig Wasserstoff im Vergleich zu anderen Energieträgern werden kann, fällt die Entscheidung für den entsprechenden Energieträger, wobei auch hier die Länge der Einzelwege und somit zusätzliches Gewicht durch Energieträgermitnahme (Batterie versus Brennstoffzelle und Tank) eine entscheidende Rolle spielt. Des Weiteren bietet sich Potenzial beim Binnenschiffsverkehr. Unter der Voraussetzung einer ausreichenden Verfügbarkeit im Verkehrssektor und von marktfähigen Preisen (*Wasserstoff*-Szenario) erreicht die direkte Nachfrage nach Wasserstoff ihr Maximum im betrachteten Zeitraum bei ca. 75 TWh im Jahr 2045. Im Technologiemix des *Technologiemix*-Szenarios werden im Jahr 2045 50 TWh verbraucht (2030: ca. 15 TWh).

2.4.7 Einsatzbereiche für E-Fuels

In allen Technologiepfaden werden synthetische Kraftstoffe benötigt, um verbleibende Verbrennungsmaschinen CO_2-neutral zu betanken. Bereits heute gibt es entsprechend verpflichtende Regulierungen zum Einsatz von E-Fuels, wie beispielsweise für die Luftfahrt. Die Beimischung von E-Fuels könnte kurzfristig beginnen, um die Wahrscheinlichkeit zu erhöhen, frühzeitig die THG-Ziele zu erreichen. Befördert werden könnte das z. B. durch eine Anrechenbarkeit von E-Fuels auf die CO_2-Flottenziele im Rahmen eines Zertifikatssystems zwischen Produzenten von E-Fuels und Herstellern (Original Equipment Manufacturer, OEM). Die frühzeitige Bereitstellung von E-Fuels verringert jedoch langfristig das Potenzial der Direktelektrifizierung und sie schiebt Lasten zur Erzeugung bzw. zum Import regenerativ erzeugten Wasserstoffs auf den Stromerzeugungssektor. Eine Alternative könnte ein verzögerter Beimischungspfad, das heißt ein späterer Beginn sein. Hierbei ist dann ein schnellerer Hochlauf der Beimischungsquote notwendig.

Für die Erreichung von CO_2-Neutralität des Verkehrssektors durch eine priorisierte schnelle und hohe Beimischung von E-Fuels (*E-Fuels*-Szenario) würde im Vergleich zu den anderen Szenarien kurz- und langfristig ein deutlich größerer Bedarf an Erneuerbarem Strom entstehen (siehe Tabelle 2.1 für Beispielwerte für den Pkw- und Lkw-Sektor). Das bedeutete einen im Vergleich zu den anderen Technologiepfaden noch wesentlich schnelleren und größeren Zubau an Erneuerbaren Energien und einen schnellen und hohen Zuwachs an Herstellung oder Import von grünem Wasserstoff oder hohe Importmengen bereits produzierter E-Fuels. Die Mengen an nötigen CO_2-Entnahmen sind in Kapitel 8 dargestellt.

2.5 Prioritäten für den Zeithorizont 2030

Für kurzfristige Minderungen direkter CO_2-Emissionen im Verkehrssektor muss ein nennenswerter Anteil der Verkehrsleistung mit fossilen Verbrennungskraftstoffen durch Alternativen ersetzt werden.

Für die Antriebswende im Zeitraum bis 2030 stellt die direkte Elektrifizierung der Flotten dafür die priorisierte Lösung dar. Wasserstoff und E-Fuels stehen erst später in ausreichender Größenordnung zur Verfügung und können somit kurzfristig weniger zur CO_2-Emissionsminderung beitragen. Bis zum Jahr 2030 ist es demzufolge notwendig, dass forciert batterieelektrische Fahrzeuge in den Fahrzeugbestand kommen. Hinterlegte Maßnahmen wie die Verschärfung der Flottengrenzwerte bis 2030 auf bis zu -50 % gegenüber 2021, eine Verteuerung der mit fossilen Kraftstoffen gefahrenen Kilometer durch einen schnell steigenden CO_2-Preis (2025 bereits 100 Euro/tCO_2, Anstieg auf 500 Euro/t bis 2045) sowie ein beschleunigter Ausbau der Ladeinfrastruktur zeigen in der DLR-Modellierung einen substanziell dynamischeren Austausch der Flotten im Vergleich zu anderen Projektionen (vgl. NPM AG1, 2021). Jedoch werden selbst durch diese Dynamik die Zielwerte des Reduktionpfades aus dem Bundes-Klimaschutzgesetz bis 2030 (KSG, 2021) *nicht* erreicht.

Um die Dynamik der Antriebswende weiter zu steigern, kommen zusätzliche Kaufanreize für E-Fahrzeuge, vor allem Null-Emissionsfahrzeuge (BEVs und FCEVs), in Betracht. Die aktuellen Kaufprämien (Umweltbonus plus Innovationsprämie) haben sich positiv auf die Neuzulassungen ausgewirkt. Sie dienen dazu, den Preisunterschied (z. B. aufgrund noch nicht in entsprechender Höhe erfolgter Kostendegression) zu Verbrennerfahrzeugen auszugleichen. Jedoch sind Elektrofahrzeuge nach wie vor nicht günstiger. Die Wirksamkeit einer weiteren Erhöhung dieser Kaufprämien könnte aufgrund des zurzeit knappen Angebots eingeschränkt sein. Alternativ zu

den bisherigen Kaufprämien könnte für Neuzulassungen von Pkw und Lkw ein Bonus-Malus-System eingeführt werden, bei dem die Erlöse aus einer Abgabe auf Verbrenner dazu genutzt werden, eine Prämie für Käufe von Null-Emissionsfahrzeugen zu finanzieren. Ebenfalls werden eine weitere Verschärfung der CO_2-Standards auf bis zu -55 % bis 2030 gegenüber 2021 bis hin zu einem faktischen Verbrenner-Neuzulassungsverbot diskutiert (EU Kommission, 2021b). Gleichzeitig kann eine zusätzliche Verteuerung der Nutzung von Verbrennern durch einen forcierten Anstieg des CO_2-Preises den Umstiegsprozess zu E-Fahrzeugen beschleunigen. Eine Nutzung des CO_2-Preises als Leitinstrument im Verkehrssektor würde im Vergleich zum angenommenen Preispfad nochmal höhere Preise erfordern. Der aktuell gesetzlich festgelegte CO_2-Preispfad bis 2025, sowie der hier angenommene, führt zu solchen Mehrkosten für Benzin und Diesel, die wenig zur Antriebswende beitragen.

Weitere Alternativen und damit auch Möglichkeiten für voraussichtlich notwendig werdende Sofortmaßnahmen zur Erreichung der Sektorziele bis 2030 bilden Maßnahmen, die zu einer Änderung des Mobilitätsverhaltens (Mobilitätswende) beitragen. Dafür kommen attraktivitätssteigernde Maßnahmen für den Fuß- und Radverkehr (z. B. Neuaufteilung des Verkehrsraums) und den öffentlichen Personenverkehr (z. B. Kostensenkung, Angebotsverbesserung, Taktverdichtung), sowie weitere attraktivitätsmindernde Maßnahmen für den motorisierten Individualverkehr (z. B. Verteuerung durch eine City-Maut, Entschleunigung) in Frage, um eine Verlagerung des derzeit noch überwiegend mit fossilen Kraftstoffen getätigten Individualverkehrs zu erreichen. Auch Maßnahmen, die Verkehrsträger nicht direkt adressieren, wie zum Beispiel allgemeine Regelungen zum Homeoffice, bieten ein Mittel.

Das Ariadne-Arbeitspaket AP7 „Sektorale Fokusanalyse Verkehrswende" erarbeitet das Potenzial und die Bewertung dieser und weiterer Maßnahmen. Im besonderen Fokus steht dabei deren Akzeptanz durch die Bürgerinnen und Bürger.

2.6 Besonders wichtige Instrumente für die Erreichung des 2045-Ziels

Es wird klar, dass für die Erreichung des Ziels von null THG-Emissionen im Jahr 2045 mithilfe der Antriebswende bereits jetzt Maßnahmen ergriffen werden müssen, die über geplante und teilweise sogar über noch diskutierte Maßnahmen hinausgehen. Die folgenden Instrumente sind für eine Antriebswende notwendige bzw. so genannte No-Regret-Instrumente, weil effektiv und nachhaltig im Sinne von technologieunabhängig förderlich:

Ein schneller und massiver Ausbau der Erneuerbaren Energien ist unabhängig vom Technologiepfad notwendig, um die nachgefragte Energie tatsächlich auch indirekt CO_2-neutral zur Verfügung zu stellen. Ein sehr schneller Ausbau von Lade- bzw. Tankinfrastruktur beseitigt Hemmnisse, sich doch für den Kauf eines E- Pkws anstatt eines Verbrenners zu entscheiden. Die Neuzulassungen von E-Pkw im Zeitraum nach 2030 profitieren besonders von dann bereits vorhandenem Zugang zu Lade- bzw. Tankinfrastruktur. Strengere CO_2-Standards für Neufahrzeuge nehmen weiterhin die Hersteller in die Pflicht und garantieren eine Angebotsweiterung an E-Pkw. Ein starkes CO_2-Preis-Signal erhöht signifikant die Kosten nicht emissionsfrei zurückgelegter Kilometer. Eine relative Attraktivitätssteigerung von E-Pkw-Käufen und die Attraktivitätsminderung von Verbrenner-Käufen führen kurzfristig zu einem steileren Anstieg an E-Pkw-Käufen und können so durch sozial-normative Effekte auch den langfristigen Trend zur vollständigen Antriebswende unterstützen.

2.7 Fazit

Das Ziel von null THG-Emissionen im Verkehrssektor im Jahr 2045 kann mit den hinterlegten Annahmen erreicht werden. Voraussetzungen für die hier dargestellte Antriebswende bilden ausreichend vorhandener grüner Strom, technologische Entwicklungen, die zu einer deutlichen Kostendegression von alternativen Antrieben führen, ein deutlich verbesserter Zugang zu Lade- bzw. Tankinfrastruktur sowie scharfe CO_2-Standards und ein starkes CO_2-Preis-Signal. Dadurch wären womöglich im Jahr 2045 im Vergleich zu heute keine drastischen Veränderungen in der Verkehrsnachfrage (gefahrene Personen- bzw. Tonnenkilometer und modale Verlagerungen) notwendig.

Jedoch, die Erreichung der Ziele aus dem Bundes-Klimaschutzgesetz bis 2030 wird nicht gewährleistet. Die Transformation durch eine reine Antriebswende ist eher träge. Es bedarf zusätzlicher Maßnahmen, die eine Änderung des Mobilitätsverhaltens fördern. Industriepolitische Maßnahmen zur Förderung der Antriebswende schaffen zwar Rahmenbedingungen, die tatsächlichen Auswirkungen auf z. B. daraus resultierende Emissionsminderungen sind über Verhalten von Verbraucherinnen und Verbrauchern vermittelt. Deshalb stellt deren Akzeptanz von weiterhin notwendigen Maßnahmen eine der größten Herausforderungen dar.

Literaturangaben

BDEW, 2019. Meinungsbild E-Mobilität - Meinungsbild der Bevölkerung zur Elektromobilität. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190527_Fakten-und-Argumente-Meinungsbild-E-Mobilitaet.pdf.

BMU, 2019. Projektionsbericht 2019 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr.525/2013. Bundesumweltministerium [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envxnw7wq/Projektionsbericht-der-Bundesregierung-2019.pdf.

BMVBW, 2000. Verkehr in Zahlen. Deutscher Verkehrsverlag GmbH, Hamburg [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen_2000-pdf.pdf?__blob=publicationFile.

BMVI, 2021. Verkehr in Zahlen 2020/2021. 49. Jahrgang. Herausgegeben durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Korrekturversion vom 13.04.2021. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2020-xls.xlsx?__blob=publicationFile.

Bobst J, Hölzer-Schopohl O, Lindmaier J, Myck T, Schmied M, Weiß J, 2019. Wohin geht die Reise? - Luftverkehr der Zukunft. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba_fb_wohin-geht-die-reise.pdf.

Bundesregierung, 2019a. Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Bundesregierung, Berlin [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1.

Bundesregierung, 2019b. Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung - Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur.pdf?__blob=publicationFile.

Bundestag, 2018. Maßnahmen zur Minderung von Emissionen in der Schifffahrt - Alternative Kraftstoffe und Antriebe. Aktenzeichen: WD 8 - 3000 - 032/18. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bundestag.de/resource/blob/559626/b136948e9897d506d321fb4fca5ca00c/wd-8-032-18-pdf-data.pdf.

Elektromobilitätsgesetz, 2015. Elektromobilitätsgesetz. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.gesetze-im-internet.de/emog/EmoG.pdf.

EU, 2014. RICHTLINIE 2014/94/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex:32014L0094.

EU Kommission, 2021a. BERICHT DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DEN RAT über die Anwendung der Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0103&from=EN.

EU Kommission, 2021b. Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-regulation-co2-emission-standards-cars-vans-with-annexes_en.pdf.

Hein F, Litz P, Graichen P, 2021. Abschätzung der Klimabilanz Deutschlands für das Jahr 2021. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.agora-

energiewende.de/veroeffentlichungen/abschaetzung-der-klimabilanz-deutschlands-fuer-das-jahr-2021/.
IMO, 2020. Fourth Greenhouse Gas Study 2020. IMO International Maritime Organization [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Fourth%20IMO%20GHG%20Study%202020%20-%20Full%20report%20and%20annexes.pdf.
IPOL, 2020. Greenhouse gas emissions from shipping: waiting for concrete progress at IMO level. IPOL Policy Department for Economic, Scientific and Quality of Life Policies [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2020/652754/IPOL_BRI(2020)652754_EN.pdf.
KSG, 2021. Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl121s3905.pdf.
Leipold A, Aptsiauri G, Ayazkhani A, Bauder U, Becker R-G, Berghof R, Claßen A, Dadashi A, Dahlmann K, Dzikus N, et al., 2021. DEPA 2050 - Development Pathways for Aviation up to 2050. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.dlr.de/fw/Portaldata/42/Resources/dokumente/aktuelles/DEPA2050_StudyReport.pdf.
Nicholas M, Wappelhorst S, 2020. Regional Charging Infrastructure Requirements in Germany Through 2030. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://theicct.org/publications/regional-charging-infra-germany-oct2020.
NPM AG1, 2021. Wege für mehr Klimaschutz im Verkehr. Nationale Plattform Zukunft der Mobilität Arbeitsgruppe 1 „Klimaschutz im Verkehr" [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2021/07/NPM_AG1_Wege-fuer-mehr-Klimaschutz.pdf.
NPM AG5, 2020. Bedarfsgerechte und wirtschaftliche öffentliche Ladeinfrastruktur – Plädoyer für ein dynamisches NPM-Modell. Nationale Plattform Zukunft der Mobilität Arbeitsgruppe 5 „Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze, Sektorkopplung" [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/04/NPM-AG-5-Bedarfsgerechte-und-wirtschaftliche-%C3%B6ffentliche-Ladeinfrastruktur.pdf.
SchnellLG, 2021. Schnelladegesetz – SchnellLG. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.gesetze-im-internet.de/schnelllg/SchnellLG.pdf.
UBA, 2021a. National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory 1990 – 2019. Climate Change 23/2020. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-15-climate-change_23-2020_nir_2020_en_0.pdf.
UBA, 2021c. Emissionen des Verkehrs. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/emissionen-des-verkehrs#Pkw-fahren-heute-klima-und-umweltvertraglicher.
UBA, 2021d. Vorjahreschätzung der deutschen Treibhausgas-Emissionen für das Jahr 2020. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2021_03_10_trendtabellen_thg_nach_sektoren_v1.0.xlsx.
Wicki M, Brückmann G, Quoss F, Bernauer T, 2021. Hemmnisse und Massnahmen beim Kauf von Elektrofahrzeugen: Schlussbericht zum Themenbereich Haushalte der Energieforschung Stadt Zürich. (ISTP Paper Series, 6) [Aufruf am: 14.09.2021] URL: https://doi.org/10.3929/ethz-b-000476614.
Windt A, Arnhold O, 2020. Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf - Studie im Auftrag des BMVI. [Aufruf am: 14.09.2021] URL: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/11/Studie_Ladeinfrastruktur-nach-2025-2.pdf.

3. Wärmewende

3.1	Zusammenfassung	88
3.2	Die Wärmewende im Systemkontext	89
3.3	Abbildung der Wärmewende in Energiesystemmodellen	92
3.4	Direkte und indirekte Elektrifizierung	93
3.5	Heizträgerwechsel in Gebäuden	96
3.6.	Sanierung und Energieeffizienz im Gebäudesektor	97
3.7	Prioritäten für den Zeithorizont 2030	102
3.8	Welche Instrumente und Maßnahmen sind für die Zielerreichung besonders wichtig?	103
Literaturangaben		108

Autorinnen und Autoren
Christoph Kost, Charlotte Senkpiel, Judith Heilig, Jessica Berneiser, Robin Krekeler, Markus Blesl, Alexander Burkhardt



3.1 Zusammenfassung

Die wichtigsten Säulen der Wärmewende zur Erreichung eines klimaneutralen Gebäudebestands sind, wie in Tabelle 3.1 gezeigt, ein konsequenter Energieträgerwechsel und eine Steigerung der Sanierungsrate sowie der Sanierungstiefe. Weiterhin ist auch eine effiziente Nutzung von Wohnraum wichtig.

Säule 1: Reduktion der Endenergienachfrage	Säule 2: Energieträgerwechsel
• Verbesserung der energetischen Qualität des Gebäudebestands (energetische Gebäudehüllensanierung) • (Teil)-Austausch von Radiatoren für Bereitstellung von Niedertemperaturwärme • Verminderung des Trends der steigenden Pro-Kopf Wohnfläche	• Umstieg von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energieträger im Gebäude und bei der Fernwärmebereitstellung • Beschleunigung der Austauschraten von Heizsystemen

Tabelle 3.1: Die Säulen der Wärmewende.

Die direkte Elektrifizierung spielt im Wärmesektor eine entscheidende Rolle durch die Nutzung von Wärmepumpen oder Heizstäben im Gebäude und für die Einspeisung durch Großwärmepumpen in Wärmenetzen.

Die indirekte Elektrifizierung über Brennstoffzellen oder Wasserstoffkessel spielt im Gebäudesektor eine relativ kleine Rolle und ist abhängig vom Technologieszenario.

Hauptgründe für die begrenzte Nutzung von wasserstoffbasierten Technologien sind wettbewerbsfähige Alternativen, wie Wärmenetze und Wärmepumpen, sowie die begrenzte Verfügbarkeit und der hohe Preis von grünem Wasserstoff.

Nur in einem ausgeprägten Wasserstoffszenario spielen die Technologien eine Rolle.

Bis zum Jahr 2030 sollte die Sanierungsrate so ambitioniert wie möglich sein (auf mindestens 1,5 %, eher 2,0 % steigen).

Die Sanierungstiefe sollte mindestens KfW-55-Standard entsprechen.

Sie kann eine noch bedeutsamere Rolle spielen, wenn es beispielsweise Verzögerungen bei anderen vergleichbar günstigen Dekarbonisierungslösungen, wie dem Zubau Erneuerbarer Energien, gibt.

Durch das ambitionierte Zielbild des Wärmesektors in Bezug auf die CO_2-Emissionsreduktion bis 2045 bedarf es eines stringenten informatorischen, ordnungspolitischen und förderpolitischen Instrumentenmix zur Realisierung der Zielerreichung.

3.2 Die Wärmewende im Systemkontext

Die Verbrennung von fossilen Energieträgern in Gebäuden verursachte im Jahr 2020 rund 16 % der Treibhausgas-(THG)-Emissionen Deutschlands mit 120 Mio. $tCO_2äq$. Der Großteil entfällt dabei auf die Haushalte mit rund 76 % der THG-Emissionen und den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) mit rund 24 %. Abbildung 3.1 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen des Sektors Gebäude nach Definition des Klimaschutzgesetzes (KSG) (Stand 12.12.2019). Seit 1990 sind die THG-Emissionen des Sektors um 43 % gesunken. Bis zum Jahr 2030 müssen sie laut der neuen Fassung des KSG um knapp 68 % gegenüber 1990 sinken, auf 67 Mio. $tCO_2äq$. Das bedeutet eine Reduktion um 44 % gegenüber den Emissionen des Jahres 2020 (UBA, 2021d).

Abbildung 3.2 veranschaulicht den Einfluss einzelner Treiber auf die Emissionsentwicklung im Sinne einer emissionssteigernden und -mindernden Wirkung. Dabei ist zu beobachten, dass sich die Energieintensität[11] (mit Ausnahme der Jahre 1996 und 1997) und Emissionsintensität[12] seit 1995 emissionsmindernd auswirken. Zu den Treibern der Treibhausgasemissionen des Sektors zählen im betrachteten Zeitraum der Anstieg der Wohnfläche, die Wohnungen pro Kopf sowie der Bevölkerungsanstieg. Fernwärme ist laut Klimaschutzgesetz nicht mit in den Gebäuden bilanziert.

Die Endenergiebereitstellung in Gebäuden für Warmwasser und Heizungswärme basiert heute (Stand 2018) auf den Energieträgern Erdgas (49 %), Heizöl (21 %), Biomasse, Wärmenetzen und zu geringen Anteilen Strom, Solarthermie und Umweltwärme in absteigender Reihenfolge.

[11] Primärenergieverbrauch Gebäude pro Bruttoinlandsprodukt (BIP)
[12] THG-Emissionen von Gebäuden pro Primärenergieverbrauch von Gebäuden

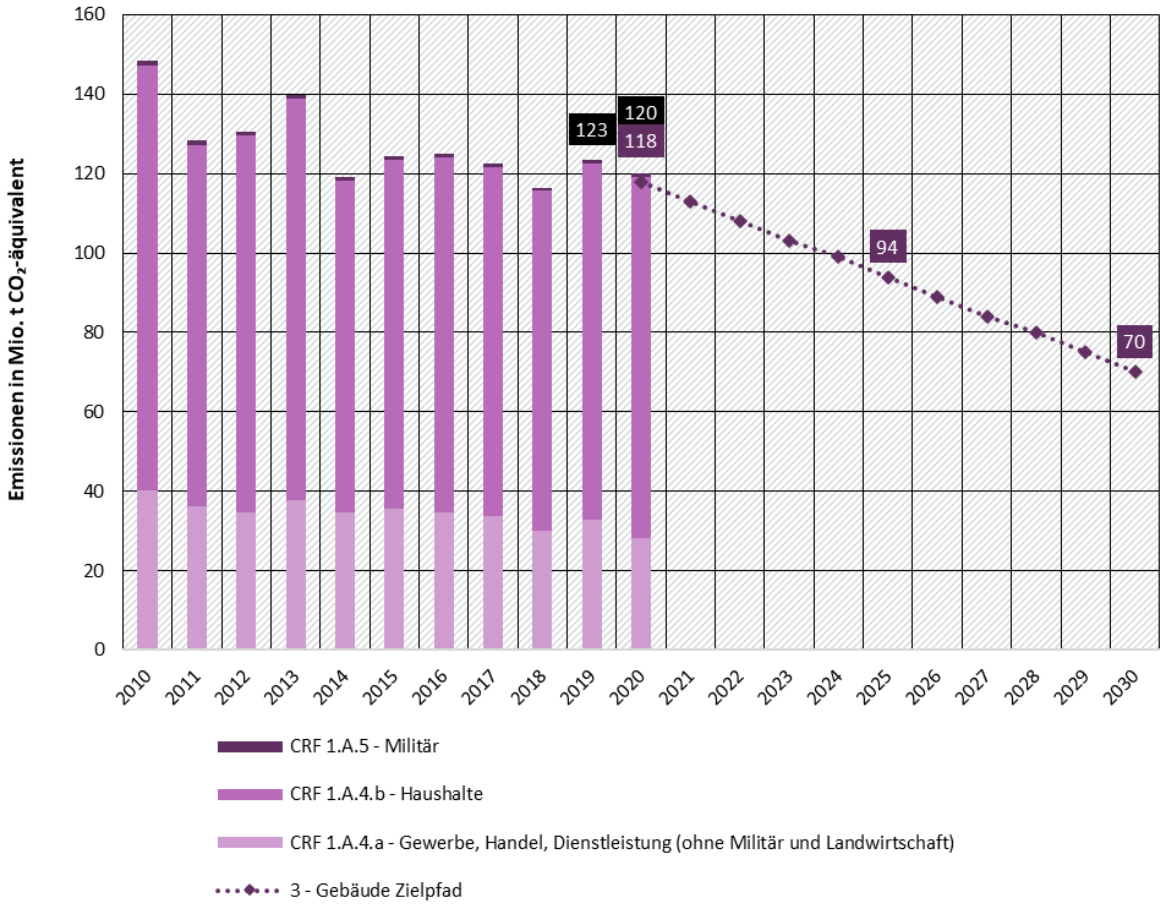


Abbildung 3.1: Treibhausgasemissionen des Gebäudesektors seit 2010 und Ziele des alten (2019) und verschärften KSG (2021) (UBA, 2021d).

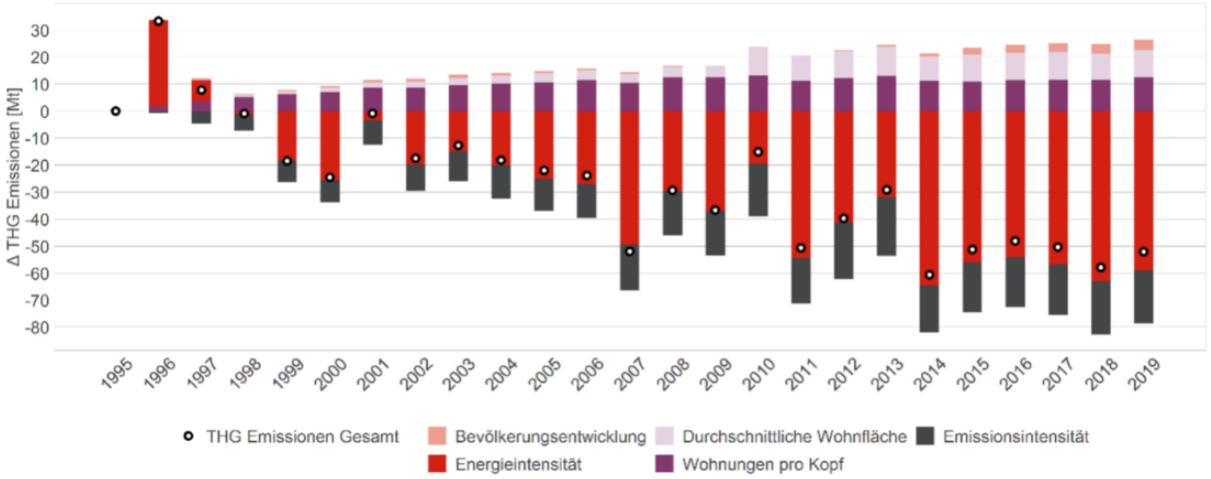


Abbildung 3.2: Dekomposition der Treibhausgasemissionen im Bereich privater Haushalte (ERK, 2021).

Der Gebäudebestand

Der Gebäudebestand setzt sich derzeit aus ca. 19 Millionen Wohngebäuden sowie 21 Millionen Nichtwohngebäuden (davon 1,9 Mio. beheizt oder gekühlt) zusammen (Hörner, 2021). 86,6 % der Wohngebäude sind in Privatbesitz, 7,5 % und weitere 5,4 % in Besitz von Wohnungseigentümergemeinschaften und Wohnungsunternehmen. Der Anteil von Eigentumswohnungen ist insbesondere bei den Ein- und Zweifamilienhäusern mit 96 % dominierend, während Mehrfamilienhäuser mehrheitlich im Besitz von Eigentümergemeinschaften (33,6 %) und Wohnungsunternehmen (23,5 %) sind. Der energetische Zustand der Gebäude ist je nach Gebäudetyp, Besitzerstruktur, Baualtersklasse etc. unterschiedlich. Im Wohngebäudebestand sind derzeit rund 42 % der Außenwandflächen gedämmt, 78 % der Dachflächen und 37 % der Fußbodenfläche. Bei allen Wohngebäuden liegt die Gesamtmodernisierungsrate für den Wärmeschutz bei 0,99 % pro Jahr, bei Altbauten (bis 1978) bei 1,43 % pro Jahr. Im Vergleich dazu liegen die Erneuerungsraten der Wohngebäudefassaden bei 2,27 % (Gesamtgebäudebestand). Die Differenz kann als verpasste Chance für energetische Sanierung betrachtet werden. Derzeit werden in Altbauten (bis 1978) bei 43 % der Gebäude ein Heizkessel mit Erdgas eingesetzt und bei 30 % ein Heizkessel mit Heizöl. Wärmepumpen machen in dieser Gebäudeklasse (bis 1978) einen Anteil am Bestand von 0,6 % aus. In Neubauten (ab Baujahr 2010) dagegen sind 41 % der Heizsysteme erdgasbetriebene Heizkessel und bereits 39 % der Installationen elektrische Wärmepumpen. (Cischinsky et al., 2018)

Die Haushaltsgröße ist in Deutschland über die letzten Jahrzehnte kontinuierlich gesunken. Während sich 1991 im Schnitt knapp 2,3 Personen einen Haushalt teilten, waren es 2018 bereits weniger als zwei Personen (Statistisches Bundesamt (DESTATIS), 2020). Gleichzeitig steigt die durchschnittliche Wohnfläche pro Person im Schnitt um 0,1 m² pro Jahr und lag 2019 bei 47,0 m² pro Person (Statistisches Bundesamt (DESTATIS), 2021). Große Teile der Energienachfrage im Gebäudesektor, wie Beleuchtung, Heizen und Kühlen, skalieren mit der Wohnfläche, sodass sich das Bevölkerungswachstum zusammen mit zunehmendem Pro-Kopf-Flächenbedarf in immer höherer Nachfrage nach Energiedienstleistungen niederschlägt.

Eckpfeiler der Wärmewende

Zur benötigten Reduktion der Treibhausgasemissionen des Gebäudesektors gibt es zwei Hauptdimensionen (die Reduktion der Endenergienachfrage sowie der Energieträgerwechsel) wie in Tabelle 3.2 dargestellt.

Säule 1: Reduktion der Endenergienachfrage	Säule 2: Energieträgerwechsel
• Verbesserung der energetischen Qualität des Gebäudebestands (energetische Gebäudenhüllsanierung) • (Teil)-Austausch von Radiatoren für Bereitstellung von Niedertemperaturwärme • Verminderung des Trends der steigenden Pro-Kopf Wohnfläche	• Umstieg von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energieträger im Gebäude und bei der Fernwärmebereitstellung • Beschleunigung der Austauschraten von Heizsystemen

Tabelle 3.2: Die Säulen der Wärmewende.

3.3 Abbildung der Wärmewende in Energiesystemmodellen

Um die Rolle der Säulen der Wärmewende bewerten zu können, wurde das Energiesystemmodell REMod als Leitmodell verwendet. Zusätzlich werden die Ergebnisse mit den Systemmodellen TIMES und REMIND verglichen.

Die grundlegende Idee des Modells REMod basiert auf einer kostenbasierten Strukturoptimierung der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems für alle Verbrauchssektoren – also die Sektoren Strom, Niedertemperaturwärme (Raumwärme und Warmwasser), Prozesswärme und Verkehr. Ziel dieser Rechnungen ist es, einen kostenoptimierten Transformationspfad vom heutigen System hin zu einem klimaneutralen Energiesystem im Jahr 2050 zu bestimmen, wobei auf dem gesamten Weg eine für jedes Jahr vorgegebene Obergrenze erlaubter CO_2-Emissionen über alle Sektoren hinweg nicht überschritten wird.

Die Ergebnisse des Modells folgen damit einem normativen Ansatz und grenzen sich von explorativen Modellen ab, die die Änderung des Gebäudebestands auf Basis von Investitionsentscheidungsverhalten abbilden. Im Modell REMod werden keine politischen Rahmenbedingungen wie Förderungen oder CO_2-Preise abgebildet. Zielgröße ist die Einhaltung des CO_2-Minderungspfades bzw. des CO_2-Budgets.

Der vorliegenden Analyse liegt die Annahme einer **vollständigen Dekarbonisierung bis zum Jahr 2045** und einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um -65 % gegenüber dem Jahr 1990 im Jahr 2030, gemäß der Verschärfung des Klimaschutzgesetzes (Kabinettsbeschluss 12.05.2021), zugrunde. Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse folgen einem normativen Ansatz und können als mögliche Zielsysteme interpretiert werden, um die Treibhausgasemissionsreduktionsziele zu erreichen. Eine ausführliche Modellbeschreibung findet sich im Appendix dieses Berichts. Für die systemanalytische Bewertung der Wärmewende wurden die verschiedenen Technologieszenarien mit den Modellen REMod, TIMES und REMIND gerechnet, die in Kapitel 1 dargestellt wurden.

3.4 Direkte und indirekte Elektrifizierung

Abbildung 3.3 zeigt die Entwicklung der Endenergienachfrage der verschiedenen Szenarien als Ergebnis der Modelle REMod, TIMES und REMIND. Dabei zeigen sich folgende robuste Entwicklungen über die Modelle:

- Die Endenergienachfrage reduziert sich über alle Szenarien und Modelle deutlich (bis 2030 um 13 - 18 % und bis 2050 um 30 - 47 %), dabei unterscheidet sich die Höhe und der Gradient der Reduktion.
- Der Endenergieträger Gas wird in den Modellen mit Ausnahme der Szenarien *Wasserstoff (Import)* und *E-Fuels* nahezu vollständig ersetzt.
- Die direkte Elektrifizierung nimmt in allen Szenarien und Modellen eine prominente Rolle ein.
- Wasserstoff spielt ausschließlich im *Wasserstoff*-Szenario eine Rolle.

Kleinere Unterschiede ergeben sich allerdings zwischen den Modellen in den folgenden Punkten:

In REMIND verbleibt über alle Szenarien ein geringer Anteil am Energiebedarf, der aufgrund des trägen Austauschs von Heiztechnologien im Gebäudebestand weiterhin mit flüssigen Energieträgern versorgt wird. Diese Energieträger stammen bis 2045 jedoch fast vollständig aus erneuerbaren Quellen. In TIMES und REMod werden flüssige Energieträger hingegen vollständig ersetzt.

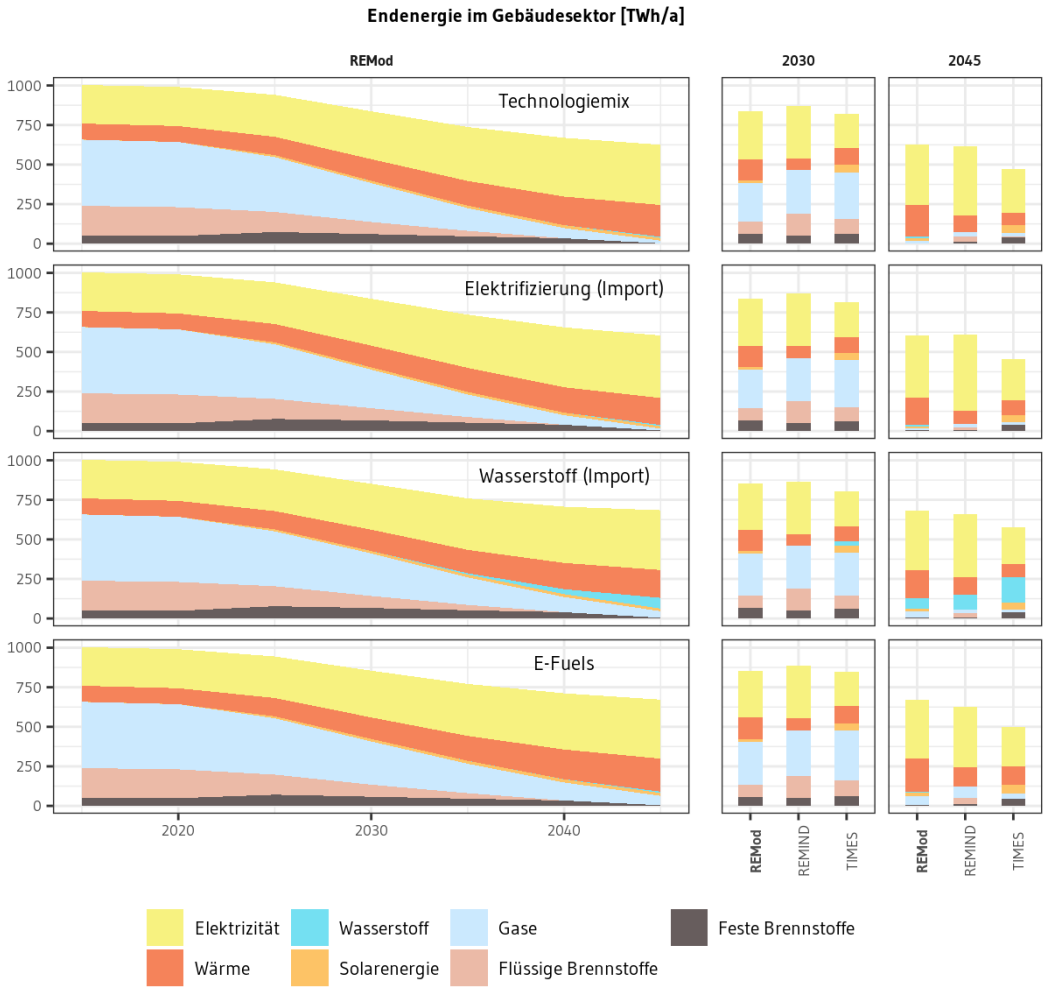


Abbildung 3.3: Entwicklung der Endenergienachfrage im Gebäudesektor der Szenarien mit den Modellen REMod-D, TIMES und REMIND.

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Modells REMod näher analysiert, das im Rahmen dieser Analyse des Wärmesektors als Leitmodell fungiert. Um die **Rolle der direkten und indirekten Elektrifizierung** im Gebäudesektor näher zu untersuchen, werden die verschiedenen Technologieszenarien miteinander verglichen. Abbildung 3.4 zeigt die Entwicklung der Endenergienachfrage in den beiden Szenarien *Wasserstoff (Import)* und *Elektrifizierung (Import)*, die die Bandbreite der Nachfragereduktion darstellen. Hierbei zeigt sich, dass der Einsatz von Strom und Fernwärme ansteigt, wohingegen Gas fast vollständig verschwindet. Bereits im Jahr 2030 ist der Erdgasverbrauch stark rückläufig. Wasserstoff wird nur im expliziten *Wasserstoff*-Szenario eingesetzt und wird dort jedoch ein wichtiger Bestandteil (ca. 10 % an der Nachfrage). Wichtig ist auch, dass sich die Zusammensetzung des Gases (Methan) über den Zeitverlauf anpasst. Im Jahr 2050 setzt sich das Methan vorrangig aus Biogas (75 - 90 %) und synthetischem Methan (aus EE-Strom erzeugt) zusammen. Einen Restanteil stellt Wasserstoff im Erdgasnetz dar.

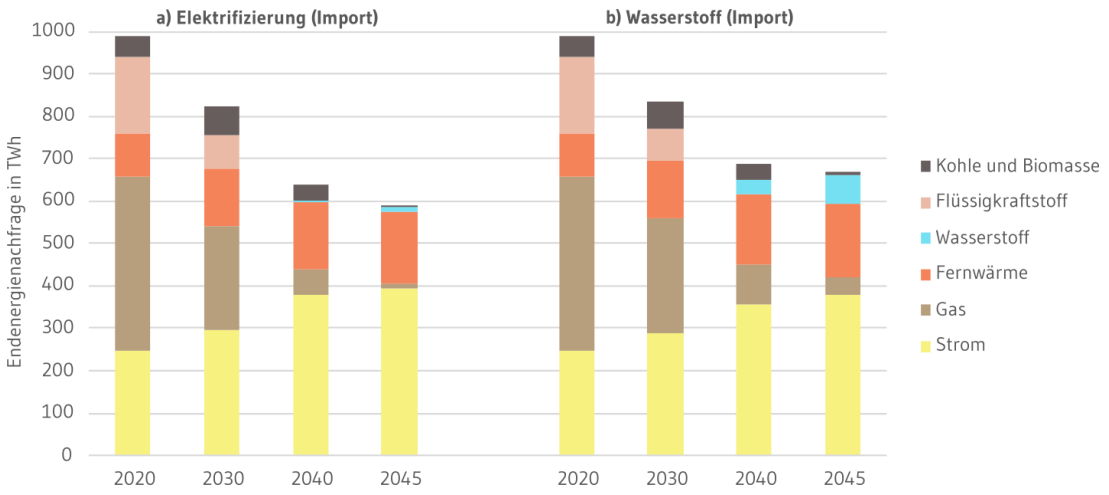


Abbildung 3.4: a) Endenergienachfrage im Gebäudesektor im Elektrifizierung (Import)-Szenario und b) im Wasserstoff (Import)-Szenario (Anmerkung: Strom beinhaltet die Basisstromlast; Umweltwärme ist nicht dargestellt).

Wie bereits festgestellt, ist die Rolle der Fernwärme als effiziente Wärmebereitstellung in verdichteten Gebieten ein wichtiger Baustein, wenn die Dekarbonisierung der Fernwärmenetze durchgeführt wird. Wichtigster Bestandteile einer solchen Strategie ist die Elektrifizierung der Fernwärmenetze. Wie Abbildung 3.5 zeigt, ist die Rolle der direkten Elektrifizierung durch Wärmepumpen und Heizstäbe in den Wärmenetzen in allen Szenarien im Jahr 2045 dominant. Hierbei nehmen Wärmenetze auch eine wichtige Flexibilisierungsoption ein, da die Heizstäbe (und Wärmespeicher) Flexibilität für das Stromnetz bereitstellen.

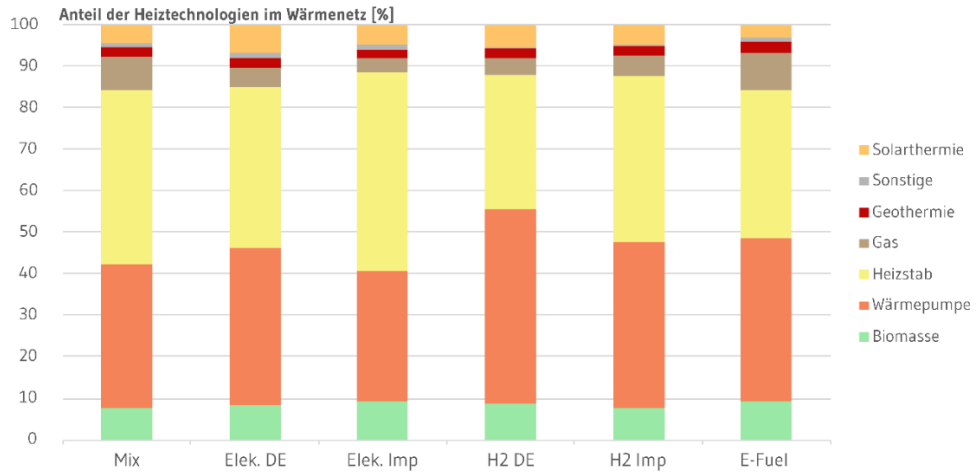


Abbildung 3.5: Ergebnis der Zusammensetzung der Fernwärme im Jahr 2045 in den Technologieszenarien.

3.5 Heizträgerwechsel in Gebäuden

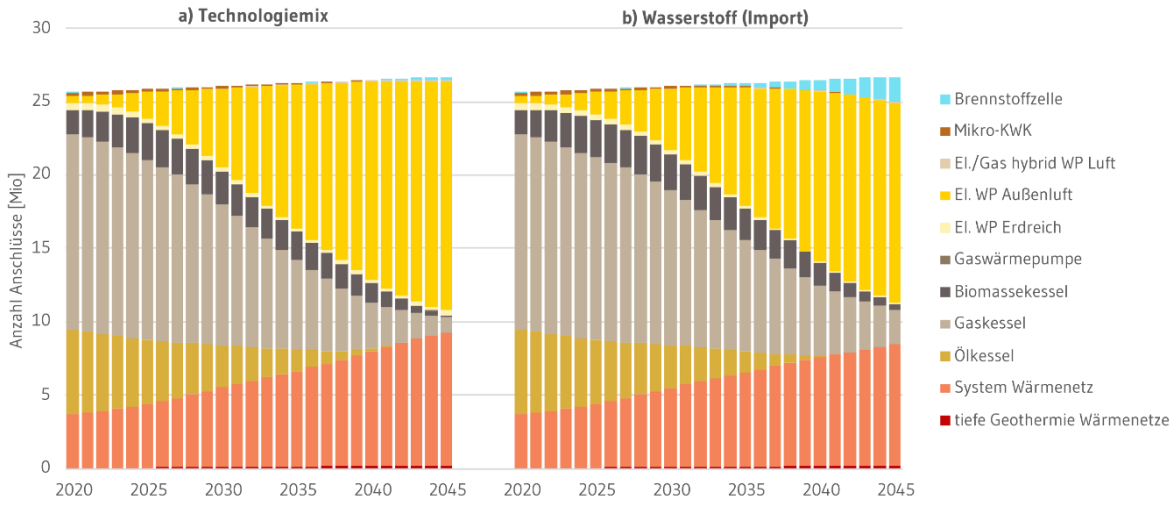


Abbildung 3.6: Zusammensetzung der Heiztechnologien in Technologiemix- und Wasserstoff (Import)-Szenario.

In Abbildung 3.6 ist die Zusammensetzung der Heiztechnologien in den Szenarien *Technologiemix* und *Wasserstoff (Import)* dargestellt. Deutlich zu erkennen ist in beiden Szenarien ein Rückgang der Gaskessel. Dieser fällt im Szenario *Wasserstoff (Import)* etwas geringer aus, da mehr Gaskessel mit synthetisch hergestelltem CO_2-neutralen Methan betrieben werden. Die größere Verfügbarkeit von synthetischen Brennstoffen macht sich auch in einem verstärkten Einsatz von Brennstoffzellen bemerkbar, die vor allem mit Wasserstoff betrieben werden. Als deutlicher Trend ist in beiden Szenarien ein großer Anstieg von elektrischen Wärmepumpen sowie von Anschlüssen an ein Wärmenetz zu erkennen. Die absoluten Zahlen am Gebäudebestand sind in Tabelle 3.3 dargestellt.

Szenario	Heiztechnologie	2020	2030	2040	2045
Technologiemix	Anschlüsse ans Wärmenetz (Mio.)	3.397	5.143	7.463	8.676
Technologiemix	Elektrische Wärmepumpe (Mio.)	0.859	5.287	12.890	14.998
Wasserstoff (Import)	Anschlüsse ans Wärmenetz (Mio.)	3.397	5.137	7.095	7.857
Wasserstoff (Import)	Elektrische Wärmepumpe (Mio.)	0.859	4.162	10.912	12.834

Tabelle 3.3: Anzahl der elektrischen Wärmepumpen und Anschlüsse an Wärmenetze in den Szenarien Technologiemix und Wasserstoff (Import).

Allgemein zeigt sich, dass die Zusammensetzung der Heizsysteme relativ robust über alle Szenarien hinweg ist:

- Elektrische Wärmepumpen machen bis zum Jahr 2045 den Großteil des Bestands aus, zudem spielt die Fernwärme eine zentrale Rolle.
- In den Szenarien der indirekten Elektrifizierung haben zudem Gaskessel höhere Anteile am Bestand.
- Generell ist die Rolle der indirekten Elektrifizierung jedoch sehr untergeordnet gegenüber der direkten Elektrifizierung.
- Die Verwendung von Brennstoffzellen und H_2-Kesseln spielt nur in den Szenarien *Wasserstoff (Import)* und *Wasserstoff (inländisch)* eine Rolle. Das heißt, dass bei günstigem Import von großen Mengen an Wasserstoff oder bei heimischer Produktion dieser eine Rolle zur Versorgung von Gebäuden spielen könnte.

3.6 Sanierung und Energieeffizienz im Gebäudesektor

Neben dem Energieträgerwechsel ist die zweite Säule der Wärmewende die Reduktion der Wärmenachfrage. Folgende Stellschrauben tragen zu einer Nachfragereduktion bei:

- Erhöhung der Sanierungsrate und Sanierungstiefe
- Reduktion des Pro-Kopf-Verbrauchs beheizter Wohnfläche
- Effizienz der Heiztechnologien

Sanierungsrate- und Sanierungstiefe

In allen Szenarien wird ein schneller Anstieg der Sanierungsaktivitäten von heute ca. 1 % der Gebäude pro Jahr (Deutsche Energie-Agentur (dena), 2021) auf mehr als 2 % angestrebt, um die Energienachfrage in den Gebäuden nachhaltig zu senken.

Abbildung 3.7 spannt die Bandbreite der Sanierungsrate zwischen den Szenarien auf. Auffällig dabei ist, dass bis zum Jahr 2030 in allen Szenarien die Sanierungsrate stark ansteigt. Szenarioübergreifend gilt die Annahme einer maximalen Sanierungsrate von 2,5 % wegen begrenzter Handwerkskapazitäten. In den Szenarien *Wasserstoff (Import)*, *Wasserstoff (inländisch)* und *Elektrifizierung (inländisch)* steigt die Sanierungsrate auf das Maximum von 2,5 % an, während in den anderen Szenarien die Sanierungsrate nicht ganz auf die angenommene Potenzialgrenze ansteigt. Grund hierfür sind die begrenzten und teuren Optionen in diesen Szenarien, die die Sanierung attraktiver erscheinen lassen. Generell ist der starke Anstieg in allen Szenarien darauf zurückzuführen, dass das Reduktionsziel von 65 % in 2030 erreicht werden muss. Nach dem Jahr 2030 ist

die Sanierungsrate zwischen den Technologieszenarien jedoch deutlich unterschiedlich. Durch einen gewissen Sanierungs- bzw. Investitionszyklus könnte die Sanierungsrate ab 2035 wieder sinken, falls in den kommenden 15 Jahren hohe Sanierungsraten erreicht werden. Für die komplette Bandbreite der Technologieszenarien zeigt sich, dass für die Zielkompatibilität im kostenoptimalen Fall bis zum Jahr 2050 je nach Szenario lediglich 5-18 % unsanierte Gebäude verbleiben. Dabei fällt auf, dass in den beiden Szenarien heimischer Wasserstoff (95 % saniert in 2050) sowie heimische Elektrifizierung (90 % des Gebäudebestands saniert) die Sanierungsrate am höchsten ist. In diesen Fällen liegt der Fokus auf heimischer Erzeugung und die Möglichkeiten der Dekarbonisierung durch Importe von Strom und synthetischer Energieträger sind begrenzt. Deswegen muss auf die nationalen Möglichkeiten des Erneuerbare-Energien(EE)-Ausbaus sowie der Bedarfsreduzierung, z. B. durch energetische Sanierung von Gebäuden, zurückgegriffen werden. Jedoch sind bei der Sanierungsrate auch die Gesamtkosten der Betroffenen zu berücksichtigen. Bei hohen Kosten für Sanierungsmaßnahmen können die Betroffenen höhere Betriebskosten (aufgrund fehlender Sanierung und folglich höheren Wärmebedarf) trotzdem präferieren.

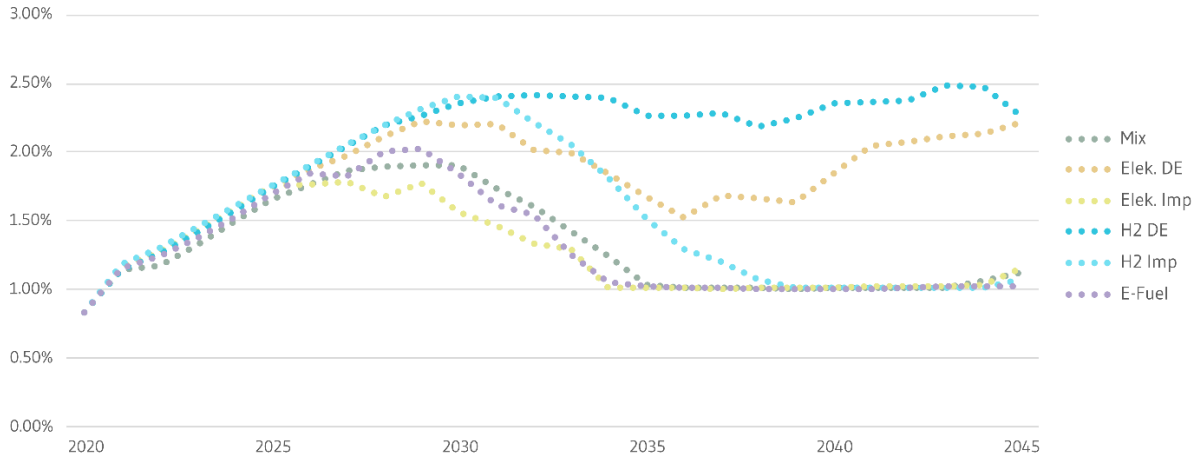


Abbildung 3.7: Sanierungsraten in allen Szenarien.

Sanierungstiefe

An dieser Stelle wird analysiert, welche Sanierungstiefen (sprich welche Gebäudestandards) aus Kosten- und Systemperspektive in einem klimaneutralen Energiesystem und den untersuchten Szenarien zum Einsatz kommen. Generell wurden zwei verschiedene Sanierungspakete untersucht:

- Reduktion des Wärmebedarfs um 50 %: entspricht in etwa dem Programm KfW-70 bis -55 bei Verwendung einer Erdgasheizung plus Solarthermie[13]
- Reduktion des Wärmebedarfs um 64 %: entspricht in etwa dem Passivhausstandard bzw. dem KfW-40 Standard

Über alle Szenarien hinweg wird das Sanierungspaket (KfW -70 bis -55) aus Kosten-Nutzen-Sicht präferiert. In Abbildung 3.8 ist der Anteil der sanierten und unsanierten Gebäude im *Technologiemix*-Szenario aufgetragen. Bis zum Jahr 2045 sind über 70 % der Gebäude saniert, im Vergleich zu ca. 35 % im Jahr 2020. Der Passivhausstandard ist in Bezug auf die Gebäudesanierung mit hohen energetischen Anforderungen verknüpft. Das bedeutet, dass der Niedrigenergie-Standard (KfW-55) ausreichend bei einer Sanierung ist und trotzdem die Dekarbonisierung der Gebäude erreicht werden kann. Auch unsanierte Gebäude bzw. Gebäudehüllen werden in den Szenarien durch einen Austausch des Heizsystems oder des Energieträgerwechsels dekarbonisiert.

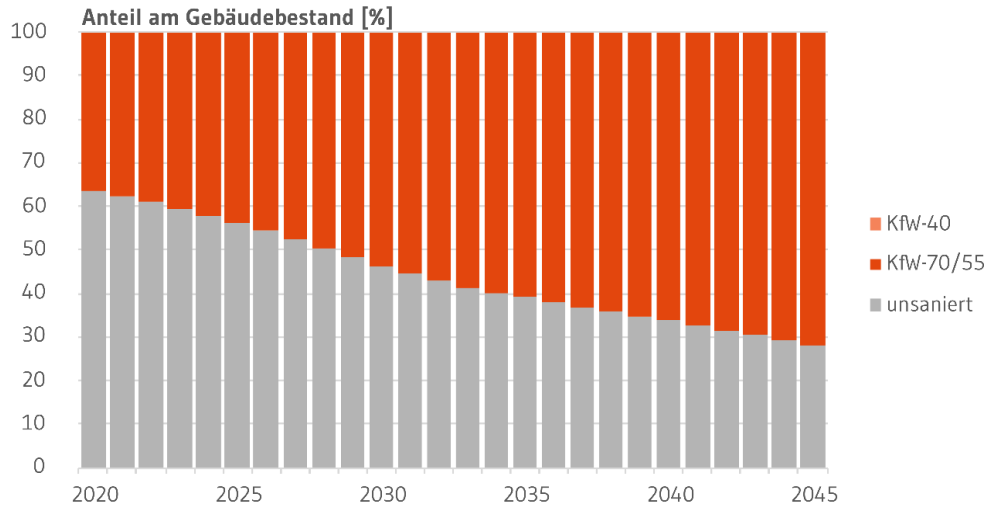


Abbildung 3.8: Anteil des sanierten und unsanierten Gebäudebestands nach Sanierungspaket im Technologiemix-Szenario.

[13] In dem Modell werden die einzelnen Effizienzhausstandards nicht explizit berechnet, daher dient die Einordnung in die KfW-Programme einer Orientierung (KfW -70 kurzfristig und -55 mittel- bis langfristig).

Die Notwendigkeit einer tiefen Sanierung des Gebäudebestands ist abhängig vom möglichen Zubau der erneuerbaren Energietechnologien. Es ist aus Systemsicht kosteneffizienter, Wind- und Photovoltaik-Kapazitäten zuzubauen und damit die direkte oder indirekte Dekarbonisierung der Verbrauchssektoren zu ermöglichen, als tiefe energetische Sanierung (Passivhausstandard) durchzuführen. Ist dies jedoch nicht möglich (bspw. durch fehlende Produktionskapazitäten, Flächenverfügbarkeiten, fehlende Akzeptanz etc.), ist die tiefe Sanierung eine alternative Möglichkeit, das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen. Letztendlich führt die tiefe Sanierung zu Energieeinsparungen und damit kann sie zur Zielerreichung beitragen, auch wenn die Analyse gezeigt hat, dass dies mit Mehrkosten gegenüber dem kostenoptimalen System verbunden ist. Neben der Sanierung der Gebäudehülle spielen niederschwellige Sanierungen, wie der Austausch von Heizkörpern zur Reduktion der Heizkreistemperaturen in Bestandsgebäuden, eine wichtige Rolle. Sie sind ein wichtiger Baustein für die effiziente Verwendung von zukunftsfähigen Heizsystemen. Die Effizienz bzw. Jahresarbeitszahl einer Wärmepumpe verbessert sich beispielsweise bei niedrigen Heizkreistemperaturen. Abbildung 3.9 zeigt den Anteil an Bestandsgebäuden, die im kostenoptimalen Zielsystem (hier dargestellt für das *Technologiemix*-Szenario) eine Umstellung von Vorlauftemperaturen von 65°C auf 35°C durchführen. In diesem Szenario findet bis zum Jahr 2050 etwa eine Verdopplung des Anteils statt.

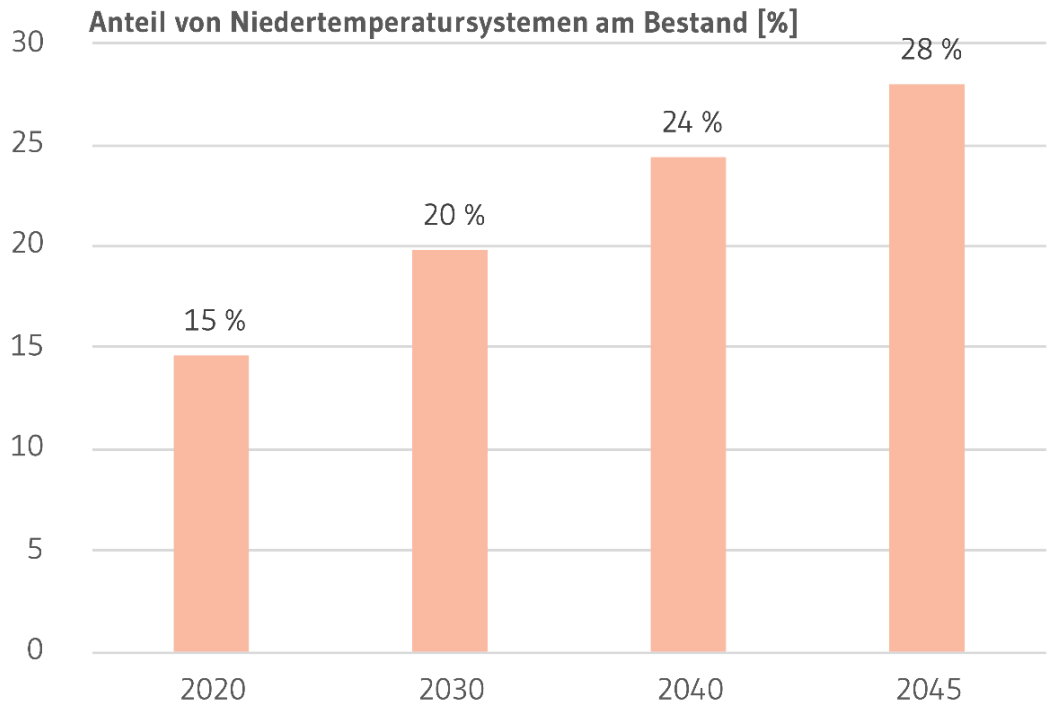


Abbildung 3.9: Entwicklung des Anteils von Niedertemperatursystemen (35°C Vorlauftemperatur) an Bestandsgebäuden (ohne Neubau) im Technologiemix-Szenario.

Rolle der beheizten Wohnfläche

Dieser Abschnitt analysiert den Einfluss einer effizienten Nutzung von Wohnraum auf das Energiesystem. Um dieser Frage nachzugehen, wurde ein Vergleichsszenario *Technologiemix Efficiency* zum *Technologiemix*-Szenario betrachtet, unter der Annahme einer Reduktion der beheizten Wohnfläche. Während in allen Szenarien die Anzahl der Gebäude/Anschlüsse von Heiztechnologien von 2020 bis 2050 um 5 % steigt, nimmt sie im Szenario *Technologiemix-Efficiency* um 3,5 % ab. Dies steht im Kontrast zu den aktuellen Entwicklungen, die zeigen, dass Effizienzgewinne in Wohngebäuden fast vollständig durch eine steigende Wohnfläche kompensiert werden (BMWi, 2020b). Auch die meisten Prognosen zeigen, dass sich der Trend der steigenden Wohnfläche in Zukunft fortführt (Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR), 2015).

Das Szenario *Technologiemix Efficiency* arbeitet auch in den Sektoren Verkehr und Industrie mit sinkender Energienachfrage, um die Auswirkung von Verhaltensänderung in relevanter Breite zu untersuchen. Die zentralen Annahmen entsprechen denen des Szenarios „Suffizienz" in der Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem" (Sterchele et al., 2020).

	Durchschnittlicher jährlicher Zubau im Vergleich zum *Technologiemix*-Szenario (2022-2030)	**Kumulierter Zubau im Vergleich zum *Technologiemix*-Szenario (2022-2050)**
Wärmenetze	- 11,4 %	- 14,5 %
Luft-Wärmepumpen	- 23,3 %	- 2,7 %
Gaskessel	+ 18 %	+ 6,4 %

Tabelle 3.4: Einfluss eines geringeren Pro-Kopf-Verbrauchs beheizter Wohnfläche auf den Zubau von Fernwärmeanschlüssen, Luft-Wärmepumpen und Gaskesseln.

Die Endenergienachfrage im Gebäudesektor würde sich durch die getroffene Annahme im Jahr 2050 gegenüber dem Vergleichsszenario um ca. 120 TWh reduzieren. Der Trend der Zusammensetzung der Heizsysteme ist robust gegenüber dem Vergleichsszenario und setzt sich bis zum Jahr 2045 vorrangig aus Wärmepumpen und defossilisierter Fernwärme zusammen. Ein Unterschied ergibt sich jedoch wie erwartet bei den absoluten Markthochläufen der Heiztechnologien. Die Unterschiede im Zu-/Rückbau von Wärmenetzen, Luft-Wärmepumpen sowie Gaskessel, ist in Tabelle 3.4 dargestellt. Kumulativ wird die Transformation des Bestands der Heiztechnologien im Szenario *Technologiemix-Efficiency* in den Jahren 2022-2050 um 18 % günstiger als im *Technologiemix*-Szenario. Trotz der höheren Sanierungsaktivitäten werden durch die Reduktion der Wohnfläche die Sanierungsmaßnahmen um 12 % günstiger.

Der im Modell vorgegebene mögliche Korridor für die Sanierungsrate ist Tabelle 3.5 dargestellt. In beiden Szenarien zeigt sich, dass Sanierungsaktivitäten vor allem in den Jahren von 2022 bis 2030 eine schnelle Möglichkeit sind, durch den damit einhergehenden geringeren Energiebedarf CO_2-Emissionen einzusparen. Ab dem Jahr 2035 wird in beiden Szenarien nur noch die minimal erforderliche Sanierungsrate ausgeschöpft.

		2021	2030	2040	2045
Technologiemix-Efficiency	Min	1 %	1 %	2 %	2 %
	Max	1 %	2 %	3 %	3 %
	Ergebnis	1 %	1,7 %	2 %	2 %
Technologiemix	Min	1 %	1 %	1 %	1 %
	Max	1 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %
	Ergebnis	1 %	1,9 %	1 %	1 %

Tabelle 3.5: Korridor für die Sanierungsrate in den Szenarien Technologiemix und Technologiemix-Efficiency.

3.7 Prioritäten für den Zeithorizont 2030

Zusammenfassend aus der Analyse des Wärmesektors ergeben sich folgende Prioritäten für den Zeitraum bis 2030 für die Minderung der Treibhausgasemissionen um 65 % gegenüber dem Jahr 1990. Substanzielle Emissionsminderungen sind durch die beiden Säulen „Energieträgerwechsel" und „Energetische Gebäudesanierung" zu erreichen. Daher sind folgende Zielmarken anzustreben:

- Elektrische Wärmepumpen als zentrale Heizungstechnologie in Bestand und Neubau deutlich stärker zubauen (bis 2030 ca. 400.000 Stück jährlich, vgl. Szenario *Technologiemix*)
- Die Fernwärme ausbauen und defossilisieren (bis 2030 ca. 160.000 Neuanschlüsse jährlich, vgl. Szenario *Technologiemix*)
- Der Szenario Vergleich zeigt die robuste Ausschöpfung des maximal angenommenen Anstiegs der Sanierungsrate von 1 % auf 2,5 % bis zum Jahr 2030 (im Durchschnitt der Jahre 2022-2030 1,9 %).
- Die Rechnungen der kostenoptimalen Systemzusammensetzung zeigt, dass eine Sanierungstiefe von -50 % Reduktion (KfW-70 bis -55) systemoptimal ist, während die Option

der Vollsanierung (Passivhausstandard; KfW-40) nur in dem Fall gezogen wird, wenn andere Dekarbonisierungslösungen, wie der Ausbau Erneuerbarer, nur in begrenztem Maße zur Verfügung stehen. Durch die begrenzte Sanierungsrate bis zum Jahr 2030 sollten mindestens etwa 56 % des Gebäudebestands mit mindestens KfW-70 bis -55 saniert sein. Zudem sind niederschwellige Sanierungen, wie der Austausch von Heizsystemen zur Reduktion der Vorlauftemperaturen, Bestandteil der kostenoptimalen Lösung. Bis zum Jahr 2030 wird die Anzahl der Bestandsgebäude mit Vorlauftemperaturen von 35°C nahezu verdoppelt.

- Die Reduktion der Pro-Kopf-Fläche und Anhebung der minimalen Sanierungsrate führt zu einer Kostenreduktion bei der Umstellung der Heiztechnologien und der Sanierungsaktivitäten.

3.8 Welche Instrumente und Maßnahmen sind für die Zielerreichung besonders wichtig?

Um die genannten Herausforderungen zu adressieren, die für ein Erreichen der Klimaziele des Gebäudesektors auf Basis der Modellrechnungen als notwendig erachtet werden, bedarf es einer Weiterentwicklung des bisherigen politischen Rahmens. Es steht ein breites und vielfältiges Spektrum an Instrumenten zur Verfügung, das von finanzieller Förderung, energetischer Gebäudeberatung über regulatorische Anforderungen, beispielsweise im Rahmen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG), hin zur Bepreisung von CO_2 im Verkehrs- und Gebäudesektor reicht. Dennoch entsprechen die jährlichen Emissionsminderungen nicht dem, was für einen klimaneutralen Gebäudebestand geboten ist. Politische Instrumente sollten dabei insbesondere folgende (bereits oben identifizierte) Handlungsfelder adressieren: eine Steigerung der energetischen Sanierungsrate und mittleren Sanierungstiefe sowie ambitioniertere energetische Standards im Neubau, einen Energieträgerwechsel von fossilen zu erneuerbaren Wärmeversorgungssystemen (dezentral und in Wärmenetzen) sowie einen deutlich stärkeren Ausbau der Wärmenetze als dies aktuell der Fall ist (Engelmann et al., 2021; Steinbach et al., 2021). Herausfordernd für die Ausgestaltung politischer Instrumente sind im Gebäudesektor insbesondere heterogene Akteurs- und Gebäudestrukturen, und damit auch die Komplexität der jeweilig zugrunde liegenden individuellen Entscheidungen in Bau, energetische Sanierungen und Modernisierungen (Engelmann et al., 2021). Neben einer Anpassung bestehender Instrumente und der Neueinführung möglicher weiterer Instrumente, bedarf es einer Überprüfung der Konsistenz der Instrumente hinsichtlich ihres gemeinsamen Wirkens. Insbesondere sollte verhindert werden, dass Instrumente konträr zueinander wirken und ihre Lenkungswirkung dabei (in Teilen) aufheben.

Es besteht zu großen Teilen Konsens darüber, dass der intendierte Mechanismus des Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) ein wichtiger Pfeiler zur Erfüllung der sektorspezifischen Emissionsziele durch das Klimaschutzgesetz bis 2045 ist (Edenhofer et al., 2019; EWI and FiFo, 2019; Öko-Institut and Hamburg Institut, 2021). Gleichzeitig werden durch eine CO_2-Bepreisung nicht alle Herausforderungen gleichermaßen und in hinreichender Weise adressiert, weshalb es einer Einbettung dieses Instruments in einen politischen Rahmen bedarf (EWI and FiFo, 2019). Ein Mix an Instrumenten aus den Bereichen Ordnungsrecht und finanzieller Förderung, die jeweils auf Zielkompatibilität ausgerichtet sind, sowie Beratungs- und Informationsmaßnahmen ist notwendig, um die verschiedenen Hemmnisse der Wärmewende des Gebäudesektors tatsächlich zu bewältigen. Neben Instrumenten, die primär auf eine Defossilisierung des Gebäudesektors abzielen, ist zudem essenziell, die Sozialverträglichkeit der Wärmewende sicherzustellen. Dies kann im Rahmen spezifischer Instrumente zur Abfederung sozialer Härten, aber auch, insofern möglich, einer unmittelbaren sozialverträglichen Ausgestaltung der jeweiligen Klimaschutz-Instrumente erfolgen. Im Rahmen des Ariadne-Projekts wurde bereits ein zweiteiliges Hintergrundpapier veröffentlicht, in welchem perspektivisch mögliche Instrumente für die Wärmewende aufgezeigt und diese auf Basis von Literatur hinsichtlich ihrer Klimaschutz- und Verteilungswirkung beschrieben wurden (Berneiser et al., 2021; Meyer et al., 2021). Zudem wurden die ausgewählten Instrumente von verschiedenen Stakeholdern in den Dimensionen Klimaschutzwirkung, Verteilungswirkung, ökonomische Effizienz, gesellschaftliche Akzeptanz und politische Umsetzbarkeit bewertet.

Auf Basis der Ergebnisse wurden perspektivisch mögliche, zentrale politische Instrumente identifiziert und deren mögliches Zusammenwirken diskutiert. Im Folgenden werden aus den unter anderem daraus erlangten Erkenntnissen Elemente für eine konsistente Klimaschutzpolitik für Gebäudewärme beschrieben.

- Die verschiedenen Instrumente übergreifend sollte ein **Zielfahrplan** entwickelt werden, durch welchen die notwendige energetische Entwicklung des Gebäudesektors gemonitort bzw. evaluiert wird (Engelmann et al., 2021). Dies ermöglicht eine frühzeitige Nachjustierung von Instrumenten und bietet Planungs- und Investitionssicherheit für Eigentümerinnen und Investoren. Bau- und Sanierungsaktivitäten können so transparenter auf Zielkonformität überprüft werden.
- Neben der Etablierung eines Zielfahrplans sollten auch weitere Planungsinstrumente (verbindlich) implementiert werden, so **gebäudeindividuelle Sanierungsfahrpläne** (iSFP) und eine **strategische kommunale Wärmeplanung**. Dadurch werden informierte Ent-

scheidungen ermöglicht und die Koordination einer Vielzahl an möglichen oder notwendigen Maßnahmen für einzelne Gebäude, aber auch Quartiere und Kommunen, unterstützt (für einen Überblick zur strategischen kommunalen Wärmeplanung siehe Köhler et al., 2021). Im Bereich der verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung können somit Investitionen in den Ausbau der netzgebundenen Wärmeversorgung langfristig geplant und angereizt werden. Insgesamt kann durch Planungsinstrumente ein effizienter Einsatz finanzieller Mittel sichergestellt werden, was insbesondere für Technologien mit hohen Investitionskosten (wie beispielsweise der Wärmenetzaus- und -umbau) sinnvoll ist.

- In der Kategorie *Steuern und Abgaben* ist insbesondere die Entwicklung des CO_2-Preispfades hervorzuheben. Es bestehen unterschiedliche Aussagen darüber, wie hoch der **CO_2-Preis** im Gebäudesektor ausfallen müsste, um eine ausreichende Lenkungswirkung zu entfalten. Konsens besteht jedoch darüber, dass ein deutlich höherer Preis notwendig ist als bisher im BEHG bis 2025 vorgesehen (siehe bspw. Bach et al., 2019; Frondel, 2019; Ragwitz et al., 2021). Je höher der CO_2-Preis jedoch ausfällt, desto entscheidender werden entsprechende Rückverteilungsmechanismen und Maßnahmen zur Abfederung sozialer Härten. Möglichkeiten sind dabei etwa eine Pro-Kopf-Rückverteilung der Mehreinnahmen und die (bereits beschlossene) Deckelung bzw. perspektivische Absenkung der EEG-Umlage (Gechert et al., 2019). Im vermieteten Wohnungsbestand reizt die derzeitige vollständige Übernahme der CO_2-Preis Mehrkosten durch die Mieterinnen zwar energiesparendes Verhalten an, Investitionen in erneuerbare Wärmeversorgungssysteme und energetische Sanierungen, wenn überhaupt, jedoch nur auf indirektem Weg (z. B. durch eine höhere Nachfrage nach Wohnungen mit hohen Effizienzstandards) (Keimeyer et al., 2020). Um die proklamierte Lenkungswirkung durch vorausschauendes Investitionsverhalten zu entfalten, bedarf es insbesondere der frühzeitigen Kommunikation der Preispfade.

  Darüber hinaus kann die Ausrichtung der Höhe der Grund- und Grunderwerbssteuer bei Eigentumswechsel an der Energieeffizienz eines Gebäudes die Attraktivität von energetisch hochwertigen Immobilien fördern (siehe bspw. Henger, 2020; Prognos et al., 2015).
- Aus *ordnungsrechtlicher* Sicht bedarf es insbesondere einer Neuaufsetzung des **Gebäudeenergiegesetzes GEG** (ifeu et al., 2021). Dabei sollte unter anderem eine Umstellung auf CO_2 als Bewertungsmaßstab für die Erfüllung von Anforderungen erfolgen und Emissionsfaktoren anhand der während der Betriebsdauer zu erwartenden CO_2-Emissionen berechnet werden (Ragwitz et al., 2021). Zudem bedarf es ambitionierterer Anforderun-

gen an Neubau sowie langfristig adäquater energetischer Anforderungen an Bestandsgebäude (ifeu et al., 2021). Um individuell auftretende Belastungen abzufedern, könnte eine Förderung hoher Effizienzstandards trotz energetischer Vorgaben ermöglicht werden (ifeu et al., 2021; Klinski, 2021). Der Einbau von Öl- und Kohleheizungen wird im derzeitigen GEG zwar bereits verboten, jedoch mitsamt weitreichenden Ausnahmeregelungen. Perspektivisch bedarf es neben einer Einschränkung der Ausnahmen voraussichtlich auch an Obergrenzen für lebenszyklusbezogene THG-Intensitäten für alle Heizkessel mit fossilen Brennstoffen (ifeu et al., 2021) und/oder ggf. auch an Installations- und Betriebsverboten von Gasheizungen. Zur Förderung des Ausbaus und Defossilisierung der Wärmenetze wäre es sinnvoll, dass in der **Wärmelieferverordnung** (WärmeLV) geforderte Verfahren zur Darstellung der Kostenneutralität bei Umstellung auf einen Wärmeliefervertrag abzuschwächen: Bei Umstellung auf eine klimafreundlichere Wärmeerzeugung (beispielsweise durch Großwärmepumpen, Geothermie, Solarthermie) sollte eine begrenzte Kostensteigerung zulässig sein (Ragwitz et al., 2021). Zudem könnte ein sukzessiv anwachsender Mindestanteil an erneuerbaren Energien und Abwärme in Fernwärmesystemen (z. B. als Ergänzung zu einer verlässlichen Förderung von Investitions- und Betriebskosten) eingeführt werden.

- Im Bereich der **Förderinstrumente** sollten alle Förderungen für nicht zielkompatible Technologien und Standards auslaufen (das heißt Förderungen von Technologien mit CO_2-Emissionen, beispielsweise auch Gasbrennwertkessel, oder Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen, die nicht zielkompatibel sind). Um sozialen Härten zu entgegnen, könnten die jeweiligen Fördersummen zudem an Einkommen und Vermögen ausgerichtet werden. Weiterhin könnte die steuerliche Förderung von energetischen Gebäudesanierungen, die seit 2020 für Selbstnutzende gilt, auch auf Mietobjekte ausgeweitet werden.
- Perspektivische **informatorische Instrumente** sollten sowohl individuelle spezifische Informationsbereitstellung, beispielsweise im Rahmen eines verpflichtenden individuellen Sanierungsfahrplans (iSFP), sowie Maßnahmen zur Behebung des Fachkräftemangels umfassen. Durch Letzteren bzw. einen Mangel an Nachwuchs in Handwerk, Planung und Heizungsindustrie wird die Umsetzbarkeit der Wärmewende gefährdet. Möglichkeiten zur Fachkräftegewinnung sind zum Beispiel Nachwuchs- und Umschulungsprogramme, Maßnahmen zur Erhöhung der Attraktivität der Berufe durch Gleichwertigkeit der Abschlüsse sowie die Anpassung der Aus- und Weiterbildungsprogramme von Handwerkern an zielkompatible Technologien (Ragwitz et al., 2021).

- Großes Potenzial zur THG-Einsparung liegt zudem in Suffizienzmaßnahmen bzw. Instrumenten, die (über den CO_2-Preis hinweg) energiesparendes und flächensparendes Verhalten belohnen (bspw. zur Eindämmung von Rebound-Effekten und Begrenzung der kontinuierlich ansteigenden Wohnfläche pro Person, siehe Fischer et al., 2016; Kenkmann et al., 2019). Bisher spielen solche Aspekte im politischen Instrumentarium eine stark untergeordnete Rolle.

Literaturangaben

Bach S, Isaak N, Kemfert C, Kunert U, Schill W-P, Wägner N, Zaklan A, 2019. Für eine sozialverträgliche CO-2-Bepreisung Forschungsvorhaben „CO2-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor: Diskussion von Wirkungen und alternativen Entlastungsoptionen": im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.635193.de/diwkompakt_2019-138.pdf.

Berneiser J, Burkhardt A, Alexander R, Köhler B, Meyer R, Sommer S, Yilmaz Y, Herkel S, 2021. Maßnahmen und Instrumente für eine ambitionierte, klimafreundliche und sozialverträgliche Wärmewende im Gebäudesektor – Teil 1: Analyse der Herausforderungen und Instrumente im Gebäudesektor. Ariadne-Hintergrund. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ariadneprojekt.de/publikation/herausforderungen-und-instrumente-im-gebaudesektor/.

BMWi, 2020b. Energieeffizienz in Zahlen 2020. Entwicklungen und Trends in Deutschland 2020. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2020.html.

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) (Hrsg), 2015. Wohnungsmarktprognose 2030. BBSR-Analysen KOMPAKT 07/2015. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/fachbeitraege/wohnen-immobilien/wohnungsmarktprognose/Prognose2030/Prognose2030.html.

Cischinsky H, Diefenbach N, IWU, 2018. Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016. Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/gebaeudebestand/prj/Endbericht_Datenerhebung_Wohngeb%C3%A4udebestand_2016.pdf.

Deutsche Energie-Agentur (dena), 2021. dena-Gebäudereport 2021 – Fokusthemen zum Klimaschutz im Gebäudebereich. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-GEBAEUDEREPORT_2021_Fokusthemen_zum_Klimaschutz_im_Gebaeudebereich.pdf.

Edenhofer O, Flachsland C, Kalkuhl M, Knopf B, Pahle M, 2019. Optionen für eine CO2-Preisreform. MCC-PIK-Expertise für den Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Optionen_f%C3%BCr_eine_CO2-Preisreform_final.pdf.

ERK, 2021. Bericht zur Vorjahresschätzung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2020. Prüfung und Bewertung der Emissionsdaten gemäß § 12 Abs. 1 Bundes-Klimaschutzgesetz. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://expertenrat-klima.de/content/uploads/2021/04/210415_Bericht_Expertenrat_Klimafragen_2021.pdf.

Engelmann P, Köhler B, Meyer R, Dengler J, Herkel S, Kießling L, Quast A, Berneiser J, Bär C, Sterchele P, et al., 2021. Systemische Herausforderung der Wärmewende. In: Umweltbundesamt (Hrsg) Climate Change 18/2021 [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/systemische-herausforderung-der-waermewende.

EWI, FiFo, 2019. CO_2-Bepreisung im Gebäudesektor und notwendige Zusatzinstrumente. In: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (Hrsg) [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/co2-bepreisung-im-gebaeudesektor-und-notwendige-zusatzinstrumente/.

Fischer C, Blanck R, Brohmann B, Cludius J, Förster H, Heyen DA, Hünecke K, Keimeyer F, Kenkmann T, Scheicher T, et al., 2016. Konzept zur absoluten Verminderung des Energiebedarfs: Potenziale, Rahmenbedingungen und Instrumente zur Erreichung der Energieverbrauchs-ziele des Energiekonzepts. Climate Change, 17/2016. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_17_2016_konzept_zur_absoluten_verminderung_des_energiebedarfs.pdf.

Frondel M, 2019. CO2-Bepreisung in den nicht in den Emissionshandel integrierten Sektoren. RWI - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Essen, Germany (RWI Materialien Diskussionspaper) [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://www.rwi-essen.de/publikationen/rwi-materialien/464/.

Gechert S, Rietzler K, Schreiber S, Stein U, 2019. Wirtschaftliche Instrumente für eine klima- und sozialverträgliche CO2-Bepreisung: Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. IMK Study, No. 65. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.econstor.eu/bitstream/10419/206808/1/1677239328.pdf.

Henger R, 2020. Kommt eine mutlose Grundsteuerreform? -Simulations- und Wirkungsanalyse verschiedener Reformmodelle.

Hörner M, 2021. Der Bestand der Nichtwohngebäude in Deutschland: Daten und Fakten. Abschlussvortrag am 28.04.2021 zu ENOB:dataNWG. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.datanwg.de/fileadmin/user/iwu/210428_IWU_PT_dataNWG_DatenundFakten.pdf.

ifeu, EEI, schulde darup, 2021. Neukonzeption des Gebäudeenergiegesetzes (GEG 2.0) zur Erreichung eines klimaneutralen Gebäudebestandes. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/2021_04_GEG_2.0_BET_V2__4_.pdf.

Keimeyer F, Klinski S, Braungardt S, Bürger V, 2020. Begrenzung der Umlagemöglichkeit der Kosten eines Brennstoff- Emissionshandels auf Mieter*innen - Kurzstudie. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Kurzstudie-Umwaelzung-CO2-Bepreisung.pdf.

Kenkmann T, Cludius J, Fischer C, Fries T, Keimeyer F, Schumacher K, Brischke L-A, Leuser L, 2019. Flächensparend Wohnen. Texte 104/2019. Öko-Institut, Freiburg / Darmstadt / Berlin [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/flaechensparend-wohnen.

Klinski S, 2021. Zu den Möglichkeiten der öffentlichen Förderung im Bereich bestehender gesetzlicher Pflichten („Fördern trotz Fordern"). [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://deneff.org/wp-content/uploads/2021/08/Klinski_Expertise_Fo%CC%88rdern_und_Fordern_2021-03-09_final.pdf.

Köhler B, Bürger V, Weidinger R, Doderer H, Schäfer-Stradowsky S, Tänzler D, 2021. Strategische kommunale Wärmeplanung. Ariadna Analyse. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-strategische-kommunale-waermeplanung/.

Meyer R, Berneiser J, Burkhardt A, Doderer H, Eickelmann E, Henger R, Köhler B, Sommer S, Yilmaz Y, Blesl M, et al., 2021. Maßnahmen und Instrumente für eine ambitionierte, klimafreundliche und sozialverträgliche Wärmewende im Gebäudesektor – Teil 2: Instrumentensteckbriefe für den Gebäudesektor. Ariadne-Hintergrund. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ariadneprojekt.de/news/instrumenten-vielfalt-in-der-waermewende-viele-wege-aber-welcher-fuehrt-ans-ziel/.

Öko-Institut, Hamburg Institut, 2021. Agenda Wärmewende 2021. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/06/2021-06-10-Waermewende-2021.pdf.

Prognos, ifeu, IWU, 2015. Hintergrundpapier zur Effizienzstrategie Gebäude. , Berlin, Heidelberg, Darmstadt [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/20151220_prognos_hintergrundpapier_ees.pdf.

Ragwitz M, Henning H-M, Billerbeck A, Bracke R, Bradke H, Fleiter T, Gerhardt N, Held A, Herkel S, Kost C, et al., 2021. 7 Empfehlungen zum Gelingen der Energiewende. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.cines.fraunhofer.de/de/jcr:content/contentPar/teaser_overview/teaserPar/teaser_542074243/linklistParsys/downloadcomponent/file.res/Fraunhofer_CINES_7%20Empfehlungen.pdf.

Statistisches Bundesamt (DESTATIS) (Hrsg), 2020. Fachserie 3 Reihe 1: Bevölkerung und Erwerbstätigkeit - Haushalte und Familien. Ergebnisse des Mikrozensus. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Publikationen/_publikationen-innen-haushalte.html.

Statistisches Bundesamt (DESTATIS) (Hrsg), 2021. Fachserie 5 Reihe 3: Bautätigkeit und Wohnungen - Bestand an Wohnungen. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Publikationen/Downloads-Wohnen/bestand-wohnungen-2050300207004.pdf;jsessionid=A7D8E95B4791CB0FDF2F4B664F949ECF.live742?__blob=publicationFile.

Steinbach J, Deurer J, Senkpiel C, Brandes J, Berneiser J, Kost C, 2021. Wege zur Erreichung eines klimaneutralen Gebäudebestandes 2050. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2021/bbsr-online-23-2021-dl.pdf;jsessionid=73531272080617B321FED614B90E8ED3.live11311?__blob=publicationFile&v=2.

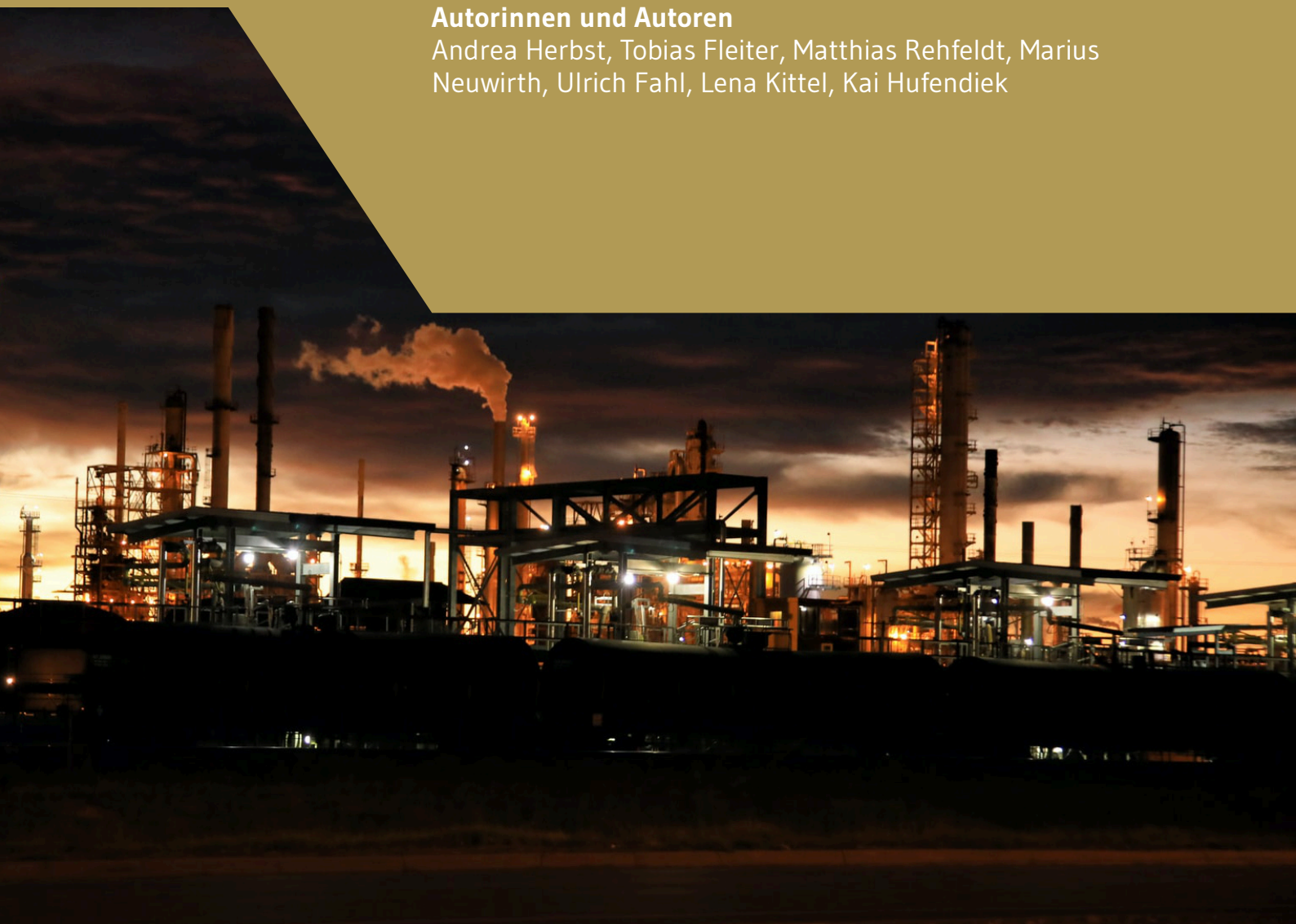
Sterchele P, Brandes J, Heilig J, Wrede D, Kost C, Schlegl T, Bett A, Henning H-M, 2020. Studie: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2021/bbsr-online-23-2021.html.

UBA, 2021d. Vorjahreschätzung der deutschen Treibhausgas Emissionen für das Jahr 2020. Stand 15.03.2021. [Aufruf am: 26.08.2021] URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2021_03_10_trendtabellen_thg_nach_sektoren_v1.0.xlsx

4. Industriewende

4.1	Zusammenfassung	112
4.2	Die Industriewende im Systemkontext	113
4.3	Modellierung der Industriewende	113
4.3.1	*Methodik*	*116*
4.3.2	*Szenariodefinition und -annahmen*	*117*
4.4	Direkte und indirekte Elektrifizierung	121
4.4.1	*Industrielle Emissionen und Energienachfrage*	*122*
4.4.2	*Technologieüberblick Wasserstoffeinsatz und direkte Elektrifizierung*	*125*
4.4.3	*Einsatz CO_2-neutraler sekundärer Energieträger in den Szenarien*	*130*
4.4.4	*Industrielle Eigenerzeugung*	*132*
4.5	Prioritäten für den Zeithorizont 2030	133
4.6	Welche Instrumente und Maßnahmen sind für die Zielerreichung besonders wichtig?	141
4.7	Fazit	143
Literaturangaben		145

Autorinnen und Autoren
Andrea Herbst, Tobias Fleiter, Matthias Rehfeldt, Marius Neuwirth, Ulrich Fahl, Lena Kittel, Kai Hufendiek



4.1 Zusammenfassung

Die Transformation des Industriesektors steht heute immer noch vor sehr großen Herausforderungen. Der Industriesektor ist verantwortlich für etwa 23 % der Treibhausgas (THG)-Emissionen in Deutschland und somit von entscheidender Bedeutung für die Erreichung der europäischen Klimaziele. Eine hohe Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen in Kombination mit hohen Temperaturbedarfen, technischen Restriktionen, und prozessbedingten Emissionen aus chemischen Reaktionen im Produktionsprozess, benötigen erhebliche Veränderungen in energie-intensiven Industriebranchen aber auch weitgehende Unterstützung für erneuerbare Energien und Effizienz.

Die Szenarien zeigen alternative Pfade zu einer nahezu CO_2-neutralen Industrieproduktion bis zum Jahr 2045. Sie beinhalten ambitionierte Veränderungen des gesamten industriellen Produktionssystems und unterstellen eine tiefgreifende Transformation in vielen Branchen und Wertschöpfungsketten. Die wichtigsten Vermeidungshebel sind Energie- und Materialeffizienz bzw. die Einführung einer Kreislaufwirtschaft, der Prozesswechsel auf sekundäre Produktionsrouten und innovative CO_2-neutrale Verfahren, sowie ein umfassender Einsatz von CO_2-neutralen Sekundärenergieträgern wie Strom, Wasserstoff und synthetisches Methan.

In allen Szenarien werden neben Verbesserungen der Material- und Energieeffizienz hohe Mengen an CO_2-neutralen Sekundärenergieträgern eingesetzt. Abhängig von dem gesetzten Technologie-Schwerpunkt verdoppelt sich der Stromeinsatz nahezu von heute 226 TWh auf bis zu 413 TWh in 2045. Im extremen Fall einer „Wasserstoffwelt" steigt der industrielle Einsatz von Wasserstoff auf bis zu 342 TWh in 2045, sowohl für die energetische als auch die stoffliche Nutzung. Der Einsatz von synthetischem Methan beträgt im Extremfall 347 TWh in 2045. Der Zuwachs findet vor allem nach 2030 statt, wodurch das Sektorziel in diesem Fall nicht erreicht wird, und ist dazu abhängig von den angenommenen Beimischungsquoten ins Erdgasnetz.

Damit die Umstellung auf eine CO_2-neutrale Industrieproduktion bis zum Jahr 2045 gelingen kann, ist der Zeithorizont bis 2030 entscheidend. Bis dahin muss es gelingen, CO_2-neutrale Verfahren vom Pilot- und Demonstrations-Maßstab auf industrielles Niveau zu skalieren und ihren wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Hohe Investitionen in Neuanlagen sind nötig und Lösungen zur Bereitstellung von CO_2-neutralem Wasserstoff und Strom müssen umgesetzt werden. Ferner verlangt das 2030-Ziel des Klimaschutzgesetzes für den Industriesektor ein Absinken der Emissionen auf 118 $MtCO_2äq$ bis 2030 von 190 Mt im Jahr 2018 und damit bereits bis 2030

grundlegende Umstellungen. Ohne einen substanziellen Einsatz von neuen CO_2-armen/neutralen Produktionsverfahren wie der Herstellung von Stahl über die Direktreduktion ist das Sektorziel nicht zu erreichen.

Entsprechend muss der regulatorische Rahmen eine klare Perspektive für die CO_2-neutrale Produktion bieten. Dies betrifft besonders die Verfügbarkeit und Rolle von CO_2-neutralem Strom, Wasserstoff und Gas. Mittelfristig ist ein Anstieg des CO_2-Preises auf über 100 Euro/tCO_2 nötig, um CO_2-neutrale Verfahren wirtschaftlich betreiben zu können. Gezielte Förderungen von Betriebs- und Investitionskosten sind nötig, solange der CO_2-Preis alleine keine wettbewerbsfähige Investition ermöglicht. Auch grüne Leitmärkte können die Transformation beschleunigen. Über die Grundstoffindustrie hinaus sind CO_2-Preissignale bis in die Verbrauchssektoren entscheidend, um Wertschöpfungsketten am Ziel der CO_2-Neutralität auszurichten. Dabei gilt es, die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie zu stützen.

4.2 Die Industriewende im Systemkontext

Mit rund 190 MtCO_2äq ist der Industriesektor für etwa 23 % der THG-Emissionen in **Deutschland** im Jahr 2018 verantwortlich. Die Mehrheit dieser Emissionen werden von Unternehmen der energieintensiven Industriezweige (z. B. Metallerzeugung, Grundstoffchemie, Verarbeitung von Steinen und Erden) verursacht, welche gleichzeitig für etwa 70 % des industriellen Energiebedarfs verantwortlich sind. Gas, Kohle und Strom sind dabei die wichtigsten Energieträger in der Industrie, wobei heute immer noch etwas mehr als die Hälfte des industriellen Endenergieverbrauchs fossilen Ursprungs ist (siehe Abbildung 4.1). Folglich muss der Industriesektor noch erhebliche weitere Anstrengungen unternehmen, um zukünftig auf den Einsatz fossiler Brennstoffe verzichten zu können.

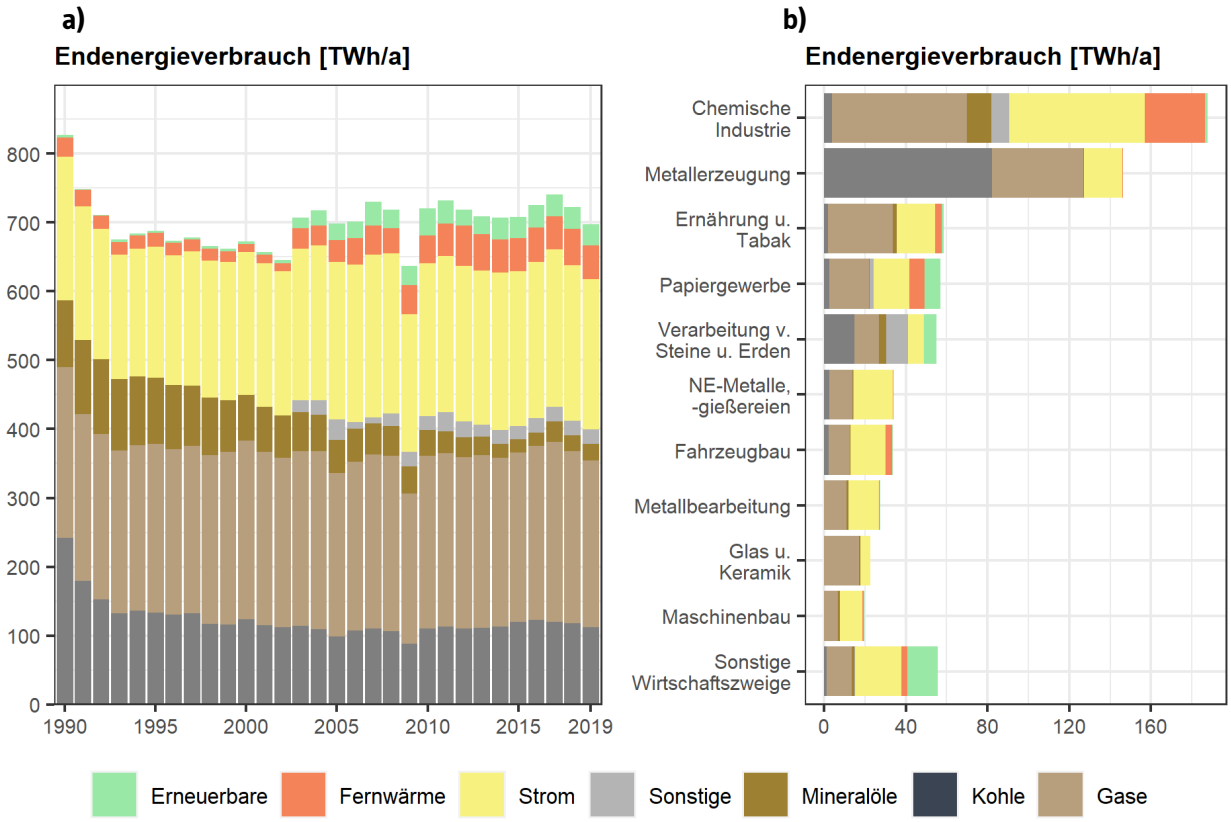


Abbildung 4.1: a) Industrieller Endenergieverbrauch Gesamt (1990 – 2019) und b) nach Wirtschaftszweig (2019). Quelle: (AGEB, 2020a)

Unterschieden nach Endanwendungen sind die meisten industriellen THG-Emissionen mit der Hochtemperatur-Prozesswärme verbunden, entweder in Form von Dampf oder Warmwasser oder aus der direkten Befeuerung verschiedener Arten von Öfen (siehe Abbildung 4.2). Die hohen Temperaturen und die spezifischen Anforderungen von industriellen Öfen beschränken die Nutzung erneuerbarer Energien auf Biomasse oder sekundäre Energieträger. Die prozessbedingten Emissionen machen ebenfalls einen signifikanten Anteil der industriellen Emissionen aus. Sie stammen aus chemischen Reaktionen im Produktionsprozess und ihre Minderung ist bei den derzeit eingesetzten Prozessen technisch schwierig oder gar unmöglich. Hinzu kommen die industrielle Stromeigenerzeugung und die Bereitstellung von Raumwärme, welche bei der Bewertung des industriellen Energiebedarfs und der CO_2-Emissionen nicht außer Acht gelassen werden sollten.

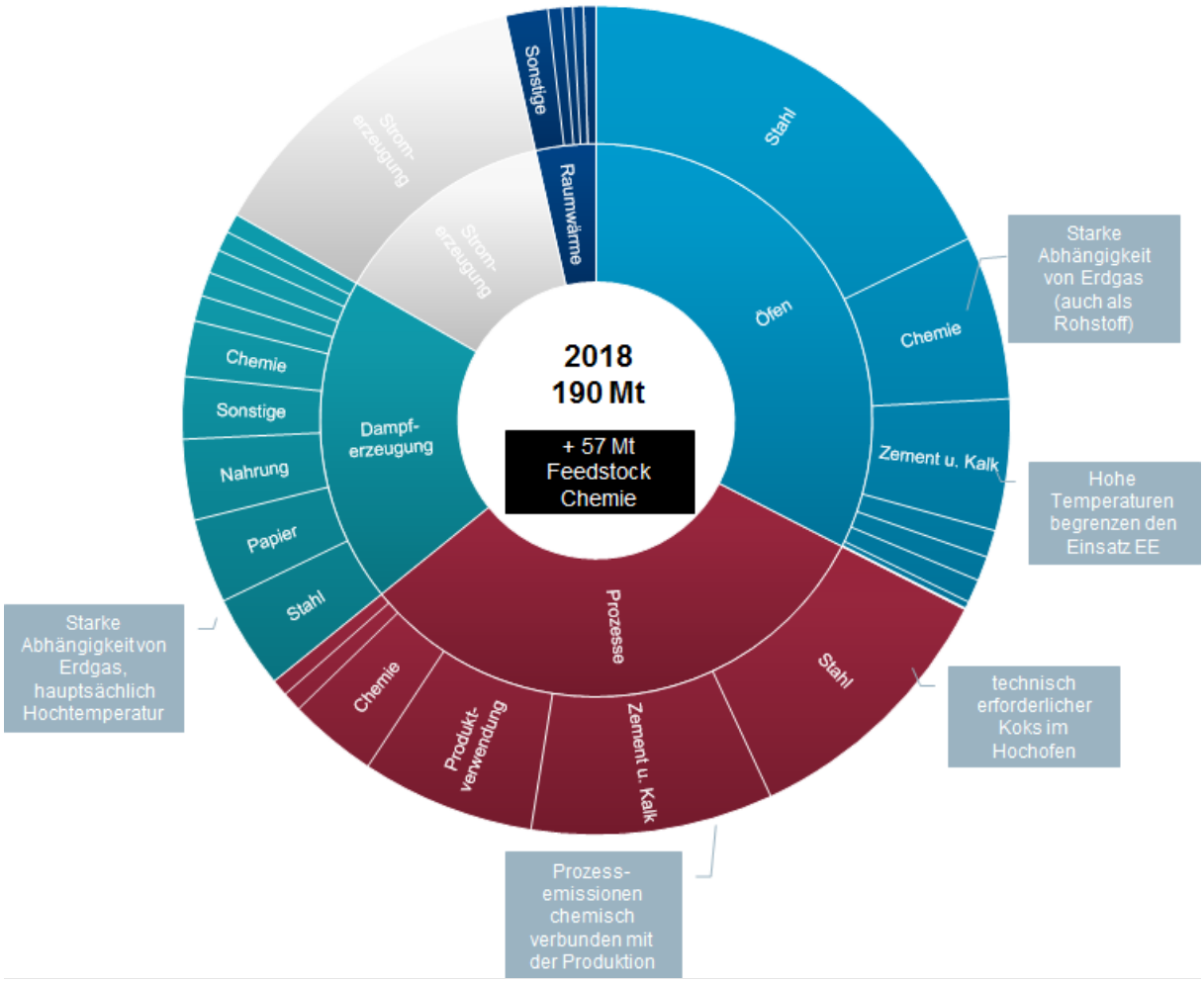


Abbildung 4.2: Direkte industrielle Emissionen in Deutschland nach Anwendung und Branche entsprechend der Emissionsbilanzierung des Klimaschutzgesetzes. Quelle: Fraunhofer ISI. Darstellung ohne Raffinerien und ohne rohstoffliche Nutzung von Energieträgern. EE steht für erneuerbare Energien.

Das Ziel der langfristigen THG-Neutralität ist sowohl politisch als auch gesellschaftlich Konsens, jedoch sind die sektorspezifischen Technologiepfade sowie die politischen Rahmenbedingungen und Instrumente, die dazu führen sollen, noch in Diskussion.

Für die Industrie liegen aktuell viele Dekarbonisierungsstrategien auf dem Tisch: z. B. die Elektrifizierung der Prozesswärme, eine Umstellung auf Wasserstoff oder grünes Gas, der vermehrte Einsatz von Biomasse, die Markteinführung CO_2-armer Verfahren, die Nutzung von CO_2-Abscheidung und -Speicherung (CCS) verbunden mit der Kreislaufführung von CO_2, ein Ausbau der Kreislaufwirtschaft sowie die effizientere Materialnutzung. Die einzelnen Beiträge dieser Maßnahmen und deren Effizienz, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit werden aber noch diskutiert. Neue Technologien unterscheiden sich hier in Reife und Entfernung vom Markt sowie in ihrer Abhängigkeit von Ressourcen und Infrastruktur.

Ein wichtiger Meilenstein auf dem Weg zur langfristigen CO_2-Neutralität ist das Jahr 2030, für welches in Deutschland ein Minderungsziel von 118 Mt = ~57 % gegenüber 1990 für den Industriesektor vorgesehen ist. Zum heutigen Zeitpunkt reichen jedoch die aktuell beschlossenen und implementierten Instrumente nicht aus, um dieses Ziel zu erreichen.

4.3 Modellierung der Industriewende

4.3.1 Methodik

Um die Rolle des Industriesektors in der Energie- und Klimawende näher zu beleuchten wird das Modell **FORECAST**[14] (Fleiter et al., 2018) als **Leitmodell** eingesetzt (Details siehe Appendix des Berichts). FORECAST ist ein Bottom-up Energienachfragemodell, welches die Technologiestruktur der Industrie abbildet und den industriellen Energieverbrauch, Emissionen und Kosten auf Prozessebene modelliert. Das Modell ist hierarchisch aufgebaut und unterteilt die Industrie anhand der Energiebilanzen in einzelne Wirtschaftszweige bzw. Subsektoren, welchen spezifische Industrieprozesse zugeordnet werden. Des Weiteren werden Technologiebereiche wie Elektromotoren, Industrieöfen, Raumwärme und Dampferzeugung separat modelliert.

Für die Berechnung von Szenarien können alle wichtigen Dekarbonisierungsstrategien berücksichtigt werden:

- Inkrementelle Verbesserung der **Energieeffizienz durch beste verfügbare Technik (BVT)** der bestehenden Anlagen: Eine hohe Auflösung bei Prozessen und eine umfassende Datenbank zu Einspartechniken erlauben eine möglichst genaue Bewertung des vorhandenen Effizienz-Potenzials.
- **Prozesswechsel auf neue CO_2-arme bzw. CO_2-neutrale Herstellungsverfahren**: Eine hohe Auflösung bei Produktionsrouten und Prozessen erlaubt konkrete Annahmen zum Wechsel auf neue Herstellungsverfahren je Produktionsroute. Neue Verfahren sind ggfs. auch mit dem Wechsel auf einen anderen Energieträger verbunden (zum Beispiel Wasserstoff oder Strom).
- **Brennstoffwechsel**: Ein Bestandsmodell der Dampferzeuger inkl. Discrete-Choice-Modellierung der Investitionsentscheidung erlaubt die endogene Simulation des Brennstoffwechsels entsprechend der Wirtschaftlichkeit und des Technologiebestandes der ver-

[14] https://www.forecast-model.eu

schiedenen Dampferzeuger. Ein vereinfachter Discrete-Choice-Ansatz wird für die Modellierung des Brennstoffwechsels bei Industrieöfen verwendet (Rehfeldt et al., 2018). Dabei ist ein Wechsel auf Biomasse, Strom (Elektrokessel, Wärmepumpen), Wasserstoff oder PtG (Power-to-Gas) möglich.

- **CO_2-Abscheidung und -Speicherung (CCS) sowie –Nutzung (CCU)**: Eine hohe Prozessauflösung erlaubt die Zuordnung von CCS zu ausgewählten Prozessen. Durch CCS können verbleibende prozessbedingte Emissionen gemindert werden.
- **Recycling und Materialeffizienz** entlang der Wertschöpfungskette: Eine große Anzahl berücksichtigter Produkte und die separate Modellierung von Primär- und Sekundärrouten erlauben je Szenario spezifische Annahmen zum Fortschritt bei Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft.

4.3.2 Szenariodefinition und -annahmen

Im Folgenden werden vier Szenarien für den Industriesektor mit dem Bezugszeitpunkt 2045 betrachtet, welche eine THG-Minderung von mindestens 95 % bis zum Jahr 2045 gegenüber 1990 anstreben. Die Geschwindigkeit des Wandels ist insbesondere ab 2030 sehr hoch und zielt auf eine fast 100-prozentige Bestandsdiffusion in den Grundstoffbranchen bis 2045 ab. In einigen Fällen erfordert dies einen frühzeitigen Ersatz von Technologien, noch bevor sie das Ende ihrer Lebensdauer erreichen, was zu zusätzlichen Kosten führt.

Im Szenario *Elektrifizierung* werden direktelektrische Lösungen in der Industrie, unter Berücksichtigung von Technologieverfügbarkeit und Umsetzbarkeit, in allen Bereichen bevorzugt. Analog wird im Szenario *Wasserstoff* umfassend Wasserstoff eingesetzt, sowohl in der energetischen als auch in der stofflichen Nutzung. Das Szenario *E-Fuels* nutzt synthetisches Methan ab 2030, unter der Annahme, dass dieses verfügbar ist und dem Erdgasnetz in steigenden Anteilen beigemischt wird, um so bis zum Jahr 2045 fossiles Erdgas vollständig zu ersetzen (siehe Tabelle 4.1). Zusätzlich zu den drei Technologie-Schwerpunkt-Szenarien (*E-Fuels, Wasserstoff* und *Elektrifizierung*) wird ein *Technologiemix*-Szenario ohne eindeutigen Technologie-Schwerpunkt analysiert. In diesem Szenario werden Lösungen bevorzugt, welche im wissenschaftlich-gesellschaftlichen Diskurs als besonders vielversprechend und umsetzbar diskutiert werden. Hierzu wurde auf Informationen aus bestehenden Studien und Verbandsinformationen ausgewählter Industriebranchen zurückgegriffen.

		Technologiemix	Elektrifizierung	Wasserstoff	E-Fuels
THG-Minderung Industrie ggü. 1990	2030	Ziel erreicht			Ziel nicht erreicht
	2045	>-95 %			> -95 %
CCS	Stahl, Chemie, Zement u. Kalk	nein			CCS bei Zement
CCU	Zement u. Kalk	Zement u. Kalk als CO_2-Quelle			nein
Prozesswechsel auf CO_2-arme Primär-Verfahren	Stahl	H2-DRI*			PtG-DRI*
	Zement	CO_2-arme Zementsorten + Müll, Klinkerfaktor	Elektrische Klinker- und Kalköfen	CO_2-arme Zementsorten + H2-befeuerte Öfen	CO_2-arme Zementsorten + Gas
	Chemie	MtO*, H_2-Methanol, H_2 Elektrolyse-Ammoniak			MtO + PtG Methanol, H_2 Elektrolyse-Ammoniak;
	Glas	H_2-befeuerte Schmelzwanne	Elektrische Schmelzwanne	H_2-befeuerte Schmelz-wanne	Erdgas-befeuerte Schmelzwanne
Brennstoffwechsel	Industrieöfen	H_2, Strom, Müll	Strom dominant	H_2-befeuerte Öfen	Gas dominant
	Dampferzeugung u. Warmwasser	Mix	Strom dominant	H_2-befeuerte Dampferzeugung	Gas dominant

* Für eine detaillierte Technologiebeschreibung siehe Abschnitt 4.4.2

Tabelle 4.1: Szenariobeschreibung für den Industriesektor. Quelle: Fraunhofer ISI

Zentrale Rahmendaten für die Analyse der Industrie sind sowohl die Entwicklung der industriellen Wertschöpfung als auch die Produktionsentwicklung wichtiger energieintensiver Produkte der Grundstoffindustrie. In den gezeigten Szenarien wächst die Bruttowertschöpfung des gesamten Industriesektors in Deutschland bis 2045 um rund 1 % p. a., wobei jedoch ein höheres Wachstum in der Konsum- und Investitionsgüterindustrie stattfindet, während die Grundstoffindustrien unterdurchschnittlich wachsen.

Die abgeleiteten Produktionsmengen (siehe Abbildung 4.3) enthalten in allen Szenarien identische Annahmen zur Erhöhung der Material- und Ressourceneffizienz als auch der Kreislaufwirtschaft, was ebenfalls eine wichtige Säule zur Dekarbonisierung des Industriesektors darstellt (Material Economics, 2018; Purr et al., 2019).

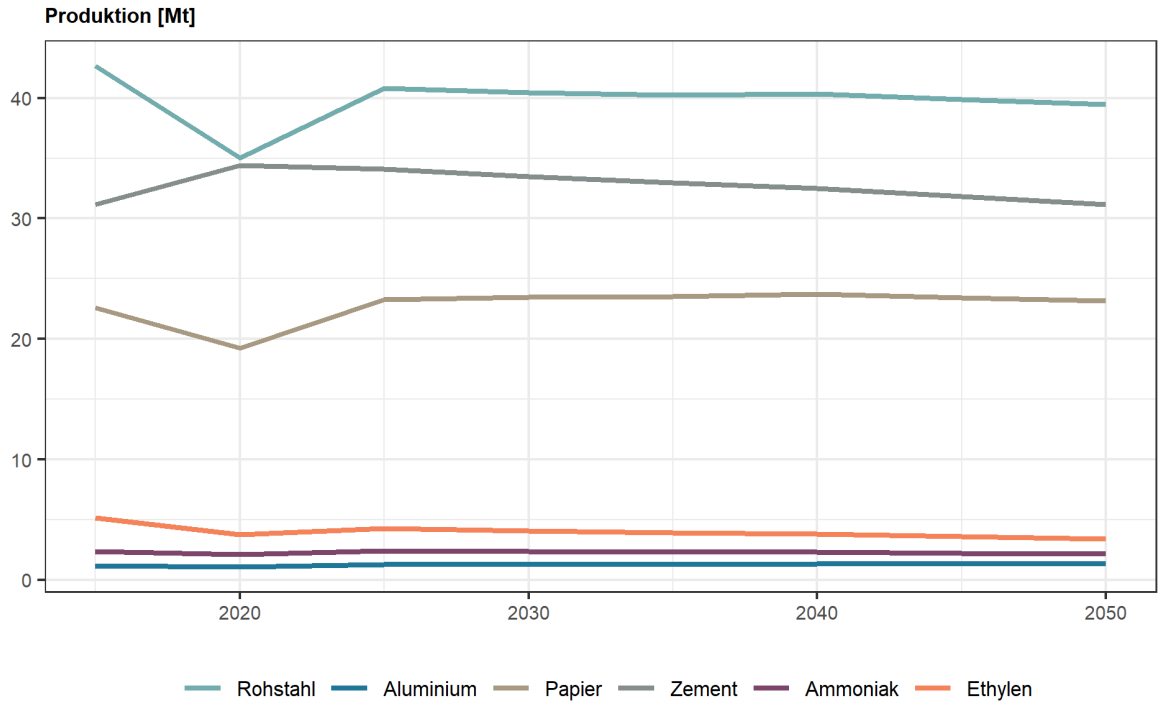


Abbildung 4.3: Produktionsentwicklung ausgewählter energie-intensiver Grundstoffe (Mt). Quelle: Fraunhofer ISI

Die getroffenen Annahmen zu Wirtschafts- und Produktionsentwicklung der deutschen Industrie können natürlich herausgefordert werden. So besteht in ambitionierten Vermeidungsszenarien das Risiko von Carbon Leakage (siehe Box Wettbewerbseffekte und Carbon Leakage-Schutz), wenn nicht entsprechende Schutzmaßnahmen ergriffen werden.

Box: Wettbewerbseffekte und Carbon Leakage-Schutz (Fahl et al., 2021)

International nicht abgestimmte Klimaschutzbemühungen erhöhen das Risiko des „Carbon Leakage", das heißt das Risiko der Abwanderung energieintensiver Industrien aus Deutschland und somit die Verlagerung von Emissionen. Langfristig bietet Klimaschutz aber auch Chancen: Eine stringente und glaubwürdige Klimapolitik reizt Innovationen an und fördert Investitionen in CO_2-effiziente Technologien. In einer Weltwirtschaft, die sich zunehmend auf das Langfristziel Klimaneutralität ausrichtet, bedeutet dies einen Vorsprung im Wettlauf um zukunftsfähige Technologien, jedoch nur, wenn sich die Industriebranchen auch kurzfristig im Wettbewerb behaupten können. Vor dem Hintergrund der verschärften Klimaschutzziele auf nationaler und auf europäischer Ebene wird das Potenzial für die Weiterführung der bestehenden Regelungen des Carbon Leakage-Schutzes, insbesondere der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen, in der Zukunft sehr begrenzt sein (Abnahme der verfügbaren Emissionsberechtigungen, keine spürbaren „grünen" Investitionsanreize, Schwächung des CO_2-Preissignals). Aus diesen Gründen werden alternative Maßnahmen diskutiert: der Grenzausgleich im engeren Sinne (Grenzsteuer / notional ETS) und die Verbrauchs- oder Klimaabgabe. Der Grenzausgleich im engeren Sinne eignet sich eher für eine Strategie mit internationalem Fokus (EU-ETS als Leitinstrument) birgt jedoch das Risiko, potenzielle Kooperationsländer vor den Kopf zu stoßen, wenn deren Klimaschutzanstrengungen nicht als gleichwertig anerkannt werden. Sowohl beim Grenzausgleich im engeren Sinne als auch bei der Verbrauchsabgabe sind flankierende Instrumente nötig, die die technologische Transformation unterstützen und Zukunftsinvestitionen anreizen.

Simulationen des NEWAGE Modells[15] zeigen, dass die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen und die Verteilungswirkungen derartiger CBAMs (Carbon Border Adjustment Mechanism) stark vom Design abhängen. Wesentliche Treiber oder Stellschrauben für die Wirkweise, die Einzeleffekte und die Gesamtwirkungen der unterschiedlichen Maßnahmen sind: Eingriffsstelle, Handelsabdeckung, Wertschöpfungsstufen, Einnahmenverwendung, internationale Kooperation und Ausnahmen. Daran geknüpft ist am Ende auch die Frage nach den Gewinnern und Verlierern der Regelungen, zum Beispiel zwischen Ländern (und Ländergruppen), innerhalb der Industrie, zwischen Industrie und Haushalten sowie zwischen unterschiedlichen Haushaltsgruppen. Zentraler Aspekt ist hier auch das Verhalten des Staates, insbesondere bezüglich der Einnahmenverwendung. Aus gesamtwirtschaftlichen Überlegungen heraus haben dabei die Instrumente und Strategien einen

[15] https://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/modelle/NEWAGE/; Details auch im Appendix dieses Berichts

Vorteil, die eine Lenkungswirkung entfalten können, 1.) indem sie an der Entstehung der Emissionen ansetzen, die 2.) gleichzeitig eine möglichst geringe Zahl an Ausnahmetatbeständen mit sich bringen und die 3.) die Einnahmen derart in das System zurückführen, dass weitere Impulse für die Transformation zur CO_2-neutralen Industrie gesetzt werden. Für die künftige Wettbewerbsfähigkeit sind auf lange Sicht neben der internationalen Einbindung Innovationskraft und Investitionen in neue Technologien mitentscheidend. Mit dem globalen Umbau zu einer klimafreundlichen Wirtschaft sind große industriepolitische Chancen verbunden. Die Erlangung einer Technologieführerschaft in diesen Bereichen liegt im Interesse Deutschlands und der EU.

4.4 Direkte und indirekte Elektrifizierung

In Abbildung 4.4 ist die Entwicklung der Endenergienachfrage (nur energetisch) der verschiedenen Szenarien als Ergebnis des Leitmodells FORECAST und der Modelle REMIND und REMod dargestellt. Dabei zeigt sich, dass in allen Modellen ambitionierte Veränderungen des gesamten industriellen Produktionssystems stattfinden und neben Verbesserungen der Material- und Energieeffizienz hohe Mengen an CO_2-neutralen Sekundärenergieträgern eingesetzt werden.

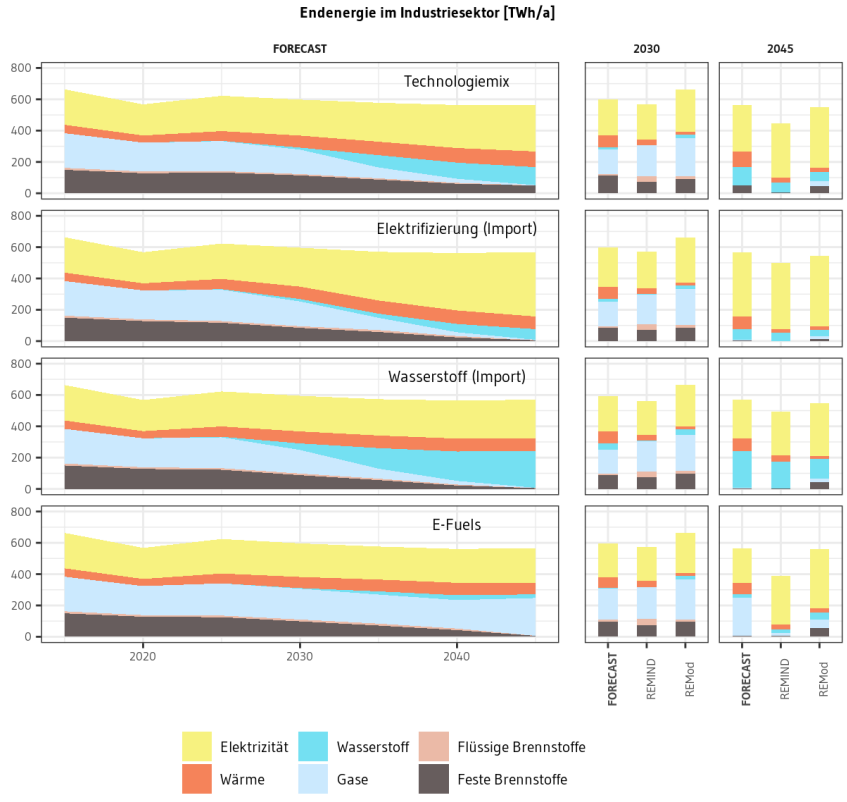


Abbildung 4.4: Entwicklung der industriellen Endenergienachfrage der Szenarien mit den Modellen FORECAST, REMIND und REMod.

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Modells FORECAST näher analysiert, das im Rahmen dieser Analyse des Industriesektors als Leitmodell fungiert.

4.4.1 Industrielle Emissionen und Energienachfrage

Emissionen

In allen Szenarien wird bis 2045 eine Minderung der Treibhausgasemissionen der Industrie um 96 bis 97 % gegenüber 1990 erreicht (siehe Abbildung 4.5).

Die Entwicklung der **energiebedingten Emissionen** folgt dabei dem nachfolgend diskutieren Energieverbrauch und wird in 2030 vom Erdgasbedarf der Industrie dominiert. Durch Einsatz von CO_2-neutralen Prozesstechnologien (z. B. wasserstoffbasiertem Stahl, neuen Zementsorten), direkter Elektrifizierung sowie Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft kommt es in der folgenden Dekade zu einem starken Rückgang der energiebedingten Emissionen.

Die verbleibenden Emissionen von 9 - 11 $MtCO_2äq$ in 2045 werden durch kleinere verteilte Quellen von **Prozessemissionen** dominiert (zum Beispiel aus der Keramikindustrie). Ehrgeizigere Minderungsbemühungen in Richtung vollständiger CO_2-Neutralität müssen sich mit diesen befassen oder sich auf negative Emissionen wie Biomasse in Kombination mit CCS zum Beispiel in den Klinköfen konzentrieren, um diese zu kompensieren, da deren Behebung mittels CCS teurer (oder unmöglich) wäre.

In den Szenarien *Technologiemix*, *Elektrifizierung* und *Wasserstoff* wird bis zum Jahr 2030 eine THG-Minderung von 58 bis 60 % gegenüber 1990 erreicht. Damit wird das Sektorziel für die Industrie im Jahr 2030 gemäß novelliertem Klimaschutzgesetz von 118 $MtCO_2äq$ = - 57 % erfüllt bzw. leicht übertroffen. Im *E-Fuels*-Szenario wird das neue Sektorziel der Industrie mit einer Reduktion in 2030 von 51 % nicht erreicht. Dies liegt insbesondere an den verbleibenden energiebedingten Emissionen im System, da kurz- bis mittelfristig nur eine beschränkte Beimischung von synthetischem Methan in das Erdgasnetz angenommen werden kann (~5 % in 2030, siehe Kapitel 6).

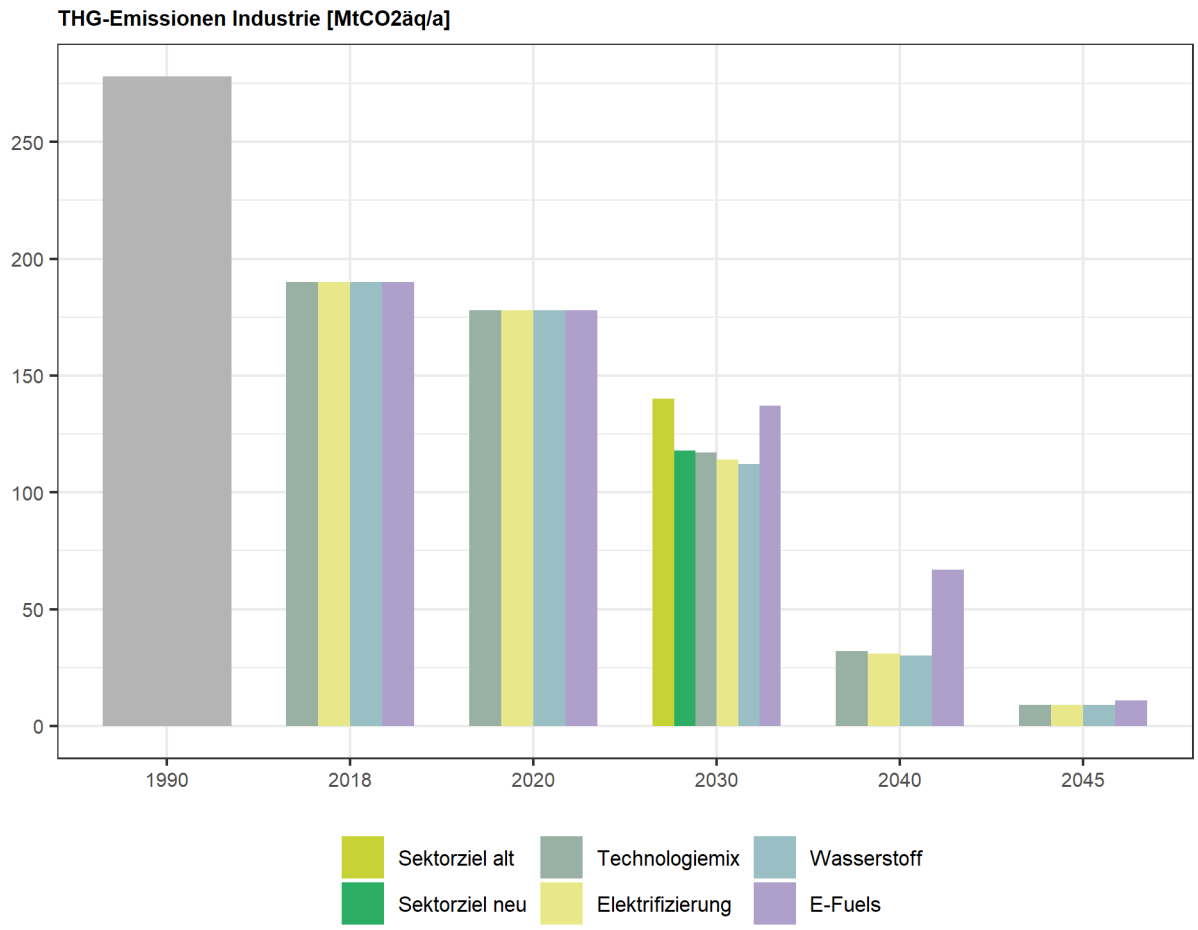


Abbildung 4.5: THG Emissionen Industriesektor (1990-2045, $MtCO_2äq$). Quelle: Fraunhofer ISI - FORECAST Modell auf AGEB u. NIR kalibriert.

Energienachfrage

Die resultierende Energienachfrage aller Szenarien ist in Abbildung 4.6 dargestellt. Diese beinhaltet sowohl den Endenergieverbrauch wie auch den stofflichen Einsatz von Energieträgern für die Produktion von Olefinen, Methanol und Ammoniak. In allen Szenarien ist ein deutlicher Rückgang der Energienachfrage (~22 % gegenüber 2018) zu beobachten. Dieser Rückgang ist darauf zurückzuführen, dass Maßnahmen zur Energie- und Materialeffizienz sowie der Anstieg von recyclingbasieren Verfahren den Wachstumsimpuls durch die angenommene stetig steigende Industriewertschöpfung überkompensieren. Hinzu kommen - je nach Szenario - zusätzliche Effekte, wie etwa Effizienzgewinne durch die Elektrifizierung von Prozessen oder die Verschiebung der Wasserstoffproduktion in den Umwandlungssektor.

Abhängig von den gewählten Technologie-Schwerpunkten der Szenarien zeigen diese deutlichen Unterschiede in der Bedeutung von Strom, Wasserstoff und synthetischem Methan (PtG). Im *Technologiemix*-Szenario ist in 2045 mit 298 TWh Strom der dominante Energieträger, gefolgt von

Wasserstoff mit 214 TWh. Wasserstoff wird in diesem Szenario dort eingesetzt, wo eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist (zum Beispiel, weil der Energieträger stofflich für die Herstellung von Olefinen genutzt wird) oder weil elektrische Verfahren technisch noch nicht weit genug entwickelt sind (Stahlherstellung). Hinzu kommt ein beschränkter Wasserstoffeinsatz im Hochtemperaturbereich der industriellen Prozesswärme (zum Beispiel in der Glasindustrie). Für den Bereich der weiteren Industrieöfen, Dampferzeugung und Niedertemperaturwärme (<150°C) ist der Energiemix vielfältiger. Biomasse wird in diesem Szenario weiterhin genutzt, der Verbrauch steigt jedoch nur leicht an (~54 TWh, im Vergleich 2018: 32 TWh).

Im *Elektrifizierungs*-Szenario kommt es beinahe zu einer Verdopplung des Stromverbrauchs im Vergleich zu heute, von 226 TWh in 2018 auf 413 TWh in 2045. Dies wird vor allem durch die Elektrifizierung der Prozesswärme über alle Branchen hinweg bedingt. Dies gilt sowohl für Hochtemperaturprozesse als auch die für die Mittel- und Niedrigtemperaturbereiche, zum Beispiel mittels Einsatz von elektrischen Dampfkesseln oder Wärmepumpen. Der Wasserstoffbedarf steigt in diesem Szenario auf 173 TWh in 2045 und ist auf den Einsatz in der Stahlindustrie und als Rohstoff für die chemische Industrie zur Herstellung von Methanol (vorwiegend als Zwischenprodukt für die Olefinproduktion) und Ammoniak zurück zu führen.

Ein starker Anstieg des Verbrauchs von (grünem) Wasserstoff verdrängt im *Wasserstoff*-Szenario bis zum Jahr 2050 den Einsatz fossiler Energieträger wie Erdgas, Naphtha, Kohle und andere vollständig. Wasserstoff wird damit sowohl zum zentralen Energieträger für die Bereitstellung von Prozesswärme als auch beim Einsatz als Rohstoff für die chemische Industrie. Mit 66 TWh ist der Bedarf an Wasserstoff im Jahr 2030 deutlich niedriger als der Bedarf an fossilen Energieträgern, aber dennoch substanziell. Durch den Umbau des industriellen Anlagenbestandes ist, insbesondere im Zeitraum 2030 bis 2040, ein relativ starker Anstieg des Wasserstoffbedarfs auf 342 TWh in 2045 zu verzeichnen. Der Stromverbrauch steigt in diesem Szenario bis zum Jahr 2045 nur leicht von heute 226 TWh auf 248 TWh, wodurch Strom und Wasserstoff die Energieversorgung der Industrie im Jahr 2045 dominieren.

Das *E-Fuels*-Szenario wird durch die Nachfrage nach synthetischem Methan dominiert (347 TWh in 2045), welches über alle Bereiche der Energieverwendung prioritär eingesetzt wird. Für die Herstellung von Stahl, Olefinen und Ammoniak wird PtG als Rohstoff eingesetzt. Darüber hinaus wird in Industrieöfen und Dampferzeugern weiterhin Gas als wichtiger Energieträger eingesetzt - auch dort, wo heute andere fossile Brennstoffe genutzt werden. In 2030 beträgt der Einsatz von synthetischem Methan nur rund 12 TWh, da kurz- bis mittelfristig nur eine beschränkte Beimischung von synthetischem Methan in das Erdgasnetz angenommen werden kann.

Neben Strom und Wasserstoff spielen im Jahr 2045 auch Fernwärme (49 - 68 TWh) und Umgebungswärme (23 - 44 TWh) eine Rolle in allen Szenarien (Ausnahme *E-Fuels*).

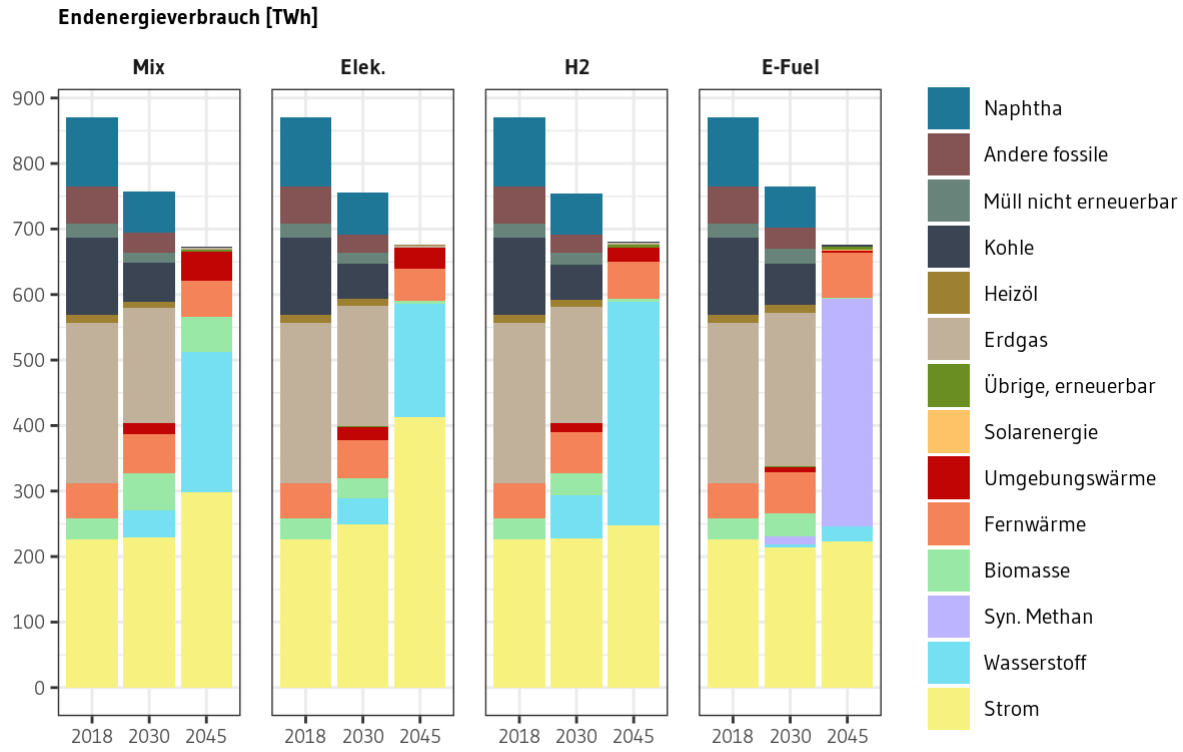


Abbildung 4.6: Industrielle Energienachfrage (energetisch und stofflich) (2018-2045, TWh). Quelle: Fraunhofer ISI - FORECAST Modell.

4.4.2 Technologieüberblick Wasserstoffeinsatz und direkte Elektrifizierung

Die Umstellung der Prozesswärmeversorgung und des Rohstoffbedarfs auf CO_2-neutrale Sekundärenergieträger ist über alle Szenarien hinweg eine Schlüsselstrategie, ohne die ein CO_2-neutraler Industriesektor nicht möglich ist. Die nötigen Technologien befinden sich jedoch in den meisten Fällen noch nicht im großindustriellen Einsatz. Nachfolgend werden für die wichtigsten Prozesse Referenztechniken sowie elektrische und wasserstoffbasierte Alternativen dargestellt (siehe Tabelle 4.2).

Subsektor	Prozess/ Produkt	Konventionelle Technologie	H_2-Alternative	TRL	Elektrische Alternative	TRL
Rohstoffliche Verwendung						
Grundstoffchemie	Ammoniak	Dampfreformierung	Synthesegasbereitstellung aus H_2	8-9	-	
	Methanol	Dampfreformierung	Synthesegasbereitstellung aus H_2 und CO_2	8-9	-	
	Olefine (HVC)	Steam Cracker	Methanol-to Olefins	8-9	Elektr. Cracker	5-6
Raffinerien	Rohölverarbeitung	Dampfreformierung	H_2 aus Elektrolyse	8-9	-	
Bereitstellung von Prozesswärme						
Metalle	Rohstahl	Hochofen	Eisenerz-Direktreduktion (H_2-DRI)	5-7	Elektrolyse	4
	Nicht-Eisen Metalle	Erdgas-befeuerter Ofen (Teilweise bereits elektrische Öfen)	H_2-befeuerter Ofen	4-5	Elektr. Ofen	5-7
	Gießerei					
	Walzen / Weiterverarbeitung					
Glas	Behälterglas	Erdgas-befeuerte Glasschmelzwanne	H_2-befeuerte Glasschmelzwanne	4-5	Elektr. Glasschmelzwanne	6-8
	Flachglas					
Zement und Kalk	Zement	Erdgas-befeuerter Ofen	H_2-befeuerter Ofen	4-5	Elektr. Ofen	4-5
	Kalk					
Alle	Dampferzeugung	Erdgas-betriebener Dampferzeuger	H_2-betriebener Dampferzeuger	9	Elektr. Dampferzeuger (<500°C)	9
					Elektr. Wärmepumpe (<150°)	8

Tabelle 4.2: Wasserstoffeinsatz und direkte Elektrifizierung in der Industrie. Quelle: Fraunhofer ISI, (Neuwirth et al., in submission).

Die **Eisen- und Stahlindustrie** ist mit einem Anteil von rund einem Drittel einer der größten emittierenden Teilsektoren der Industrie. Die konventionelle Primärproduktion in Hochöfen macht dabei etwa 70 % der deutschen Stahlproduktion aus (Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2019). Insbesondere die Dekarbonisierung der Primärroute ist eine Herausforderung, da die Sekundärproduktion bereits weitgehend elektrifiziert ist und durch den Betrieb mit erneuerbarem Strom ohne Prozessumstellung klimaneutral werden kann. Der Ersatz von fossilen Brennstoffen in der

primären Stahlproduktion durch Wasserstoff oder Strom erfordert aufgrund der unterschiedlichen Verarbeitung Investitionen in völlig neue Anlagen. Die Umstellung auf Wasserstoff ist durch das **Direktreduktionsverfahren** möglich, die Umstellung auf direkte Stromnutzung über **Elektrolyse (Primärroute)** oder den stärkeren Einsatz der **Sekundärroute**.

Die **Direktreduktion** von Eisenerz mit Erdgas ist bereits Stand der Technik und wird großindustriell eingesetzt. In einer Reihe von Projekten in Deutschland und Europa wird zudem die Machbarkeit unter Einsatz von Wasserstoff (H2-DRI) mit bereits positiven Ergebnissen untersucht (z. B. HYBRIT in Schweden, SALCOS in Deutschland). Ein Umstieg auf erneuerbaren Wasserstoff im weiteren Verlauf scheint deshalb ohne große technische Hürden möglich, wenn dieser verfügbar ist. Der Technologie-Reifegrad für wasserstoffbasierte Direktreduktion wird mit einem TRL (Technology Readiness Level) von 5-7 angegeben (International Energy Agency, 2020), woraus ein zu erwartender Markteintritt der H_2-Direktreduktionsanlagen im Zeitraum von 2025-2030 resultiert. Das **Elektrolyseverfahren** ermöglicht, die Primärstahlherstellung zu elektrifizieren, ohne den Umweg über Wasserstoff zu gehen. Das Verfahren befindet sich mit einem niedrigen TRL von 4 (International Energy Agency, 2020) noch in der Entwicklung und wird deshalb in den gezeigten Szenarien nicht berücksichtigt.

Die **Grundstoffchemie** ist derzeit der größte Nutzer von Wasserstoff für Rohstoffanwendungen. Insbesondere die Produktionsprozesse für Basischemikalien (z. B. Ammoniak, Methanol und Olefine) zeigen ein hohes Potenzial für eine Transformation hin zu grünem Wasserstoff.

Die Herstellung von **Ammoniak** besteht aus zwei integrierten Prozessstufen, dem Synthesegasprozess und der Ammoniaksynthese von Stickstoff und Wasserstoff nach dem Haber-Bosch-Verfahren. Das Synthesegas wird in Deutschland meist durch Dampfreformierung von Erdgas bereitgestellt (Fleiter et al., 2013). Die Trennung der Synthesegaserzeugung und des anschließenden Haber-Bosch-Prozesses ermöglicht es, das wasserstoffhaltige Synthesegas aus der Dampfreformierung durch CO_2-neutralen Wasserstoff zu ersetzen (Smith et al., 2020). Da alle Komponenten der wasserstoffbasierten Ammoniakherstellung einen TRL von 9 aufweisen und die Umstellung auf getrennte Synthesegasbereitstellung von Wasserstoff und Stickstoff keine Hürden aufweist, wird ein TRL von 8 - 9 angesetzt. Eine alternative direktelektrische Herstellung von Ammoniak ist nicht bekannt.

Die konventionelle Herstellung von **Methanol** basiert auf einer Synthese von Wasserstoff und CO_2 und kann grundsätzlich in drei Schritte unterteilt werden: Synthesegasherstellung, Rohmethanolherstellung und Methanolaufbereitung. Der größte Teil des heute industriell hergestellten Methanols stammt aus der katalytischen Umsetzung von Synthesegas. Dabei wird die Herstellung

von Synthesegas konventionell, analog zu Ammoniak, hauptsächlich durch Dampfreformierung von Erdgas abgedeckt (Fleiter et al., 2013). Für die CO_2-neutrale Herstellung von Methanol wird im Wesentlichen die Umstellung auf erneuerbares Synthesegas benötigt. So kann durch die Nutzung von CO_2-neutralem Wasserstoff und CO_2 ein Synthesegas mit neutraler CO_2-Bilanz erzeugt werden. Der TRL wird mit 8 - 9 eingestuft (DECHEMA, 2017). Bei der Umstellung auf die wasserstoffbasierte Methanolsynthese ist zudem noch CO_2 als weiterer Rohstoff nötig (siehe Box CO_2 als Rohstoff).

Ethylen und andere Olefine wie Propylen und Buten sind Ausgangsstoffe für ein großes Portfolio anderer Grundstoffe und Produkte. Olefine werden in der petrochemischen Industrie konventionell durch thermisches Cracken von langkettigen Kohlenwasserstoffen (meist Naphtha) in einem Steamcracker hergestellt. Die Zusammensetzung der Produktkomponenten kann je nach dem zu spaltenden Ausgangsstoff variieren (Geres et al., 2019). Eine CO_2-neutrale Herstellung von Olefinen ist mit Wasserstoff als Rohstoff über Methanol als Zwischenprodukt möglich (Methanol-to-Olefins, MtO). Zunächst müssen Wasserstoff und Kohlendioxid zu Methanol umgewandelt werden. Anschließend erfolgt in einer weiteren Synthese die Umwandlung von Methanol zu Olefinen. Im nächsten Schritt wird das Methanol in einer Syntheseanlage zu Ethylen und anderen Olefinen verarbeitet. Damit ist der spezifische Gesamtenergiebedarf der wasserstoffbasierten Ethylenproduktion über Methanol-to-Olefins deutlich höher als bei der konventionellen Route und erfordert bedeutende Mengen an CO_2-neutralem Wasserstoff. Die Technologie zur Herstellung von Olefinen aus Methanol ist bereits lange bekannt und technisch ausgereift, allerdings bisher nicht wirtschaftlich. Aus technischer Sicht wird ein TRL von 8 - 9 angesetzt (DECHEMA, 2017).

Ein alternatives Verfahren, das sich derzeit in der Entwicklung befindet (Madeddu et al., 2020), ist die Elektrifizierung der Steamcracker. Bei diesem Verfahren werden CO_2-Emissionen durch den energetischen Einsatz fossiler Energien eingespart, jedoch wird weiterhin fossiles Naphtha als Rohstoff eingesetzt. Am Ende der Produktlebensdauer werden dadurch keine CO_2-Emissionen vermieden. Da den Szenarien grundsätzlich THG-Neutralität zugrunde liegt, wurden elektrische Steamcracker nicht als Option in den Szenarien berücksichtigt.

Box: CO_2 als Rohstoff

Die heutige Nutzung verschiedener fossiler Kohlenstoffquellen als Rohstoff in der Industrieproduktion, vor allem der Chemie-, Pharma- und Kunststoffindustrie, stellt in einer dekarbonisierten Zielwelt keine Option mehr dar. Stattdessen müssen zur Erreichung der ambitionierten Klimaziele neue nachhaltige Kohlenstoffquellen für die Herstellung bestimmter Produkte erschlossen werden. Vor allem die Grundstoffchemie benötigt bei entsprechender Umstellung der Methanol- und Olefinproduktion auf die Nutzung von grünem Wasserstoff erhebliche Mengen Kohlenstoff. Eine Möglichkeit diesen bereitzustellen ist die Abscheidung und Nutzung von CO_2-Emissionen aus schwer zu dekarbonisierenden Industriesektoren. Insbesondere prozessbedingte CO_2-Emissionen, beispielsweise aus der Zement- und Kalkindustrie, können somit in großem Maßstab chemisch gebunden und als Rohstoff genutzt werden. Zudem tragen diese sogenannten CCU-Kreisläufe (Carbon Capture and Utilization) weiter zur Dekarbonisierung dieser prozessbedingten Emissionen und schwer dekarbonisierbaren Industriebranchen bei. Da perspektivisch große Mengen CO_2 als Rohstoff benötigt werden, könnte CO_2 sogar ein knappes Gut werden. In diesem Fall sind die zusätzliche Abscheidung aus anderen Prozessen (beispielsweise Müllverbrennungsanlagen) oder andere technische Lösungen, wie die direkte Luftabscheidung von CO_2, eine Möglichkeit. Hierbei ist allerdings die langfristige CO_2-Neutralität als Nebenbedingung zu berücksichtigen, die ggf. verlangt, den CO_2-Kreislauf am Ende der Produktlebensdauer zu schließen.

Die **Zementindustrie** steht aufgrund hoher prozessbedingter Emissionen in Bezug auf die Klimaneutralität vor speziellen Herausforderungen. Durch das Brennen von Zementklinker im Drehrohrofen wird chemisch gebundenes CO_2 aus dem eingesetzten Kalkstein freigesetzt, was über herkömmliche Maßnahmen wie den Wechsel auf CO_2-neutrale Energieträger nicht vermeidbar ist, sondern eng mit dem genutzten Rohstoff und Prozess verbunden ist. Optionen zur Vermeidung der energiebedingten Emissionen sind der Einsatz **direktelektrischer Drehrohröfen** sowie die Nutzung von **erneuerbarem Wasserstoff als Brennstoff** im herkömmlich befeuerten Drehrohrofen. Die direktelektrifizierte Option ist wegen spezifischer Prozessanforderungen, wie sehr hoher Temperaturen und gleichmäßiger Temperaturverteilung, noch nicht großtechnisch umgesetzt. Zudem ergeben sich hier Herausforderungen im Materialtransport und in der hohen erforderlichen Leistung und Wärmeübertragung durch die notwendigen hohen Temperaturen. Daher hat die Elektrifizierung von Drehrohröfen derzeit einen TRL von 4-5. Die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff beschränkt sich nach aktuellem Forschungsstand auf geringe Beimischungen (bis zu 10 %). Praktische Erkenntnisse hierzu sind aus diesem Grund kaum vorhanden.

Die Technologiereife wird nach Definition des TRL somit mit 3-5 bewertet. In Zukunft könnte die Plasmabrenner-Technologie eine Option sein. Diese bedarf aber noch umfangreicher Forschung und Entwicklung und eine kommerzielle Nutzung ist aus heutiger Sicht nicht absehbar (Verein Deutscher Zementwerke e.V., 2020).

Generell ist der Einsatz von Wasserstoff als Brennstoff zur **Erzeugung von Prozesswärme in verschiedenen Industrieanwendungen** (Glas, Keramik, Metalle etc.) eine denkbare klimaneutrale Alternative. Einige prozess- und produktspezifische Eigenschaften und Herausforderungen erlauben derzeit jedoch noch keinen Einsatz im großindustriellen Maßstab. Die Technologiereife für Wasserstoff zur Prozesswärmeerzeugung in Industrieöfen liegt bei etwa 4-5, da keine Demonstrationsanlagen im entsprechenden Maßstab vorhanden sind und keine resultierende Machbarkeitsstudien vorliegen. Aus Sicht der Komponente Brennertechnik ist der Wasserstoffeinsatz dabei unproblematisch und hat bereits einen TRL von 9. In vielen Bereichen geht es also weniger darum, technische Hürden zu überwinden, als den verlässlichen Betrieb bei hoher Produktqualität zu demonstrieren und sicherzustellen. Damit verbunden ist auch die Hochskalierung auf industrielles Niveau (E&M Combustion, 2019; Palacios and Bradley, 2021; Toyota, 2018; WS-Wärmeprozesstechnik GmbH, 2020; Zhao et al., 2019).

Dampferzeuger mit Multibrennern, die auch Wasserstoff nutzen können, sind bereits marktreif bei einem TRL von 9 und kommerziell verfügbar. Aufgrund fehlender flächendeckender Verfügbarkeit von Wasserstoff sowie mangelnder Wirtschaftlichkeit gibt es aktuell jedoch noch keinen breiten Industrieeinsatz.

4.4.3 Einsatz CO_2-neutraler sekundärer Energieträger in den Szenarien

Basierend auf den zuvor beschriebenen Technologien und deren erwartetem Markteintritt sowie den in Abbildung 4.6 beschriebenen Szenarioausprägungen ergibt sich zusammenfassend folgendes Bild auf den Einsatz von Strom und Wasserstoff im Szenarienvergleich.

Abbildung 4.7 zeigt die Entwicklung der Stromnachfrage aufgeteilt nach ihren Anwendungen. In allen Szenarien ist ein kontinuierlicher Rückgang bei den klassischen Stromverbrauchern (Prozesskälte, Raumkühlung, Elektromotoren, andere), getrieben durch Effizienzgewinne, zu verzeichnen (vor allem in den Elektromotor-Anwendungen). Im Szenario *Elektrifizierung* wird dieser Rückgang besonders ab dem Jahr 2030 durch eine schnelle und umfassende Elektrifizierung der Prozesswärme überkompensiert. Dies führt beinahe zu einer Verdopplung der Stromnachfrage in diesem Szenario, welche in beinahe gleichen Teilen auf die Dampferzeugung (120 TWh in

die Industrieöfen (95 TWh in 2045) entfällt. In den Szenarien *Wasserstoff* und *E-Fuels* verbleibt die Gesamtstromnachfrage der Industrie in etwa auf heutigem Niveau und eine leichte Elektrifizierung der Prozesswärme (zum Beispiel durch Elektrolichtbogenöfen in der Stahlherstellung) kompensiert den Rückgang bei den klassischen Stromverbrauchern.

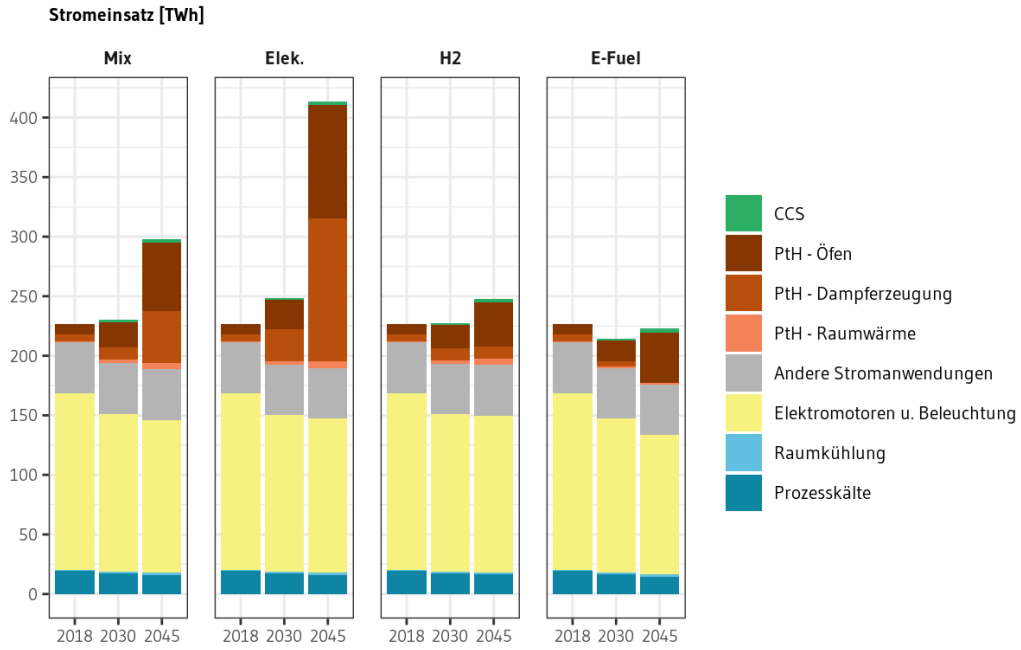


Abbildung 4.7: Stromeinsatz nach Szenario und Anwendung (2018 – 2045, TWh). Quelle: Fraunhofer ISI - FORECAST Modell.

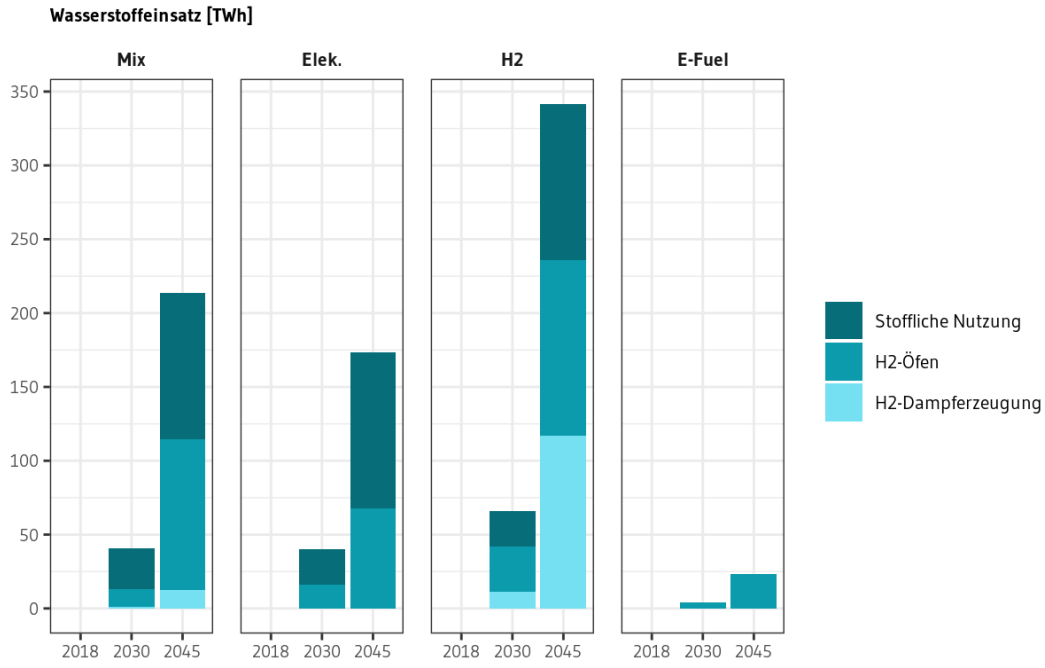


Abbildung 4.8: Wasserstoffeinsatz nach Szenario und Anwendung (2018 – 2045, TWh). Quelle: Fraunhofer ISI - FORECAST Modell.

Der Einsatz von Wasserstoff im Szenarienvergleich ist in Abbildung 4.8 dargestellt. Im Szenario *Elektrifizierung* wird Wasserstoff gezielt für die Herstellung von Stahl, Ammoniak und Methanol/Olefinen eingesetzt (173 TWh in 2045). Im Szenario *Wasserstoff* kommt zur Nachfrage für diese drei Produkte noch ein großflächiger Einsatz von Wasserstoff für die Prozesswärmeerzeugung in allen Branchen hinzu, wodurch der gesamte Wasserstoffeinsatz mit 342 TWh gut 169 TWh höher liegt. Diese zusätzliche Nachfrage verteilt sich auf eine hohe Anzahl an Standorten und verlangt einen großflächigen Ausbau der Wasserstoffverteilnetze.

Im Szenario *E-Fuels* wird im Industriesektor kaum Wasserstoff eingesetzt, sondern 347 TWh synthetisches Methan in 2045 (siehe Diskussion zu Abbildung 4.6).

4.4.4 Industrielle Eigenerzeugung

Derzeit wird unter Eigenerzeugung im Wesentlichen die Stromerzeugung diskutiert. Im weiteren Sinne erzeugt die Industrie vor Ort auch Prozesswärme / Dampf und auch Wasserstoff. In der Energiebilanz sind letztere nicht in der Umwandlungsbilanz abgebildet, sondern Teil des Endenergieverbrauchs. Zudem findet eine weitere Umwandlung in der Stahlindustrie statt, wo Koks hergestellt wird. Die Unternehmen entscheiden jeweils, ob der Bezug günstiger als die Eigenerzeugung ist oder nicht.

Die Eigenerzeugung von Strom spielt derzeit eine wichtige Rolle in der Industrie. So wurden in 2017 insgesamt 53 TWh Strom in Industriekraftwerken erzeugt, was etwa 23 % des gesamten Elektrizitätsbedarfs der Industrie in diesem Jahr entspricht. Durch die gleichzeitige Erzeugung von Wärme in KWK-Anlagen in 70 % der Fälle wurden etwa 92 TWh thermische Energie bereitgestellt. Bezüglich der eingesetzten Energieträger ist zu erkennen, dass 69 % der Elektrizität auf fossilen Energieträgern - insbesondere Erdgas - beruhen. Der Anteil von erneuerbaren Energieträgern zur Stromeigenerzeugung ist mit 8 % hingegen vergleichsweise gering. Ein Haupttreiber für die Strom-Eigenerzeugung ist, dass gegenüber dem Strom-Netzbezug eine Kostenersparnis zum Beispiel durch die Nutzung von Abfallprodukten, Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen erzielt werden kann. Eigenerzeugung ist folglich meist unabhängig von den Preissignalen des Strommarktes.

Die Dekarbonisierung der Produktion verändert den Bedarf (steigt im Allgemeinen durch Elektrifizierung) und die Treiber (beispielsweise durch den Wegfall von Kuppelprodukten) der industriellen Eigenerzeugung von Strom. Die zukünftige Rolle der Eigenerzeugung von Strom variiert von

Branche zu Branche. Unter den oben genannten Maßnahmen zur Dekarbonisierung gibt es höhere Elektrifizierungsgrade sowie einen Brennstoffwechsel zu dekarbonisierten Energieträgern wie Wasserstoff und Fernwärme, die hauptsächlich oder zumindest teilweise aus Strom erzeugt werden. Dennoch sind die Industriesektoren zukünftig in einer defossilisierten Welt nur begrenzt in der Lage, Strom für den Eigenverbrauch zu produzieren. Dafür gibt es zwei Gründe. Zum einen ist die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energiequellen, wie Biomasse oder das Photovoltaik(PV)-Potenzial auf Dächern und Fassaden, ein kritischer Faktor für das Eigenerzeugungspotenzial für industrielle Akteure unter strengen Emissionsreduktionszielen. Zum anderen werden beschränkte finanzielle Mittel möglicherweise eher für andere Maßnahmen genutzt wie Effizienzsteigerungen oder Investitionen in neue Technologien zum Ersatz der alten. Aus diesem Grund ist das Wachstum der Eigenerzeugung von Jahr zu Jahr begrenzt. Daraus lässt sich ableiten, dass der Industriesektor für eine tiefe Dekarbonisierung stärker auf die Bereitstellung von Strom und Wärme durch den Versorgungssektor angewiesen sein wird.

Abseits der Stromeigenerzeugung gibt es zukünftig in der Industrie weitere Eigenerzeugungspotenziale, die eine Einbindung industrieller Akteure in das Energiesystem mit sich bringen würden. Dies betrifft insbesondere den Sekundärenergieträger Wasserstoff, der bereits heute vor Ort überwiegend aus Erdgas hergestellt wird. Zukünftig kann dies über die Wasserelektrolyse vor Ort (dezentral) oder aus Biomasse geschehen, wobei im Vergleich zum Wasserstoffbezug 1.) die Preisrelationen / -spreads zwischen Strom und den alternativen nicht-fossilen Energieträgern und 2.) die Transportkosten entscheidend sind. Bisherige Szenarienanalysen zeigen, dass typischerweise die Eigenerzeugung von Wasserstoff günstiger sein kann, da der Stromtransport einfacher darzustellen ist, es sei denn, kostengünstiger Wasserstoff wird importiert. Auch ist die Erzeugung von Wasserstoff aus Biomasse für die Industrie attraktiv, insbesondere im Zusammenhang mit der Darstellung von negativen Emissionen für die Klimaneutralität.

4.5 Prioritäten für den Zeithorizont 2030

Der Zeithorizont bis 2030 ist entscheidend, um bis zum Jahr 2045 Klimaneutralität zu erreichen. In diesem Zeitraum müssen CO_2-neutrale Verfahren vom Pilot- und Demonstrations-Maßstab auf industrielles Niveau skaliert und wirtschaftlich betrieben werden. Umfangreiche Investitionen in Neuanlagen sind nötig und Lösungen zur Bereitstellung von CO_2-neutralem Wasserstoff und Strom müssen umgesetzt werden. Hierfür ist der regulatorische Rahmen mit einer klaren Perspektive zur Klimaneutralität umzugestalten (siehe Abschnitt 4.6). Neben der Schaffung dieser

wichtigen Voraussetzungen sind mit dem neuen Sektorziel für 2030 auch deutliche Emissionsreduktionen notwendig. Die Emissionen des Industriesektors müssen laut neuem Sektorziel von 190 $MtCO_2äq$ in 2018 auf 118 $MtCO_2äq$ in 2030 sinken. Dies erfordert eine beschleunigte Transformation in allen Bereichen. Im Folgenden werden jene Handlungsoptionen bis 2030 vorgestellt, die sich in mehreren Szenarien als robust herausgestellt haben. Weiterhin wird anhand der Szenarioergebnisse der weitere Handlungsbedarf herausgearbeitet.

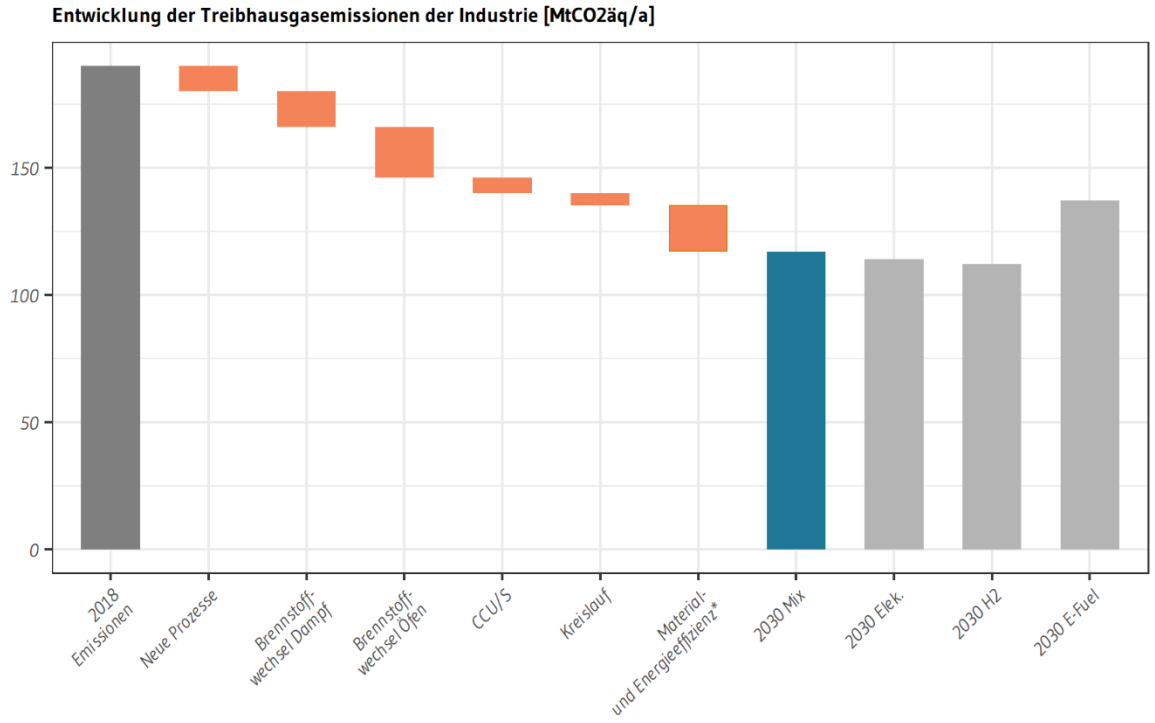


Abbildung 4.9: Beitrag einzelner Vermeidungsoptionen zur Emissionsminderung bis zum Jahr 2030 gegenüber 2018 im Szenario Technologiemix. Quelle: Fraunhofer ISI – FORECAST Modell.
* als Restgröße geschätzt– Effekt könnte höher liegen, da Effizienzfortschritte das Wirtschaftswachstum im gleichen Zeitraum kompensieren

Abbildung 4.9 zeigt anhand des Szenarios *Technologiemix*, welche CO_2-Minderung die einzelnen Handlungsfelder bzw. Vermeidungsoptionen bis zum Jahr 2030 gegenüber 2018 beitragen. In den Szenarien *Wasserstoff* und *Elektrifizierung* sehen die einzelnen Beiträge ähnlich aus, während das Szenario *E-Fuels* deutlicher abweicht, auch weil in diesem Szenario das Sektorziel in 2030 nicht erreicht wird. Wenngleich die einzelnen Minderungsbeiträge als Schätzungen einzuordnen sind, so wird doch ersichtlich, dass alle Handlungsfelder einen essenziellen Minderungsbeitrag leisten. Dabei entfällt die höchste Minderung mit mehr als 30 $MtCO_2äq$ auf den Brennstoffwechsel (Dampf und Öfen). Dies umfasst die Umstellung auf Strom, Wasserstoff und Gas für die Prozesswärmeerzeugung. Material- und Energieeffizienz sind auf einen Beitrag von etwa 20 $MtCO_2äq$

geschätzt, wobei durch diese Effizienzsteigerungen zusätzlich die emissionssteigernden Auswirkungen des Wirtschaftswachstums kompensiert werden und die Brutto-Minderung dieses Handlungsfeldes noch höher wäre. Weiterhin wird auch deutlich, dass neue Prozesse und CCU/S mit zusammen etwa 15 Mt CO_2äq Minderung einen deutlichen Beitrag leisten, ohne den das Sektorziel in 2030 nicht erreicht würde.

Prozesswechsel auf CO_2-neutrale Verfahren

Die zentrale Grundlage der Transformationsszenarien ist die Umstellung einzelner, besonders emissionsintensiver Produktionsverfahren der Grundstoffindustrie auf Technologien, die einen (nahezu) CO_2-neutralen Betrieb erlauben. Dazu gehört die Produktion von Rohstahl, Zementklinker, Olefinen, Ammoniak und Methanol. Die Anwendung CO_2-neutraler Prozesse zur Herstellung dieser Produkte kann Signalwirkung auch auf andere Bereiche der Industrie und entlang ihrer Wertschöpfungskette haben und deren Transformation beschleunigen. Die Szenarien gehen davon aus, dass erste Anlagen ab 2025 in Betrieb gehen und bis 2030 nennenswert als kommerzielle Anlagen Marktanteile einnehmen. In der Stahlherstellung sind das 2030 mindestens 5 Mt Rohstahlproduktion über Wasserstoff-Direktreduktion (DRI) (20 % der Primärstahlproduktion), in der Ammoniakproduktion etwa 0,3 Mt (12 %) und in der Olefinherstellung 1,2 Mt (30 %). Im Zuge der Umstellung der Olefinproduktion auf die Methanol-to-Olefine-Route steigt die Methanolproduktion massiv an – von 1,2 Mt (2018) auf 5,5 Mt (2030) und bis 2045 auf 14 Mt. Die Umstellung der Primärstahlherstellung auf das DRI-Verfahren erbringt dabei die höchste CO_2-Minderung, da CO_2-intensive Kohle ersetzt wird.

Diese Umstellung ist mit Investitionen verbunden – in vielen Bereichen sind Neubauten oder umfassende Modernisierungen des Bestandes notwendig. Die Altersstruktur des Bestandes kommt dem entgegen, da bis 2030-2035 in wichtigen Prozessen der Chemieindustrie (Ammoniak, Methanol und Olefine) (Neuwirth and Fleiter, 2020) und der Primärstahlerzeugung zwischen 20 % und 50 % der Anlagen das Ende ihrer rechnerischen Lebensdauer erreichen (siehe Abbildung 4.10). Auf der anderen Seite besteht die Gefahr von Re-Investitionen in fossile Anlagen. Um diese zu vermeiden, sollten Gelegenheitsfenster, die sich aus den bestehenden Modernisierungszyklen ergeben, für die Umstellung auf eine CO_2-neutrale Produktion genutzt oder dafür vorbereitet werden, zum Beispiel mittels Direktreduktion über Erdgas.

Die Umstellung auf CO_2-neutrale Prozesse beinhaltet in den meisten Fällen auch den Wechsel von billigen fossilen Energieträgern auf teure CO_2-neutrale Sekundärenergieträger. Ein substanzieller Aufbau von entsprechenden Produktionskapazitäten bis zum Jahr 2030 ist nur möglich,

wenn es gelingt, eine verlässliche Perspektive für den wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen zu schaffen.

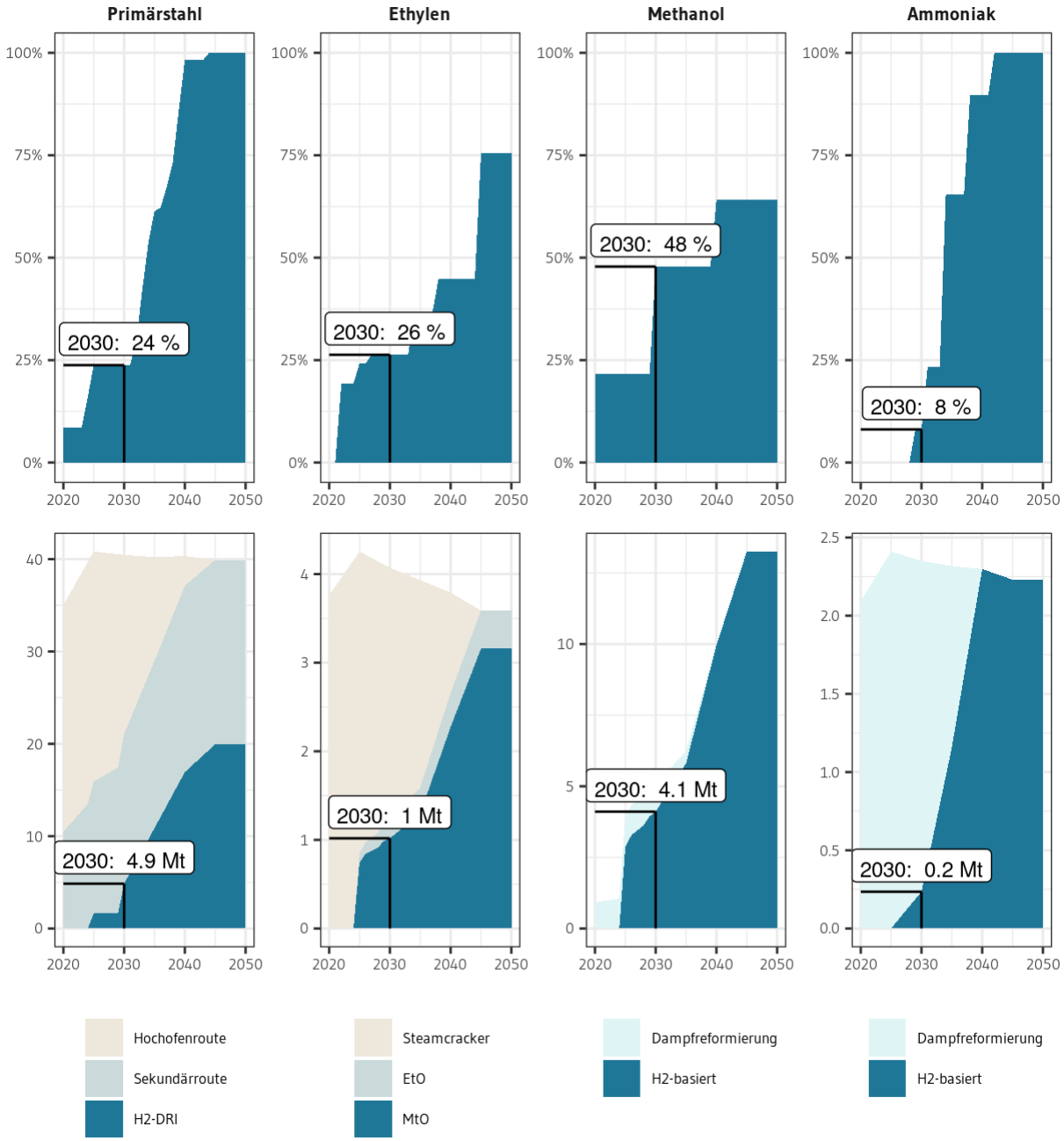


Abbildung 4.10: Reinvestitionsbedarf in Anlagen ausgewählter Produkte (oben) und hinterlegte Marktdiffusion neuer Verfahren im Szenario Technologiemix (unten). Diese Angaben basieren auf Annahmen zum Investitionszyklus und bekannten letzten Modernisierungszeitpunkten. Im Einzelnen kann der tatsächliche Modernisierungsbedarf abweichen und ist insbesondere strategischen Unternehmensentscheidungen unterworfen. Die Angaben sind daher als ungefähre Größenordnung zu verstehen. Quelle: Fraunhofer ISI – FORECAST Modell

Brennstoffwechsel der Dampferzeugung und Industrieöfen

Im Jahr 2018 entfallen etwa zwei Drittel der CO_2-Emissionen des Industriesektors auf die Bereitstellung von Prozesswärme (siehe Abbildung 4.2), die etwa 475 TWh Endenergie benötigt - zum großen Teil Erdgas und Kohle. Die CO_2-neutrale Prozesswärmeversorgung ist damit eine Schlüsselstrategie zur Dekarbonisierung der Industrie. Im Szenario *Technologiemix* ist der Wechsel zu CO_2-armen Energieträgern das wirksamste Handlungsfeld mit einer geschätzten Minderung von etwa 30 $MtCO_2$ bis 2030 gegenüber 2018.

Die Prozesswärmeerzeugung lässt sich in die den jeweiligen Produktionsverfahren zugeschnittenen Öfen (255 TWh in 2018) auf der einen Seite sowie die Dampferzeugung (215 TWh in 2018) auf der anderen Seite unterteilen. Abbildung 4.11 zeigt, wie sich der Energieverbrauch in diesen beiden Segmenten bis 2030 und 2045 verändert. Während der Energieeinsatz in Industrieöfen im Jahr 2018 noch nahezu ausschließlich auf fossilen Energieträgern beruht, verzeichnen Strom und Wasserstoff bis zum Jahr 2030 in den meisten Szenarien einen deutlichen Anstieg, welcher besonders den Einsatz von Kohle zurückdrängt. Zu diesem Technologiebereich zählen auch große Einzelanlagen der Eisen- und Stahlerzeugung, der Chemie und der Mineralienindustrie, die ihre Emissionen vor allem durch den Wechsel auf CO_2-neutrale Verfahren mindern. Auch in der Dampferzeugung sinkt der Anteil fossiler Energien deutlich, von 143 TWh in 2018 auf 90 TWh in 2030 im Szenario *Technologiemix*. Besonders der Einsatz von Erdgas sinkt in allen Szenarien außer *E-Fuels*. Die Lücke wird durch Strom, Wasserstoff und Biomasse geschlossen.

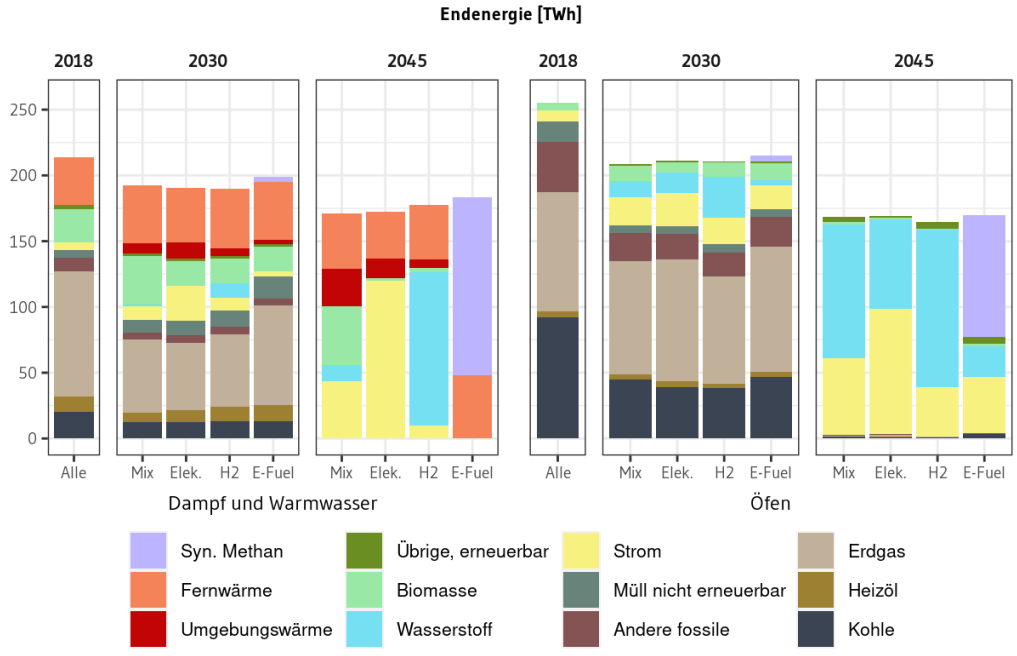


Abbildung 4.11: Energieverbrauch für die Dampferzeugung sowie Industrieöfen im Szenariovergleich. Quelle: Fraunhofer ISI – FORECAST Modell.

In allen Szenarien verändert sich der Anlagenpark der Dampferzeugung stark - außer im Szenario *E-Fuels*, in welchem die gasbasierte Dampferzeugung größtenteils erhalten bleibt. In den anderen Szenarien zeigt sich bis 2030 ein Rückgang der Dampferzeugung aus Erdgas um etwa 50 TWh, welcher durch den Einsatz von Hochtemperatur-Wärmepumpen, Biomasse, Elektrodenkesseln sowie Wasserstoff kompensiert wird. Die Wirtschaftlichkeit CO_2-neutraler Dampferzeugung ist hauptsächlich vom Preisunterschied der Energieträger abhängig – Investitionen haben nur einen geringen Anteil an den Gesamtkosten. Entsprechend kann die multivalente Dampferzeugung, welche bestehende KWK-Anlagen und Erdgas-Dampfkessel mit neuen Elektrodenkesseln kombiniert, zentral sein, um die Transformation des Anlagenbestandes bereits in den kommenden Jahren zu beginnen.

CO_2-Abscheidung, Nutzung und Speicherung prozessbedingter Emissionen (CCU/S)

Etwa ein Drittel der THG-Emissionen des Industriesektors sind prozessbedingt (2018: 61 $MtCO_2äq$), entstehen also nicht aus der energetischen Nutzung von Energieträgern (UNFCCC, 2021). Bis 2030 sinken diese in den untersuchten Szenarien auf 40 Mt. Große Beiträge zu dieser Reduktion liefern Prozessumstellungen in der Stahl- und Chemieindustrie sowie die verringerte Nutzung von Fluorkohlenwasserstoffen (FKW). In der Zement- und Kalkherstellung genügt es nicht, den Einsatz von Zumahlstoffen oder CO_2-armen Bindemitteln zu erhöhen. Entsprechend ist in allen Szenarien der Einsatz von CO_2-Abscheidung und -nutzung oder -speicherung (CCU/S) nötig.

Bis 2030 sind in den Szenarien 30 % der Produktionsmenge dieser beiden Produkte mit CCU/S ausgerüstet, wodurch 6 Mt der dann noch verbleibenden CO_2-Emissionen vermieden werden. In Anbetracht der dafür notwendigen Voraussetzungen ist dies sehr ambitioniert. Dazu gehören die Umsetzung entsprechender rechtlicher Rahmenbedingungen sowie der Aufbau einer Infrastruktur für den Transport von Produktionsanlagen zu Speicherstätten und Nachfragern in der chemischen Industrie. Wichtige Grundlage ist ein gesellschaftlicher-politischer Konsens, dass CCU/S von prozessbedingten Emissionen aus heutiger Sicht notwendig ist, um CO_2-Neutralität bis 2045 zu erreichen.

Energie- und Materialeffizienz als Rückgrat der CO_2-neutralen Industrieproduktion

Eine ambitionierte Steigerung von Energie- und Materialeffizienz in allen Anwendungen und Branchen ist Voraussetzung für eine CO_2-neutrale Industrieproduktion in den untersuchten Sze-

narien. Sie reduziert den Endenergiebedarf und senkt so die Kosten beim Ausbau der Erneuerbaren Energien, Netzausbau und Import von Sekundärenergieträgern. Im Szenario *Technologiemix* reduziert sich die Endenergienachfrage (ohne stoffliche Nutzung) durch steigende Energie- und Materialeffizienz von 730 TWh (2018) auf 637 TWh (2030) – bei gleichzeitig steigender Wertschöpfung. In diesem Zeitraum sinkt die Endenergieintensität bezogen auf die Bruttowertschöpfung von 1,37 kWh/Euro in 2018 auf 1,07 kWh/Euro in 2030, was einem mittleren jährlichen Effizienzfortschritt von etwa 2 % entspricht. Bis 2045 sinkt die Energieintensität weiter auf 0,83 kWh/Euro. Im Vergleich dazu sank die Energieintensität im Zeitraum 2000 bis 2015 im Mittel lediglich um jährlich etwa 1,3 % (UNFCCC, 2021). Bis 2030 ist somit eine deutliche Steigerung von Energie- und Materialeffizienzfortschritt nötig, um den Szenariopfad zu erreichen und die Potenziale auszuschöpfen.

Ein Großteil des Strombedarfs der Industrie entfällt auf Querschnittstechniken wie Motoren, Pumpen, Kompressoren und Druckluftsysteme. Von der Gesamtheit der Stromverwendung in der Industrie in Höhe von 226 TWh (2018) nutzen diese Querschnittstechnologien (inklusive Bereitstellung von Prozesskälte) 168 TWh. Alle Szenarien nehmen einen ambitionierten Effizienzpfad dieser Anwendungen an, wodurch ihr Strombedarf dieser Querschnittstechniken bis 2030 auf 150 TWh sinkt. Voraussetzung hierfür sind wirksame Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Überwindung von Markthemmnissen.

Beispielhaft für die Bedeutung – aber auch die Herausforderungen – einer verstärkten Kreislaufwirtschaft kann die Sekundärstahlproduktion betrachtet werden, die in allen Szenarien eine Schlüsselstrategie darstellt. Im *Technologiemix*-Szenario steigt der Anteil der Sekundärroute aus recyceltem Stahlschrott an der Rohstahlproduktion von 30 % (2018, 13 Mt) auf 39 % (2030, 16 Mt). Ohne Betrachtung anderer Effekte spart dieser Anstieg durch die geringere Energieintensität der Route (Hochofenroute: ~18 $GJ/t_{Rohstahl}$, Sekundärroute: ~3 $GJ/t_{Rohstahl}$) 12,5 TWh Energie ein. Da diese überwiegend durch kohlebasierte Energieträger bereitgestellt wird, entspricht dies einer THG-Emissionsminderung von etwa 4 Mt. Würde dieser Aufwuchs der Sekundärroute (~3 Mt) über das Primärverfahren auf Basis von Wasserstoff (H_2-DRI) hergestellt, so wären jährlich zusätzlich 8 TWh Wasserstoff nötig. Die stärkere Nutzung der Sekundärroutenproduktion ist kein einfaches Unterfangen. Maßgebliche Herausforderungen sind die Verbesserung der Erfassung und Sortierung bzw. neues Produktdesign, um sortenreinere Schrotte für hochwertige Stahlanwendungen nutzen zu können, sowie die Verfügbarkeit von Stahlschrott (Material Economics, 2018). Besonders um den Anteil der Sekundärroute bis 2045 weiter auf rund 60 % zu steigern, müssen diese Hemmnisse überwunden werden.

Voraussetzungen: Verfügbarkeit von CO2-neutralen Sekundärenergieträgern

All diese Szenarienergebnisse stehen unter der Annahme, dass CO_2-neutrale Sekundärenergieträger wie Strom, Wasserstoff und PtG in großen Mengen verfügbar sind und von der Industrie genutzt werden. Werden Wasserstoff und PtG CO_2-neutral über Elektrolyse erzeugt, ergibt sich ein potenziell sehr hoher Strombedarf, wenngleich dieser außerhalb der genutzten Systemgrenze des Industriesektors liegt. Abbildung 4.12 zeigt den potenziellen Strombedarf in Summe, indem der Strombedarf für Wasserstoff und PtG als Stromäquivalente berechnet wurde (Annahme eines mittleren Nutzungsgrades von 70 % für die Erzeugung von Wasserstoff und 50 % bei PtG). Inklusive dieser Stromäquivalente steigt der Strombedarf der Industrie von heute 200 TWh auf 600 bis 950 TWh bis 2045. Besonders die Szenarien mit einem hohen Bedarf an PtG und Wasserstoff zeichnen sich durch eine in Summe höhere potenzielle Stromnachfrage aus. Im Szenario *Elektrifizierung* liegt der Stromverbrauch durch den effizienteren Einsatz direkter Elektrifizierung der Prozesswärme niedriger, jedoch gibt es auch hier eine hohe Nachfrage nach Wasserstoff als Rohstoff für die Chemieindustrie sowie die Stahlerzeugung. Im Szenario *Technologiemix* reduzieren direkte Elektrifizierung sowie der Einsatz von Biomasse in der Prozesswärme den potenziellen Strombedarf noch deutlicher. Jedoch verzeichnet auch dieses Szenario mehr als eine Verdreifachung der Stromnachfrage, wenn die Stromäquivalente der Wasserstofferzeugung einbezogen werden. Bis zum Jahr 2030 schwanken die Stromäquivalente aus Wasserstoff- und PtG-Erzeugung zwischen 60 bis 100 TWh zusätzlichem Strombedarf.

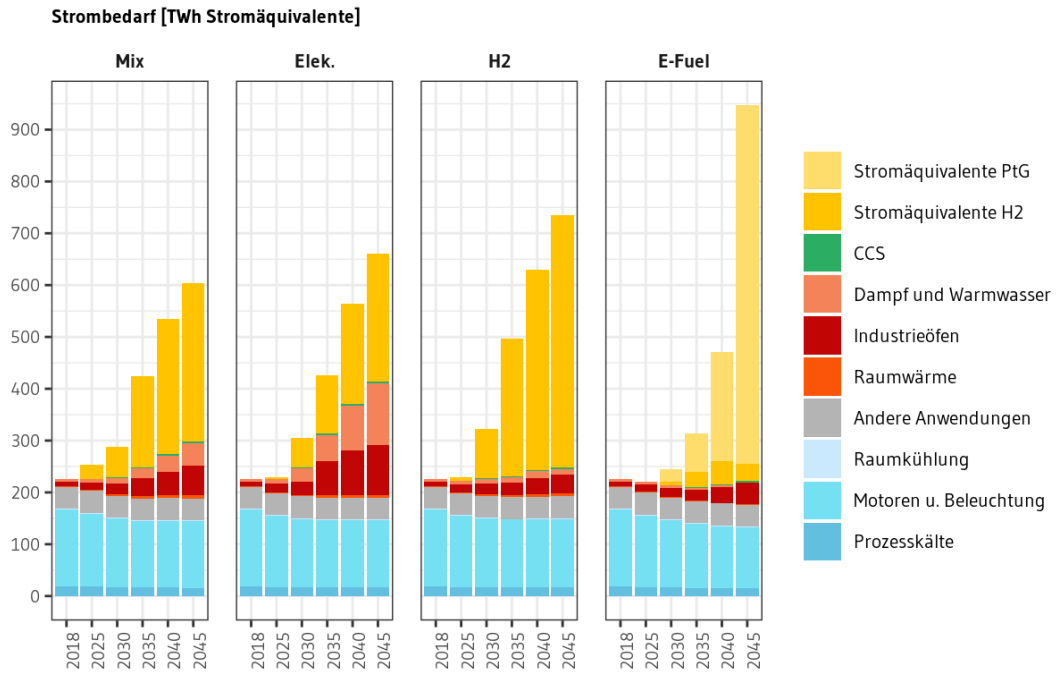


Abbildung 4.12: Entwicklung des Strombedarfs inkl. der Erzeugung von Wasserstoff und PtG bis zum Jahr 2045. Quelle: Fraunhofer ISI – FORECAST Modell.

Diese Betrachtung zeigt die zentrale Bedeutung, die die Bereitstellung von CO_2-neutralen Sekundärenergieträgern für die Transformation der Industrieproduktion hat. Um das Sektorziel des Klimaschutzgesetzes zu erreichen, sind bis 2030 bereits signifikante Mengen nötig. Diese gilt es bereitzustellen. Gleichzeitig sollten beim Aufbau von Infrastruktur für Transport und Erzeugung die deutlich größeren Mengen im Zeitraum 2030-2045 berücksichtigt werden.

Kurzfristig bis mittelfristig könnte Erdgas als Übergangslösung in der Stahlherstellung relevant werden, indem neue Direktreduktionsanlagen zunächst Erdgas nutzen und erst später auf Wasserstoff umstellen. Eine solche Strategie kann sinnvoll sein, um Gelegenheitsfenster bei anstehenden Re-Investitionen zu nutzen, bereits in Transformationstechniken zu investieren und gleichzeitig hohe Emissionsminderungen von über 60 % gegenüber der Primärstahlerzeugung im Hochofen zu erzielen. Für die Chemieindustrie wäre eine solche Übergangslösung ebenfalls denkbar, indem die MtO-Route zunächst mit erdgasbasiertem Methanol genutzt wird. Wenn möglich ist – aufgrund mit der Erdgasnutzung verbundener massiver Emissionen außerhalb des Industriesektors – eine direkte Umstellung auf CO_2-neutrale Energieträger deutlich vorzuziehen.

4.6 Welche Instrumente und Maßnahmen sind für die Zielerreichung besonders wichtig?

Ambitionierte Klimaziele brauchen ambitionierte Maßnahmen. Der aktuelle Politikmix ist nicht ausreichend, um mittelfristig die Sektorziele zu erreichen und bietet vor allem keine ausreichenden Anreize für die grundlegende langfristige Transformation. Für eine erfolgreiche Industriewende bedarf es daher einer Anpassung des regulatorischen Rahmens. Neben der Überwindung verschiedener Hemmnisse besteht dabei eine besondere Herausforderung darin, den Wandel zu vollziehen und dabei die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen und europäischen Unternehmen zu wahren.

Ein starkes CO_2-Preissignal des EU-ETS kann ein zentrales Instrument zur Ermöglichung der Industrietransformation sein. Kurz- bis mittelfristig werden aber weitere Instrumente benötigt, da der Zertifikatspreis vermutlich noch nicht hoch genug sein wird, um hohe Einzelinvestitionen in CO_2-neutrale Verfahren zu ermöglichen -insbesondere, da diese häufig teure Sekundärenergieträger wie Strom, Wasserstoff oder PtG nutzen. Darüber hinaus gibt es Bereiche, die vom EU-ETS selbst bei einem höheren CO_2-Preis nicht (effektiv) adressiert werden, aufgrund des ETS-Designs, aber auch wegen verschiedener Formen des Marktversagens. Dazu zählen z. B. Veränderungen entlang der Wertschöpfungsketten bis in die Endverbrauchssektoren.

Alle Szenarien zeigen die zentrale Bedeutung der Umstellung auf CO_2-neutrale Herstellungsverfahren in den Branchen der Grundstoffindustrie. Die Vermeidungskosten dieser Verfahren liegen mit 100-200 Euro/tCO_2 über dem heutigen und bis 2030 erwarteten CO_2-Preis. Abhängig von den zukünftigen Preisen CO_2-neutraler Energieträger können diese aber auch noch deutlich höher ausfallen (über 200 Euro/tCO_2).

Insbesondere sechs Elemente des Instrumentenmixes sind hier zu nennen:

1. **Klimaschutzdifferenzverträge**, so genannte Carbon Contracts for Difference (CCfD) können die Wirtschaftlichkeitslücke schließen und so dafür sorgen, dass so genannte Schlüsseltechnologien, die einen wichtigen Beitrag zur Industriewende leisten, bereits frühzeitig auf industrielles Niveau hochskaliert werden. Gerade für den Zeitraum bis 2030 sind CCfDs ein gutes Instrument, um die Markteinführung von Schlüsseltechniken zu ermöglichen, mit steigendem CO_2-Preis im ETS sollten sie langfristig auslaufen. Begleitend kann der Transformationsprozess durch den Ausbau bestehender Forschungs- und Investitionsförderung, Garantien, Bürgschaften und Green Bonds unterstützt werden.
2. In ähnlicher Weise können **grüne Leitmärkte** über die Generierung von Märkten für CO_2-neutrale Produkte die großindustrielle Markteinführung und Hochskalierung der Produktionskapazitäten beschleunigen. Grüne Leitmärkte können über verschiedene Instrumente wie Quoten für CO_2-neutrale oder -arme Materialien, Produktkennzeichnungen oder die öffentliche Beschaffung gefördert werden. Zu Beginn kann dies über Quoten für grüne Produkte geschehen (oder perspektivisch über den Ausschluss „grauer" Produkte); auch entsprechende Verpflichtungen in der öffentlichen Beschaffung können anfangs Nachfrage schaffen. In einem zweiten Schritt könnten diese Leitmärkte ausgedehnt werden, etwa durch Labelling und Transparenz über Lieferketten mit dem Ziel, höhere Preise für CO_2-arm hergestellte Produkte zu ermöglichen.
3. Die Szenarien gehen von einem kontinuierlich steigenden CO_2-Preis aus. Wenn ein steigender CO_2-Preis von Akteuren antizipiert werden kann, so werden Investitionen frühzeitig ermöglicht. Herrscht hingegen hohe Unsicherheit bezüglich des zukünftigen CO_2-Preises werden Investitionen nicht getätigt. Die Einführung eines **Mindestpreispfades im EU-ETS** kann hier die Anreizwirkung des Emissionshandels erhöhen.
4. Ein auf die Erfordernisse der Industrie abgestimmter **Infrastrukturausbau** ist notwendig. Unternehmen sehen sich im Rahmen der Energiewende einer Reihe von Unsicherheiten ausgesetzt, dies betrifft insbesondere die (lokale) Verfügbarkeit und die Kosten/Preise von CO_2-neutralen Energieträgern wie Strom, Wasserstoff oder PtG. Ein Wasserstoff-

Backbone-Netz, welches die großen Industriestandorte verbindet, scheint eine robuste Strategie zu sein, die zielgerichtet verfolgt werden sollte. Auch relevant ist die Konzeption eines CO_2-Transportnetztes für den Transport des in Prozessen abgeschiedenen CO_2 zu Standorten der CO_2-Nutzung. Klare Meilensteine können hier für mehr Planungssicherheit sorgen.

5. Eine weitere Säule aller Szenarien ist ein beschleunigter Fortschritt bei der **Materialeffizienz** sowie höhere Anteile von **Sekundärproduktion**, besonders bei den Produkten und Materialien der Grundstoffindustrie. Ein starker CO_2-Preis kann auch hier Anreize setzen, wird alleine aber vermutlich nicht ausreichen, da das CO_2-Preissignal abhängig von der freien Zuteilung ggf. nicht vollständig eingepreist wird bzw. im Vergleich zu anderen Kostenkomponenten bei Endprodukten nicht hoch genug wäre, um Verhaltensänderungen zu induzieren.
6. Für die Stärkung der **Wettbewerbsfähigkeit** der deutschen Industrie können neben einer Technologieförderung (siehe oben Pkt. 1) zusätzlich kurzfristig auch CBAMs eine Hilfestellung bieten. Solche Lösungen sollten aber möglichst schnell durch ein weltweit harmonisiertes Klimaschutzregime abgelöst werden, wofür politische Prozesse aufgebaut und vorangetrieben werden müssen.

4.7 Fazit

Die diskutierten Szenarien zeigen, dass das Ziel eines nahezu klimaneutralen Industriesektors im Jahr 2045 möglich, aber mit sehr hohen Anstrengungen verbunden ist. Diese Transformation hin zu einer nahezu CO_2-neutralen industriellen Produktion setzt grundlegende Weichenstellungen voraus. CO_2-neutrale Verfahren müssen bereits 2025/2030 marktfähig sein und bis 2045 eine 100-prozentige Bestandsdiffusion erreicht haben. Dafür muss ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Verfahren gewährleistet werden. Dies gilt ebenso für die Dekarbonisierung der verbleibenden Prozesswärme (z. B. den Einsatz von bivalenten/elektrischen Kesseln in der Dampferzeugung), deren Wirtschaftlichkeit maßgeblich vom Preisunterschied der Energieträger abhängig ist. Eine weitere Grundvoraussetzung für die hier dargestellte Industriewende bilden ausreichend vorhandener grüner Strom sowie Wasserstoff oder PtG. Der Umbau und Ausbau von entsprechenden Transportinfrastrukturen für Wasserstoff und Strom muss zügig und großflächig geschehen. Dabei sollte der Aufbau eines Wasserstoff-Transportnetzes große Industrienachfrager berücksichtigen. Energie- und Materialeffizienz sowie Kreislaufwirtschaft werden weiter ambitioniert gestei-

gert und vorhandene Potenziale werden über beste verfügbare Techniken ausgeschöpft, um Endenergiebedarf und Kosten (Infrastruktur, EE-Ausbau, Energieimporte) der Transformation zu senken. Dies muss begleitet werden von einer Erweiterung des regulatorischen Rahmens, welche deutlich über die derzeit implementierten und beschlossenen Maßnahmen hinausgeht. Zentrale Herausforderungen sind die höheren laufenden Kosten CO_2-neutraler Technologien, der Infrastrukturausbau, die effektive Umsetzung von CO_2-Preis-Signalen entlang der Wertschöpfungsketten und die Reduzierung von Unsicherheiten bezüglich großer strategischer Investitionen sowie eine klare Perspektive für den wirtschaftlichen, groß-industriellen Betrieb von CO_2-neutralen Verfahren.

Literaturangaben

AGEB, 2020a. Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken Detaillierte Anwendungsbilanzen der Endenergiesektoren für 2018 und 2019 sowie zusammenfassende Zeitreihen zum Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken für Jahre von 2009 bis 2019. AGEB [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_19_v3.pdf.

DECHEMA, 2017. Low carbon energy and feedstock for the european chemical industry - Technology study. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry.pdf.

E&M Combustion, 2019. E & M Combustion develops a hydrogen burner for a chemical plant in Portugal. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://emcombustion.es/en/hydrogen-burner/.

Fahl U, Hufendiek K, Kittel L, et al., 2021. Kurzdossier: Industriewende - Wettbewerbseffekte und Carbon Leakage. Neue Politikmaßnahmen im Zuge des Europäischen Green Deal. | Ariadne. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ariadneprojekt.de/publikation/kurzdossier-carbonleakage/.

Fleiter T, Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Hrsg), 2013. Energieverbrauch und CO2-Emissionen industrieller Prozesstechnologien: Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Fraunhofer-Verlag, Stuttgart (ISI-Schriftenreihe „Innovationspotenziale“) [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2013/Umweltforschungsplan_FKZ-370946130.pdf.

Fleiter T, Rehfeldt M, Herbst A, Elsland R, Klingler A-L, Manz P, Eidelloth S, 2018. A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector: The FORECAST model. Energy Strategy Reviews, 22:237–254 DOI: 10.1016/j.esr.2018.09.005.

Geres R, Kohn A, Lenz SC, Ausfelder F, Bazzanella A, Möller A, FutureCamp Climate GmbH, DECHEMA G für CT und B, 2019. Roadmap Chemie 2050 auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland: eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://edocs.tib.eu/files/e01fn19/1682254917.pdf.

International Energy Agency I, 2020. Iron and Steel Technology Roadmap. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/eb0c8ec1-3665-4959-97d0-187ceca189a8/Iron_and_Steel_Technology_Roadmap.pdf.

Madeddu S, Ueckerdt F, Pehl M, Peterseim J, Lord M, Kumar KA, Krüger C, Luderer G, 2020. The CO_2 reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat). Environ Res Lett, 15(12):124004 DOI: 10.1088/1748-9326/abbd02.

Material Economics, 2018. The Circular Economy - a Powerful Force for Climate Mitigation. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://materialeconomics.com/material-economics-the-circular-economy.pdf?cms_fileid=340952bea9e68d9013461c92fbc23cae.

Neuwirth M, Fleiter T, 2020. Hydrogen technologies for a CO2-neutral chemical industry – a plant-specific bottom-up assessment of pathways to decarbonise the German chemical industry. In: European Council for an Energy-Efficient Economy -ECEEE-, Stockholm: Industrial Efficiency 2020 - Decarbonise Industry! eceee Industrial Summer Study 2020. , Chalmers Lindholmen Conference Centre, Gothenburg, Sweden; Digital Event, S. 487–497 [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://publica.fraunhofer.de/documents/N-605874.html.

Palacios A, Bradley D, 2021. Conversion of natural gas jet flame burners to hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy, 46(33):17051–17059 DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.02.144.

Purr K, Günther J, Lehmann H, Nuss P, 2019. Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE. Climate Change, 36/2019. In: Umweltbundesamt U (Hrsg) [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet_auflage2_juni-2021.pdf.

Rehfeldt M, Fleiter T, Worrell E, 2018. Inter-fuel substitution in European industry: A random utility approach on industrial heat demand. Journal of Cleaner Production, 187:98–110 DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.03.179.

Smith C, Hill A, Torrente-Murciano L, 2020. Current and future role of Haber–Bosch ammonia in a carbon-free energy landscape. Energy Environ Sci, 13(2):331–344 DOI: 10.1039/C9EE02873K.

Toyota, 2018. Toyota Develops World's First General-purpose Hydrogen Burner for Industrial Use: Newly developed structures reduce NOx emissions to below natural gas burner levels, zero CO2 emissions from combustion. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://global.toyota/en/newsroom/corporate/25260001.html#.

UNFCCC, 2021. Inventarbericht und CRF-Tabellen für Deutschland. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2021.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. V, 2020. Dekarbonisierung von Zement und Beton - Minderungspfade und Handlungsstrategien: Eine CO2- Roadmap für die deutsche Zementindustrie. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_Dekarbonisierung_Zement_Beton_2020.pdf.

Wirtschaftsvereinigung Stahl (Hrsg), 2019. Rohstahlproduktion in Deutschland: Jahresbilanz 2018. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.stahl-online.de/medieninformationen/medieninformationen-421/.

WS-Wärmeprozesstechnik GmbH, 2020. Green Gas Ready. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://flox.com/documents/22_GreenGasReady.pdf.

Zhao Y, McDonell V, Samuelsen S, 2019. Experimental assessment of the combustion performance of an oven burner operated on pipeline natural gas mixed with hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy, 44(47):26049–26062 DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.08.011.

5. Ausbau von Windkraft und Photovoltaik

5.1	Zusammenfassung	148
5.2	Notwendiger Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung	149
5.3	Modellierung des regionalen Ausbaus von Windkraft und Photovoltaik	150
5.4	Ergebnisse der Potenzialanalyse	152
5.4.1	*Wind Onshore*	*152*
5.4.2	*Wind Offshore*	*160*
5.4.3	*PV auf Dachflächen*	*162*
5.4.4	*Freiflächen-PV*	*165*
5.4.5	*Überblick über die gesamte mögliche Stromerzeugung in den drei Szenarien*	*169*
5.5	Zusammenfassung und Handlungsbedarfe	170
5.5.1	*Zusammenfassung*	*170*
5.5.2	*Handlungsbedarfe*	*171*
5.6	Weiterer Forschungsbedarf	172
Literaturangaben		174

Autorinnen und Autoren
Klara Reder, Diana Böttger, Carsten Pape, Norman Gerhardt



5.1 Zusammenfassung

Um die Strommengen aus Erneuerbaren Energien in Höhe der zu erwartenden Stromnachfrage von mehr als 1.000 TWh im Jahr 2045 weitgehend national zu erreichen, ist ein sehr starker Ausbau von Windenergie an Land und auf See sowie der Photovoltaik (PV) (auf Dach- und Freiflächen) notwendig. Im Jahr 2020 erreichten Windkraft und Photovoltaik zusammen eine Stromerzeugung von knapp 182 TWh bei 116 GW installierter Leistung. Der weitere Ausbau muss mit gesteigerter Ausbaugeschwindigkeit im Vergleich zu den vergangenen Jahren erfolgen.

Potenziale für Windenergie an Land sind in allen Bundesländern vorhanden, auch wenn die erreichbaren Volllaststunden regional unterschiedlich sind. Durch die technologische Weiterentwicklung zu mehr Schwachwindanlagen können die mittleren Volllaststunden von rund 2.900 in 2030 auf 3.100 bis 3.250 Volllaststunden in 2045 gesteigert werden. Die geringsten Volllaststunden werden in 2045 in Bayern erreicht, betragen aber trotzdem noch etwa 2.500 h/a.

Die Potenziale für Offshore Windenergie in der Nord- und Ostsee wurden mit 56 GW abgeschätzt, wobei der Großteil auf die Nordsee entfällt. Durch die gleichmäßigeren Windverhältnisse auf See können Offshore Windkraftanlagen rund 3.900 Volllaststunden in 2030 bzw. 3.675 bis 3.780 Volllaststunden in 2045 erreichen. Aufgrund der im Zeitverlauf zunehmenden Bebauung in der Nordsee kommt es dort zu Abschattungseffekten, die dazu führen, dass die Volllaststunden im Mittel in 2030 trotz des weiteren technologischen Fortschrittes bis 2045 absinken.

Die Potenziale für PV-Dachflächenanlagen verteilen sich anhand der Besiedlung in Deutschland mit Schwerpunkten in dem bevölkerungsreichen Bundesland Nordrhein-Westfalen sowie den Großstädten Berlin, Hamburg und München. Im Mittel können etwa 925 Volllaststunden erreicht werden. Beim maximalen betrachteten Ausbau mit 250 GW im *Fokus* PV- bzw. *Kombinations*-Szenario werden in 2045 in fast allen Gemeinden die potenziell zur Verfügung stehenden Dachflächen fast vollständig mit Aufdachanlagen bebaut.

Potenziale für PV-Freiflächenanlagen bestehen auf den Randstreifen von Autobahnen und Schienenwegen sowie auf Konversionsflächen. Bei einer optimalen Ausrichtung nach Süden lassen sich mit PV-Freiflächenanlagen etwa 1.000 Volllaststunden erreichen. Der höchste Ausbau mit 300 GW in 2045 wurde im *Kombinations*-Szenario untersucht. In diesem Szenario haben fast alle Gemeinden, die ein hohes Freiflächenpotenzial haben, eine installierte Leistung größer als 600 kW/km².

5.2 Notwendiger Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung

Aufgrund der Notwendigkeit einer ambitionierten CO_2-Minderung in der Stromerzeugung und der zusätzlich benötigten Strommengen bedingt durch die Elektrifizierung im Rahmen der Sektorenkopplung, ist ein starker und schneller Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) dringend erforderlich. Der zukünftige deutsche Strombedarf wird überwiegend durch Windkraft an Land (Onshore) und auf See (Offshore) als auch durch Photovoltaik gedeckt werden müssen.

Wie hoch der Bedarf an heimischen Erneuerbaren Energien genau sein wird, hängt unter anderem davon ab, ob direktelektrische Optionen oder synthetische Energieträger stärker im Fokus der Sektorenkopplung stehen und wie die zukünftigen Importstrukturen insbesondere für Power-to-X, aber auch für Strom aussehen. Trotz dieser Unsicherheiten lassen sich klare Bandbreiten und Mindestausbaumengen ableiten. Basierend auf der Nutzung von Gesamtsystemmodellen kann für 2045 eine Bandbreite für den nationalen Stromverbrauch von 1.000 bis 1.350 TWh abgeleitet werden (siehe Kapitel 1). Um diesen decken zu können, wird für einen Ausbau der PV bis 2045 eine Bandbreite in Höhe von 200 - 400 GW unterstellt, während der Ausbau für Onshore Wind auf 130 - 180 GW und Offshore Wind auf 40 - 56 GW geschätzt wird.

Basierend auf angenommenen Zielkapazitäten wird der regionale Zubau der EE-Erzeugung modelliert. Im Folgenden werden drei konkrete Szenarien für den Wind- und Photovoltaikausbau betrachtet, die jeweils unterschiedliche technologische Schwerpunkte haben. Im ersten Szenario *Fokus Wind* liegt der Schwerpunkt auf dem Ausbau der Onshore Windtechnologie. In diesem Szenario wird angenommen, dass 2 % der Landesfläche für Windkraftanlagen deutschlandweit zur Verfügung stehen. Das bedeutet auch einen deutlichen Zuwachs in Bundesländern wie Bayern, die derzeit durch bestehende Abstandsregelungen kaum Flächen ausweisen. Im zweiten Szenario *Fokus PV* liegt der Schwerpunkt auf dem Ausbau der Photovoltaik und es wird davon ausgegangen, dass aufgrund von Abstandsregelungen bzw. Flächenausweisungen, Genehmigungsverfahren, höheren Naturschutzanforderungen sowie fehlender Akzeptanz weniger Wind an Land ausgebaut werden kann und somit mehr Strom aus Photovoltaikanlagen erzeugt werden muss. Beide Szenarien basieren auf einem angenommen heimischen Stromverbrauch von ca. 1.000 TWh in 2045 und stellen die Untergrenze für die Erreichbarkeit von Klimazielen dar. Da in den Modellergebnissen (siehe Kapitel 1) teilweise noch deutlich höhere nationale EE-Strommengen notwendig sind, um weniger von Power-to-X-Importen abhängig zu sein, wird im dritten Szenario *Kombination (viel Wind & viel PV)* von allen EE-Technologien jeweils ein sehr starker Ausbau angenommen, das heißt der hohe Wind Onshore Ausbau aus dem *Fokus Wind* Szenario wird mit dem hohen Ausbau an Photovoltaik aus dem *Fokus PV*-Szenario kombiniert. Darüber hinaus wird

die Leistung von PV-Freiflächenanlagen selbst gegenüber dem *Fokus PV*-Szenario noch einmal verdoppelt und die Offshore-Stromerzeugung gesteigert. Dadurch ist das *Kombinations*-Szenario in der Lage einen heimischen Stromverbrauch von ca. 1.500 TWh zu decken, was die Obergrenze der Szenarien darstellt. Die genauen Leistungen in den Szenarien sind in Tabelle 5.1 angegeben. Für Onshore wird im Fokus PV-Szenario der Naturschutz stärker gewichtet, indem weitere Potentialflächen wie Wald und Naturparke ausgeschlossen werden, woraus sich die Untergrenze ergibt. Für Offshore wird aufgrund der Belastungen für das Übertragungsnetz (siehe Projekt DeV-KopSys[16]) und der Notwendigkeit Wasserstoff zu erzeugen nur eine Netzanbindung von 20 GW unterstellt, die im Rahmen des Netzentwicklungsplanes bis 2030 umgesetzt wird. Langfristig basiert die Untergrenze auf der Raumordnungsplanung von 40 GW – und damit 20 GW für Wasserstoff. Im *Kombinations*-Szenario werden für 2030 zusätzlich 5 GW für Wasserstoff unterstellt, die auf Basis der Flächenverfügbarkeit umsetzbar wären, aber nicht an das Netz angeschlossen werden können. Und für 2045 wird als Obergrenze das Flächenpotenzial Deutschlands bei der für hohe Erträge notwendige geringe Windparkdichte von 56 GW unterstellt. Für PV-Freiflächen basieren die 150 GW auf den Potenzialflächen entlang von Autobahnen und Schienentrassen. Für das *Kombinations*-Szenario sind hier zusätzliche Ackerflächen notwendig. Für Dachflächen basieren die 250 GW auf einer Potenzialabschätzung möglicher verbrauchsnaher Erzeugung auf Niederspannungsebene, um den Netzausbaubedarf im Verteilnetz zu verringern. Die Leistungen für PV und Onshore in 2030 ergeben sich aus dem möglichen Markthochlauf und Ausbaupfad bis 2045.

Szenario	**Fokus Wind**		**Fokus PV**		**Kombination (viel Wind & viel PV)**	
Szenariojahr	2030	2045	2030	2045	2030	2045
Wind Onshore	98,3 GW	180 GW	82,8 GW	130 GW	98,3 GW	180 GW
Wind Offshore	20 GW	40 GW	20 GW	40 GW	25 GW	56 GW
PV-Dachflächen	61 GW	114 GW	115 GW	250 GW	115 GW	250 GW
PV-Freiflächen	38 GW	86 GW	70 GW	150 GW	70 GW	300 GW

Tabelle 5.1: Annahmen zur installierte Wind- und Photovoltaikleistung in den verschiedenen Szenarien.

[16] Der Abschlussbericht des Projektes „Dekarbonisierung Verkehr - Rückkopplung Energiesystem (DeV-KopSys)“ wird in Kürze auf der Projekthomepage veröffentlicht, siehe https://devkopsys.de/.

5.3 Modellierung des regionalen Ausbaus von Windkraft und Photovoltaik

Mit den energyANTS (**energy** system **AN**alyses using **T**emporal and spatial **S**imulation) werden die Simulationen für den Ausbau erneuerbaren Stromerzeugung vorgenommen. Die energyANTS setzen sich aus den hier relevanten Teilmodellen regioANTS, windANTS und pvANTS zusammen. Für jede Technologie wird dabei jeweils zuerst die regionale Verteilung der Anlagen für eine vorgegebene installierte Leistung (regioANTS) und im zweiten Schritt die Stromerzeugung anhand der regionalen Wetterdaten berechnet (windANTS bzw. pvANTS).

Für die regionale Verteilung von Onshore Windkraftanlagen müssen die Potenzialflächen bestimmt werden, indem Flächen wie Siedlungsgebiete mit einem Puffer, geschützte Gebiete und weitere ausgeschlossen werden. Für das *Fokus PV*-Szenario wurde zusätzlich der Naturschutz stärker gewichtet (z. B. wurden Waldgebiete und Naturparks ausgeschlossen). Die Eignung der einzelnen Flächen wird über verschiedene Kriterien wie z. B. den Abstand zu Ortschaften und Naturschutzgebieten sowie der Standortgüte ermittelt. Zusätzlich wird der heutige Anlagenbestand mit einer Lebensdauer von 20 Jahren berücksichtigt. Für die Berechnung der Erzeugungszeitreihen werden stündlich aufgelöste Windgeschwindigkeiten auf einem Gitter in ca. 2,8 km Auflösung der COSMO-Wettermodelle des Deutschen Wetterdienstes verwendet.

Der zukünftige Ausbau der Windenergie auf See wird unter Berücksichtigung von Bestands-Windparks sowie von Vorrang- und Vorbehaltsgebieten modelliert. Anschließend werden unter Berücksichtigung des Zubaus Leistungszeitreihen für die Offshore-Windenergie simuliert. Basis für die Simulation der Offshore-Windenergie bildet das REA6-Modell des Deutschen Wetterdienstes mit einer räumlichen Auflösung von ca. 6 x 6 km.

Um den PV-Dachflächen Ausbau zu bestimmen, wurde zuerst mittels des Modells regioANTS die räumliche Verteilung der installierten Leistung pro Jahr und Gemeinde ermittelt. Der Zielwert pro Bundesland wurde ausgehend von einem Ausbauziel für ganz Deutschland anhand der potenziell zur Verfügung stehenden Dachflächen berechnet. In dem Algorithmus wird die Ausbaugeschwindigkeit pro Gemeinde ermittelt, indem ausgehend auf der historischen installierten Leistung pro Gemeinde die bisherige Ausbaugeschwindigkeit ins Verhältnis zur Ausbaugeschwindigkeit des jeweiligen Bundeslandes gesetzt wird. Das Dachflächenpotenzial wird durch die Fläche der Hausumringe angenähert. Der aktuelle Anlagenbestand stammt aus dem Marktstammdatenregister.

Für PV-Freiflächenanlagen werden die Potenzialflächen bestehend zum einen aus Randstreifen von 185 m Breite neben Autobahnen und Schienenwegen sowie Konversionsflächen (Landwirtschaftsflächen mit schlechter Bodenqualität und Heideflächen) bestimmt. Anschließend werden auf den Potenzialflächen zufällig Anlagen platziert. Die Anlagengröße wird mittels einer Wahrscheinlichkeitsverteilung aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-Erfahrungsbericht bestimmt. Ausrichtung und Neigung sind für Freiflächenanlagen immer optimal mit 30° Neigung und Ausrichtung nach Süden angenommen.

Mit dem Modell pvANTS werden die stündlichen Erzeugungszeitreihen von Dach- und Freiflächen-PV-Anlagen bestimmt. Das Modell besteht aus einem Solaranteilmodell, einem Kollektormodell und einem Wechselrichtermodell. Bei der Berechnung werden neben der Globalstrahlung auch Temperaturdaten und räumlichen Daten zur Position, Ausrichtung und Neigung eines PV-Moduls verwendet.

5.4 Ergebnisse der Potenzialanalyse

Im Folgenden werden für die Windkraft und Photovoltaik die regionale Anlagenverteilung sowie die möglichen Erträge und Volllaststunden in den verschiedenen Szenarien dargestellt.

5.4.1 Wind Onshore

Tabelle 5.2 stellt die möglichen Energieerträge und Volllaststunden für die betrachteten Szenarien im Vergleich dar. Bei den Volllaststunden gibt es grundsätzlich zwei Effekte: einerseits steigen diese durch den Trend zu Schwachwindanlagen im Zeitverlauf an, andererseits müssen mit zunehmendem Ausbau immer mehr Flächen mit vergleichsweise schlechteren Windgeschwindigkeiten bebaut werden (*Fokus Wind*-Szenario im Vergleich zum *Fokus PV*-Szenario). Mit dem höchsten Ausbau von 180 GW in 2045 im *Fokus Wind*-Szenario können demnach knapp 560 TWh Strom aus Windenergieanlagen an Land erzeugt werden.

Szenario	Fokus Wind		Fokus PV		Kombination (viel Wind & viel PV)	
Szenariojahr	2030	2045	2030	2045	2030	2045
Installierte Leistung	98,3 GW	180 GW	82,8 GW	130 GW	98,3 GW	180 GW
Energieertrag	282 TWh	558 TWh	243 TWh	423 TWh	282 TWh	558 TWh
Volllaststunden	2.871 h/a	3.100 h/a	2.941 h/a	3.254 h/a	2.871 h/a	3.100 h/a
Flächenbedarf	370.500 ha	702.000 ha	312.000 ha	507.000 ha	370.500 ha	702.000 ha

Tabelle 5.2: Berechnete Energieerträge und Volllaststunden für Onshore Windenergie in den einzelnen Szenarien für die vorgegebene installierte Leistung

Fokus Wind Szenario:

In Abbildung 5.1 sind mögliche Standorte für Windenergieanlagen an Land in 2030 und 2045 abgebildet. In 2030 beträgt die installierte Leistung wie in Tabelle 5.2 beschrieben 98,3 GW und in 2045 sind es 180 GW. In 2030 ist die räumliche Verteilung homogener über ganz Deutschland verteilt als in 2045. Das liegt i) an den Annahmen, die für das Szenario getroffen wurden und ii) dass in 2030 noch etwa 31 GW aus dem Bestand von 2020 installiert (Abbildung 5.2) sind und voraussichtlich keine davon mehr in 2045 aktiv sein wird (EEG-Vergütung liegt bei 20 Jahren).

i) Die Annahmen für das Szenario beinhalten, dass Naturschutzflächen nicht bebaut werden dürfen, der Abstand zu Wohngebäuden ausreichend hoch sein soll (Potenzialflächen). Entsprechend sind besonders in Nordrhein-Westfalen aufgrund der hohen Bevölkerungsdichte und Bebauung sowie im Osten von Bayern Flächen aufgrund von Naturschutzgebieten ausgeschlossen. Durch die Flächenbewertung werden geeignete Flächen zuerst bebaut. Das *Fokus Wind*-Szenario mit 180 GW fordert eine sehr hohe installierte Leistung, sodass auch im Süden viele Flächen mit erschlossen werden.

ii) Die Anlagen, die heute installiert sind und noch in 2030 im Bestand sind, liegen vorranging in Norddeutschland, besonders in Niedersachsen und Schleswig-Holstein. Die Bestandsanlagen befinden sich auch in Gebieten die durch die Annahmen aus i) für die Modellierung ausgeschlossen wurden (z. B. kleine Anlage neben einem Bauernhof, die heute keine Genehmigung mehr bekommen würde). Es wurde angenommen, dass Anlagen aus 2020 noch 20 Jahre in Betrieb sind und neu installierte Anlagen nach 2020 bis zu 25 Jahren in Betrieb sein können. Das heißt, dass in 2045 keine Bestandsanlagen mehr vorhanden sind. Die Verteilung der Bestandsanlagen und die

die neu hinzugekommenen Anlagen bis 2030 scheinen deswegen homogener verteilt zu sein.

Die Ergebnisse der Modellierung zeigen deutlich, dass die Annahmen, die in ein Modell einfließen, starke Auswirkungen auf die Ergebnisse haben. Die Ergebnisse weisen auf die Konkurrenz zwischen den Anforderungen an den Naturschutz und den Bau von Windenergieanlagen hin. Sind andere Potenzialflächen vorhanden sowie eine andere Flächenbewertung, führt dies zu einer anderen Verteilung der Platzierung von Windenergieanlagen.

a) 2030 **b) 2045**

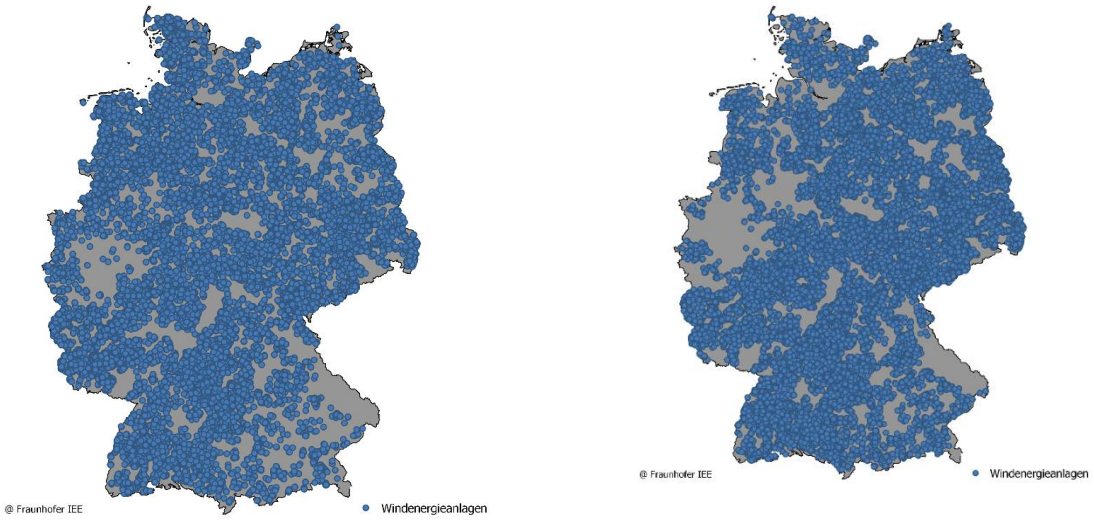


Abbildung 5.1: Standorte für Windenergieanlagen an Land in 2030 und 2045 für das Fokus Wind-Szenario.

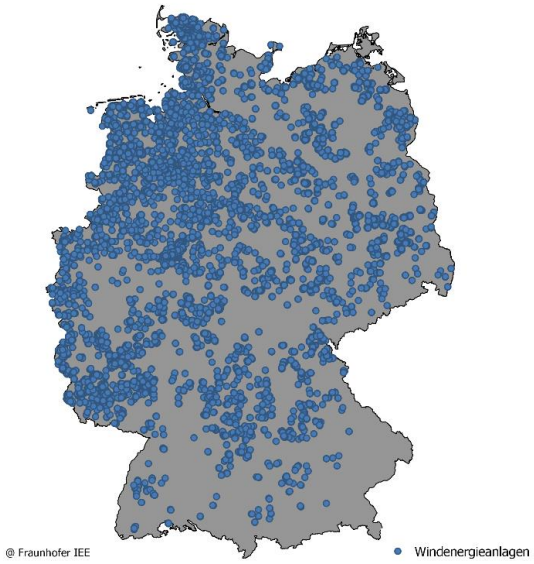


Abbildung 5.2: Windenergieanalgen an Land aus dem heutigen Bestand, die 2030 noch in Betrieb sein werden.

Die installierte Leistung, die Volllaststunden und der Energieertrag je Bundesland sind in Tabelle 5.3 zu finden. In fast allen Bundesländern verdoppelt sich etwa die installierte Leistung von 2030 zu 2045. In 2030 ist die höchste installierte Leistung in Baden-Württemberg, Niedersachsen, Bayern und Brandenburg. In 2045 hat sich die Reihenfolge geändert, aber alle vier Bundesländer haben die höchste installierte Leistung in Deutschland. Besonders geringe installierte Leistungen sind in den drei Stadtstaaten und im Saarland vorzufinden. Die Volllaststunden variieren zwischen 2.357 und 4.114 h/a. Die Volllaststunden sind im Norden (Niedersachsen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg) aufgrund der höheren Windhöffigkeit höher als in Süddeutschland (Bayern und Baden-Württemberg). In 2045 sind die Volllaststunden in allen Bundesländern höher als in 2030. Das liegt an der Annahme, dass die Technologie sich verbessert (Nabenhöhe und Rotordurchmesser) und damit die Volllaststunden gesteigert werden können. Der Energieertrag setzt sich aus der installierten Leistung der Windenergieanlagen pro Bundesland und den Volllaststunden zusammen. Den höchsten Energieertrag weisen 2030 und 2045 Niedersachsen, Brandenburg und Baden-Württemberg auf. Den geringste Energieertrag erbringen aufgrund der geringen installierten Leistung die Stadtstaaten und das Saarland.

Bundesland	Installierte Leistung 2030 [MW]	Installierte Leistung 2045 [MW]	VLS 2030 [h/a]	VLS 2045 [h/a]	Energieertrag [TWh] 2030	Energieertrag [TWh] 2045
Baden-Württemberg	13252	31420	2362	2524	31	79
Bayern	10484	23062	2357	2497	25	58
Berlin	61	93	3146	3585	0	0
Brandenburg	9889	19226	3291	3631	33	70
Bremen	88	0	2981	0	0	0
Hamburg	88	18	3082	4114	0	0
Hessen	6707	16230	2678	2940	18	48
Mecklenburg-Vorpommern	6687	12730	3355	3611	22	46
Niedersachsen	13926	20412	3132	3638	44	74
Nordrhein-Westfalen	4333	2899	2917	3483	13	10
Rheinland-Pfalz	7376	10764	2582	2933	19	32
Saarland	913	745	2496	2719	2	2
Sachsen	6805	14740	3202	3338	22	49
Sachsen-Anhalt	5105	9738	2951	3377	15	33
Schleswig-Holstein	6375	5353	3249	3681	21	20
Thüringen	6216	12591	2801	2989	17	38

Tabelle 5.3: Installierte Leistung in MW, Volllaststunden (VLS) und Energieertrag (TWh) für 2030 und 2045 für das Fokus Wind-Szenario.

Um den Nettozubau für Windenergieanlagen zu bestimmen, wird angenommen, dass Bestandsanlagen für jeweils 20 Jahre in Betrieb sind. Für die Jahre 2021 bis 2025 wird die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber (enervis energy advisors GmbH, 2020) verwendet, für alle folgenden Jahre wird von einem linearen Anstieg ausgegangen. Bei den Anlagen, die nach 2020 gebaut werden, wird davon ausgegangen, dass die Windenergieanlagen länger im Betrieb sein werden. Hier wird von 25 Jahren ausgegangen, wobei ab dem 21. Jahr nur noch 80 % des Vorjahres im Bestand bleiben. Der Bestand wird mit dem Zubau verrechnet, um auf die passenden installierten Leistungen, die für das Ziel-Szenariojahr vorgegeben sind, zu kommen.

In Abbildung 5.3 ist die neu zu installierende Leistung für jedes Jahr von 2021 bis 2045 abgebildet. Es müssen im Mittel etwa 6 GW pro Jahr neu installiert werden. Bis Mitte der 2030er Jahre ist hier eine leicht steigende Tendenz zu sehen, die bis 2040 abfällt und anschließend wieder auf etwa 8 GW in 2045 ansteigt.

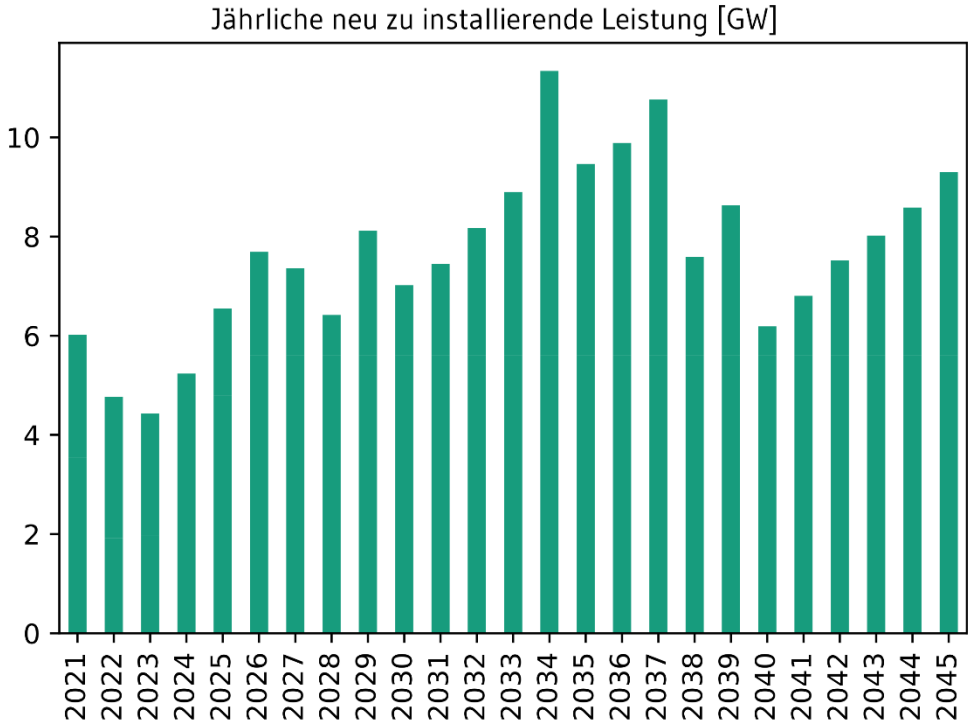


Abbildung 5.3: Neu zu installierende Leistung pro Jahr bis 2045 für das Fokus Wind-Szenario.

In Abbildung 5.4 ist der Nettozubau und Repowering (eine Windenergieanlage wird außer Betrieb genommen und am selben Standort durch eine neue ersetzt) akkumuliert bis 2045 abgebildet. Durch die Anlehnung an die Mittelfristprognose, ist der Anstieg bis 2025 gemäßigt, was eine Umstellungsträgheit der Märkte und Politik auf gesteigerte Ausbauzahlen abbilden soll. Nach

2025 findet ein kontinuierlicher Zuwachs an Nettozubau und Repowering statt. Windenergieanlagen haben durch die EEG-Vergütung eine Lebensdauer von 20 Jahren, die voraussichtlich für einige Anlagen auf bis zu 25 Jahre erhöht werden wird. Durch die oben beschriebenen Annahmen gibt es Anlagen, die in 2021 gebaut werden und in 2045 nicht mehr in Betrieb sind. Deswegen ist in 2045 die akkumulierte installierte Leistung mit etwa 200 GW höher als die Szenarioannahme von 180 GW.

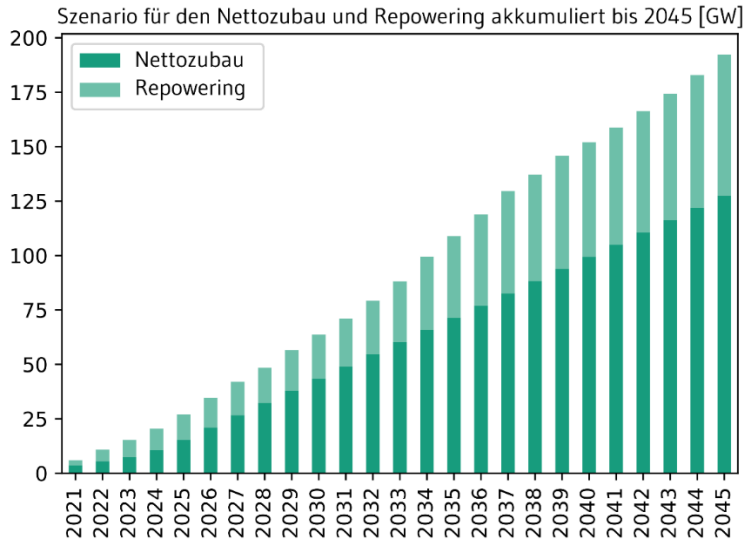


Abbildung 5.4: Kumulierter Zubau und Repowering für jedes Jahr für das Fokus Wind-Szenario.

Fokus PV-Szenario:

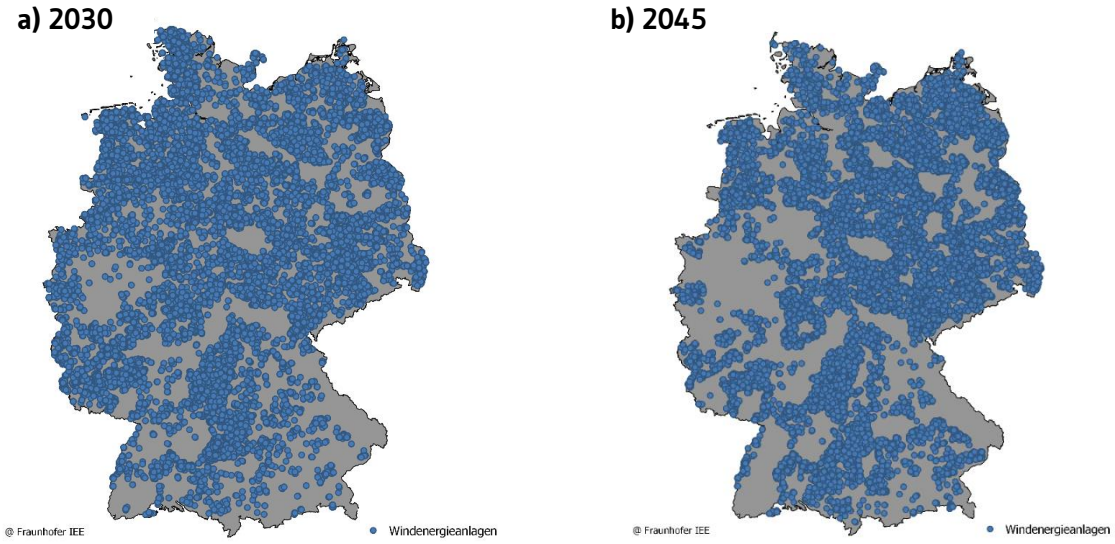


Abbildung 5.5: Standorte für Windenergieanlagen an Land in 2030 und 2045 für das Fokus PV-Szenario.

Die installierte Leistung und die Volllaststunden sind in Tabelle 5.4 zu finden. In 2030 und in 2045 ist die höchste installierte Leistung in Niedersachsen, Brandenburg, Bayern und Mecklenburg-Vorpommern. Hier wird wie oben beschrieben deutlich, dass im Gegensatz zum *Fokus Wind*-Szenario mehr installierte Leistung in Norddeutschland zu finden ist. Besonders geringe installierte Leistungen sind wie im *Fokus Wind*-Szenario in den drei Stadtstaaten und im Saarland. Die Volllaststunden variieren zwischen 2.320 - 4.096 h/a und sind damit ähnlich zum *Fokus Wind*-Szenario. Die Volllaststunden sind genau wie im *Fokus Wind*-Szenario in den nördlichen Bundesländern höher als in den südlichen Bundesländern. Durch eine Verbesserung der Technologieparameter erhöhen sich die Volllaststunden von 2030 zu 2045. Der Energieertrag ist in Niedersachsen, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern am höchsten. Im Vergleich zum *Fokus Wind*-Szenario hat Baden-Württemberg eher durchschnittliche Energieerträge. Das liegt daran, dass im *Fokus Wind*-Szenario aufgrund der hohen Leistung von 180 GW mehr Flächen in Deutschland bebaut werden müssen und damit auch mehr Flächen, die im Süden liegen und schlechtere Flächenbewertungen haben.

Bundesland	Installierte Leistung 2030 [MW]	Installierte Leistung 2045 [MW]	VLS 2030 [h/a]	VLS 2045 [h/a]	Energieertrag [TWh] 2030	Energieertrag [TWh] 2045
Baden-Württemberg	6.623	11.397	2.466	2.631	16	30
Bayern	7.725	14.752	2.368	2.546	18	38
Berlin	22	0	2.653	0	0	0
Brandenburg	9.660	17.134	3.312	3.666	32	63
Bremen	88	0	2.981	0	0	0
Hamburg	93	41	3.121	4.096	0	0
Hessen	4.206	6.377	2.646	2.934	11	19
Mecklenburg-Vorpommern	7.001	13.453	3.344	3.595	23	48
Niedersachsen	13.849	20.766	3.116	3.616	43	75
Nordrhein-Westfalen	4.145	2.549	2.909	3.560	12	9
Rheinland-Pfalz	6.000	5.775	2.485	2.804	15	16
Saarland	437	49	2.320	2.857	1	0
Sachsen	5.972	11.286	3.212	3.350	19	38
Sachsen-Anhalt	5.517	11.167	2.979	3.371	16	38
Schleswig-Holstein	6.430	5.091	3.278	3.732	21	19
Thüringen	5.000	10.209	2.758	2.995	14	31

Tabelle 5.4: Installierte Leistung Wind Onshore in MW, Volllaststunden (VLS) und Energieetrag (TWh) für 2030 und 2045 für das Fokus PV-Szenario.

In Abbildung 5.6 ist die neu zu installierende Leistung für jedes Jahr von 2021 bis 2045 abgebildet. Es müssen zwischen 4 und 8 GW pro Jahr neu installiert werden. Im Gegensatz zum *Fokus Wind*-Szenario mit bis zu 10 GW neu zu installierender Leistung pro Jahr fällt diese hier mit maximal 8 GW und einem Mittelwert von 5,6 GW gegenüber 7,7 GW deutlich geringer aus. Dennoch ist auch für das *Fokus PV*-Szenario ein Ausbau an Windenergieanlagen notwendig, um das Ziel für 2045 zu erreichen. Der Verlauf des Ausbaus ist bis 2030 einigermaßen konstant und steigt dann an, fällt wie im *Fokus Wind*-Szenario um 2040 ab und steigt bis 2045 wieder leicht an.

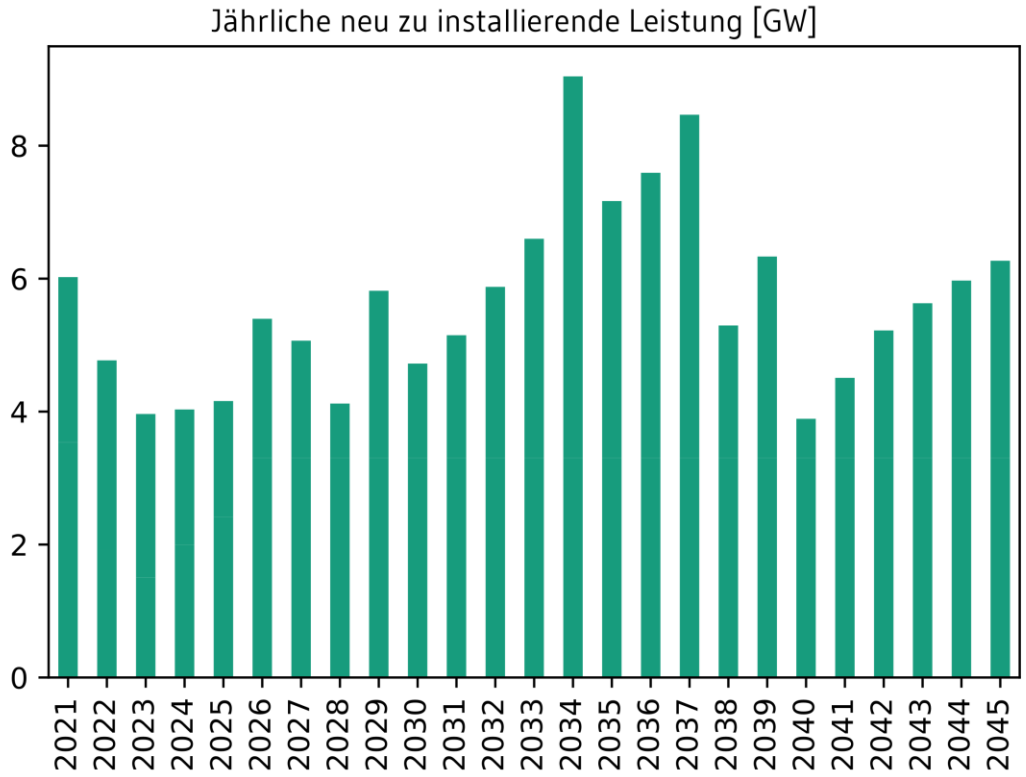


Abbildung 5.6: Neu zu installierende Leistung Wind Onshore pro Jahr bis 2045 für das Fokus PV-Szenario.

In Abbildung 5.7 ist der Nettozubau und Repowering akkumuliert bis 2045 abgebildet. Der Zuwachs an Nettozubau und Repowering ist wie im *Fokus Wind*-Szenario annähernd konstant, allerdings für das *Fokus PV*-Szenario weniger steil. Da die Zielgröße in 2045 mit 130 GW kleiner ist als im *Fokus Wind*-Szenario (180 GW), ist der Anteil am Repowering für das *Fokus PV*-Szenario höher. Genau wie im *Fokus Wind*-Szenario ist in 2045 der akkumulierte Zubau inklusive Repowering höher als 130 GW aufgrund von Windenergieanlagen, die ab 2021 gebaut werden, aber bis 2045 bereits wieder stillgelegt sind.

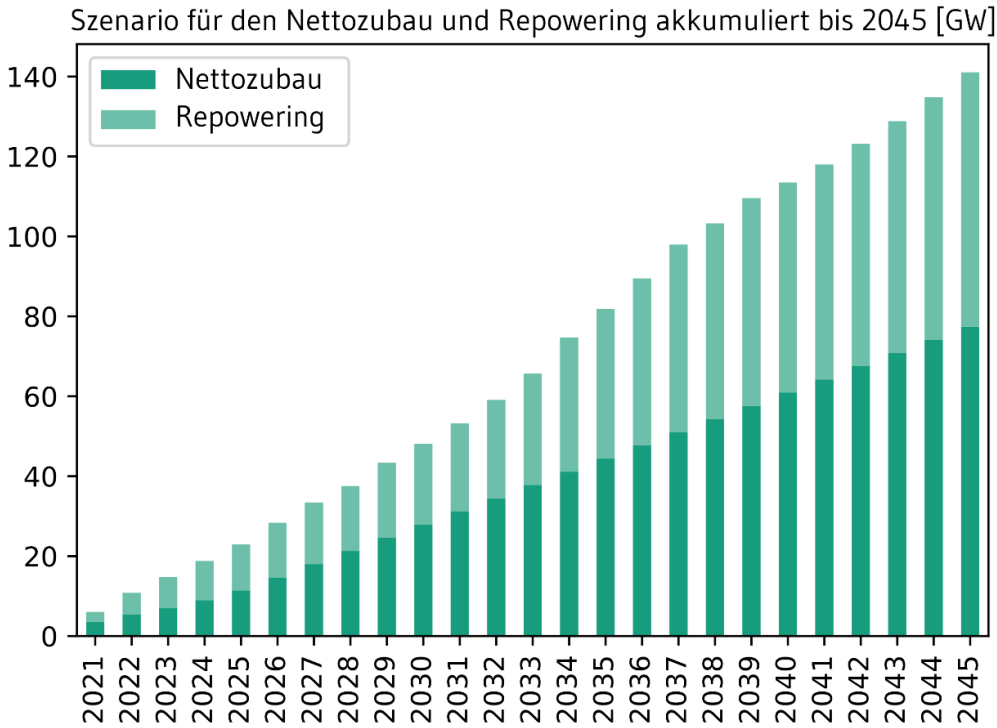


Abbildung 5.7: Kumulierter Zubau und Repowering Wind Onshore akkumuliert für jedes Jahr für das Fokus PV-Szenario.

Kombinations-Szenario (viel Wind & viel PV):

Das *Kombinations*-Szenario entspricht für Wind Onshore dem *Fokus Wind*-Szenario.

5.4.2 Wind Offshore

Tabelle 5.5 stellt die möglichen Energieerträge und Volllaststunden für die betrachteten Szenarien im Vergleich dar.

Szenario	Fokus Wind		Fokus PV		Kombination (viel Wind & viel PV)	
Szenariojahr	2030	2045	2030	2045	2030	2045
Installierte Leistung	20 GW	40 GW	20 GW	40 GW	25 GW	56 GW
Energieertrag	78 TWh	151,3 TWh	78 TWh	151,3 TWh	98,1 TWh	206,9 TWh
Volllaststunden	3.899 h/a	3.782 h/a	3.899 h/a	3.782 h/a	3.924 h/a	3.675 h/a

Tabelle 5.5: Berechnete Energieerträge und Volllaststunden für Offshore Windenergie in den einzelnen Szenarien für die vorgegebene installierte Leistung.

Kombinations-Szenario (viel Wind & viel PV):

In Abbildung 5.8 und Abbildung 5.9 sind die Volllaststunden für Offshore Windenergieanlagen in 2030 und 2045 abgebildet. Die Abbildung zeigt zudem die Wassertiefe in Metern sowie die 12 Seemeilen Zone. In 2030 sind deutlich weniger Flächen für Offshore Windenergieanlagen ausgewiesen als in 2045. In 2045 sind die Windparks in weiterer Entfernung zur Küste und damit auch in tieferen Gewässern. In 2045 fallen einige Windparks weg, die zurück gebaut werden und die sich in Regionen befinden, an denen nicht repowert werden darf. Auffällig ist, dass die Volllaststunden in 2030 höher sind als in 2045. Das liegt daran, dass in 2045 mehr Windparks gebaut werden und es damit zu Abschattungseffekten kommt, was die Volllaststunden reduziert. Dennoch ist der Gesamtertrag in 2045 höher, da die installierte Leistung deutlich höher ist.

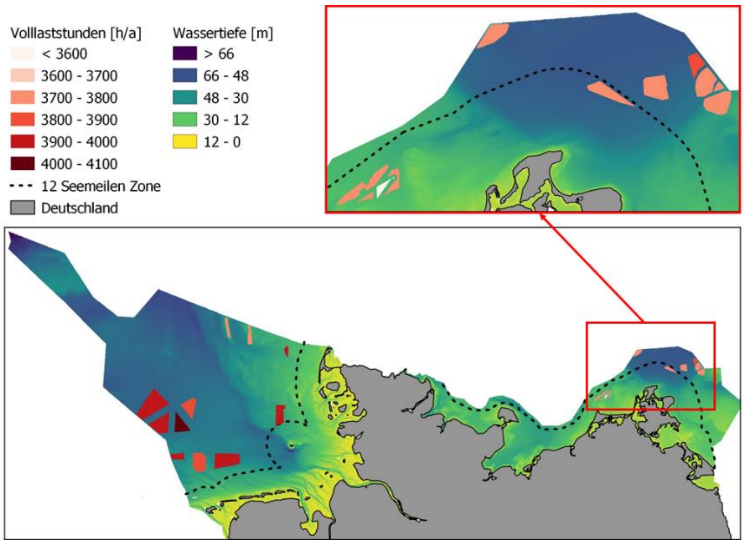


Abbildung 5.8: Volllaststunden für Windparks in 2030 in der Nord- und Ostsee.

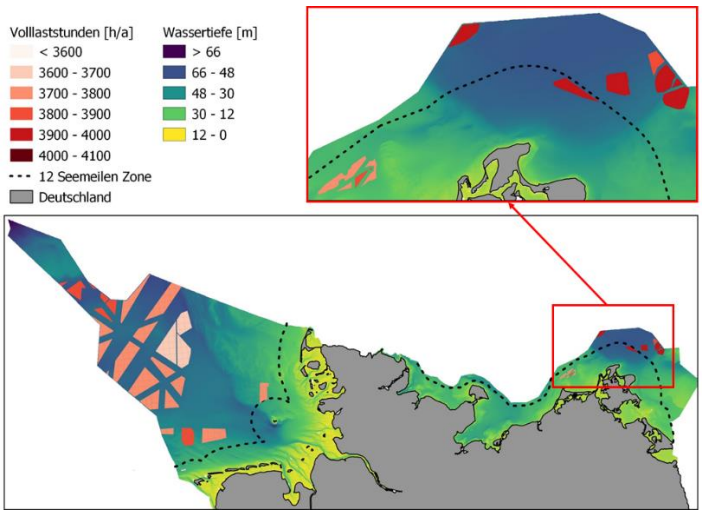


Abbildung 5.9: Volllaststunden für Windparks in 2045 in der Nord- und Ostsee.

5.4.3 PV auf Dachflächen

Tabelle 5.6 stellt die möglichen Energieerträge und Volllaststunden für die betrachteten Szenarien im Vergleich dar. Je nach Standort und Dachneigung unterscheiden sich die Volllaststunden zwischen den Anlagen, was zu etwas höheren Volllaststunden im Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2045 führt, da hier bereits Dächer mit etwas schlechterem Standort genutzt werden. Selbst bei höchstem Ausbau mit 250 GW in 2045 liegen die Volllaststunden nur bei 922 h/a und es können 230,7 TWh erzeugt werden.

Szenario	**Fokus Wind**		**Fokus PV**		**Kombination (viel Wind & viel PV)**	
Szenariojahr	2030	2045	2030	2045	2030	2045
Installierte Leistung	60,9 GW	114 GW	115,2 GW	250 GW	115,2 GW	250 GW
Energieertrag	56,6 TWh	105,4 TWh	106,8 TWh	230,7 TWh	106,8 TWh	230,7 TWh
Volllaststunden	930 h/a	923 h/a	926 h/a	922 h/a	926 h/a	922 h/a

Tabelle 5.6: Berechnete Energieerträge und Volllaststunden für PV-Dachflächenanlagen in den einzelnen Szenarien für die vorgegebene installierte Leistung.

Im Folgenden wird die regionale Verteilung der Anlagen in den verschiedenen Szenarien detailliert dargestellt.

Fokus Wind-Szenario:

Die räumliche Verteilung der installierten Leistung pro km² der PV-Dachflächen in 2030 und 2045 ist in Abbildung 5.10 dargestellt. In Regionen, die dicht besiedelt sind, und wo damit viele Dachflächen vorhanden sind, werden entsprechend mehr PV-Aufdachanlagen installiert. In 2030 gibt es besonders viele PV-Aufdachanlagen in den großen Städten wie Berlin, Hamburg und München sowie in Nordrhein-Westfalen. Geringe installierte Leistungen finden sich in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Rheinland-Pfalz. In 2045 ist ein deutlicher Ausbau an PV-Aufdachanlagen gegenüber 2030 zu erkennen. Besonders in Hessen, Sachsen-Anhalt, Baden-Württemberg und Bayern steigen die Ausbauzahlen.

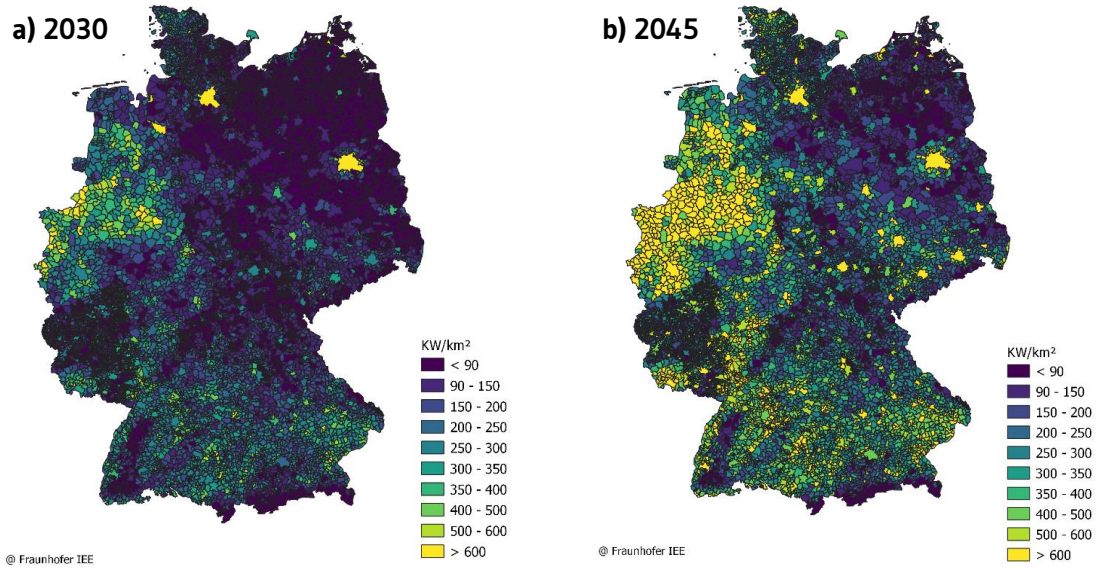


Abbildung 5.10: Installierte Leistung in kW/km² von PV-Aufdachanlagen für jede Gemeinde in Deutschland für das Fokus Wind-Szenario.

In Abbildung 5.11 ist das genutzte Potenzial von PV-Aufdachanlagen pro Gemeinde in Deutschland dargestellt. In 2030 haben 70 % der Gemeinden weniger als 50 % ihres Potenzials genutzt. In 2045 sind es dagegen nur 23 %. Gleichzeitig haben selbst in 2045 nur 5 % der Gemeinden mehr als 80 % ihres Potenzials genutzt. Das bedeutet, dass im *Fokus Wind*-Szenario, wie in den Annahmen festgelegt, der PV-Aufdachanlagenausbaus nicht bis an die Grenze des möglichen Ausbaus geht und noch Potenzial für den weiteren PV-Ausbau verbleibt. Besonders gut ist das Potenzial in einer Diagonalen von Nordwesten nach Südosten von Deutschland genutzt.

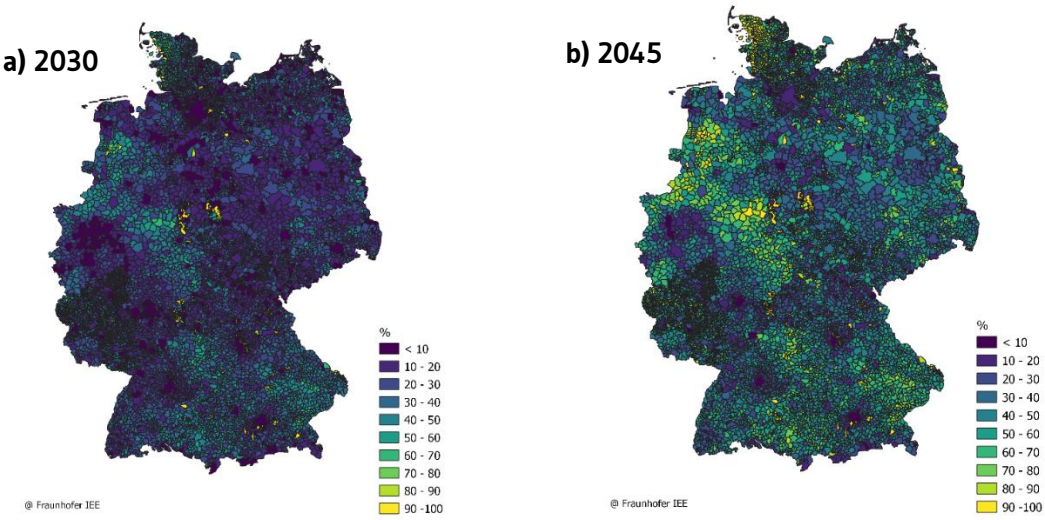


Abbildung 5.11: Anteil der genutzten an der potenziell zur Verfügung stehenden installierten Leistung von PV-Aufdachanlagen für jede Gemeinde in Deutschland für das Fokus Wind-Szenario.

Fokus PV-Szenario:

Die räumliche Verteilung der installierten Leistung pro km² der PV-Dachflächen in 2030 und 2045 ist in Abbildung 5.12 dargestellt. Die Verteilung im *Fokus Wind*-Szenario von 2045 ähnelt der Verteilung im *Fokus PV*-Szenario in 2030 stark, da hier die installierte Leistung fast gleich (114 gegenüber 115 GW) ist. In 2045 ist der starke Ausbau von 250 GW abgebildet. Fast in ganz Deutschland sind mehr als 600 kW/km² installiert. In Nordostdeutschland sind die installierten Leistungen geringer mit <250 kW/km². Es ist zu erkennen, dass ein sehr starker Ausbau in den 15 Jahren zwischen 2030 und 2045 stattfindet, damit die Zielleistungen erreicht werden können.

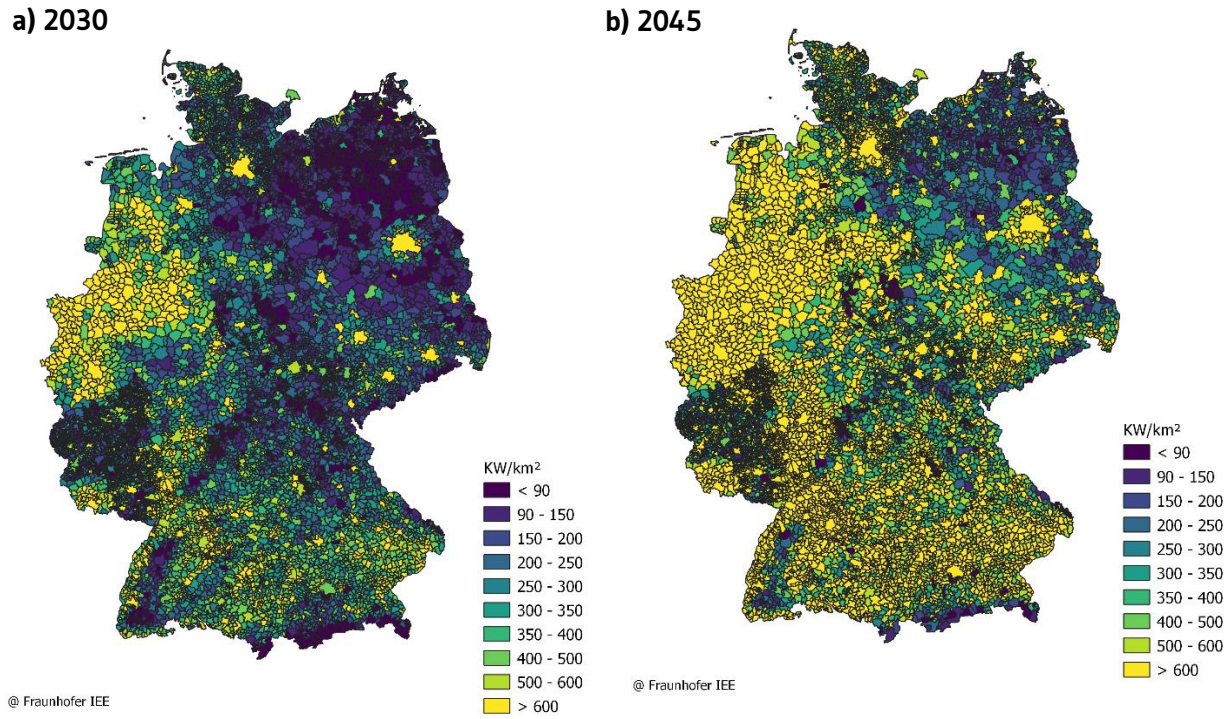


Abbildung 5.12: Installierte Leistung in kW/km² von PV-Aufdachanlagen für jede Gemeinde in Deutschland für das Fokus PV-Szenario.

Die räumliche Verteilung der installierten Leistung anteilig an der potenziell zur Verfügung stehenden installierten Leistung der PV-Dachflächen in 2030 und 2045 ist in Abbildung 5.13 dargestellt. In 2045 ist zu erkennen, dass in fast allen Gemeinden die potenziell zur Verfügung stehende Dachflächen fast vollständig mit Aufdachanlagen bebaut wurden. Weiteres Potenzial besteht noch in Teilen von Nordrhein-Westfalen, Nordostdeutschland und in großen Städten. Dies ist besonders in Bezug auf Abbildung 5.12 mit der installieren Leistung pro km² interessant. In Nordostdeutschland ist die installierte Leistung pro km² am geringsten, aber das Potenzial ist bereits ausgeschöpft. Dies liegt daran, dass in Nordostdeutschland die Besiedelung geringer ist

und damit weniger Dachflächen zur Verfügung stehen. In 2030 gibt es großes Potenzial, das zur Verfügung steht. Eine besonders hohe Nutzung des Potenzials gibt es in Niedersachen, Ost-Westfalen und Teilen von Bayern und Baden-Württemberg. Ein Ausbau an PV-Aufdachanlagen in 2045, wie hier dargestellt, bedeutet, dass fast alle Gebäude auch mit einer Photovoltaikanlage ausgestattet werden müssen, damit das Ziel diese Szenarios erreicht werden kann.

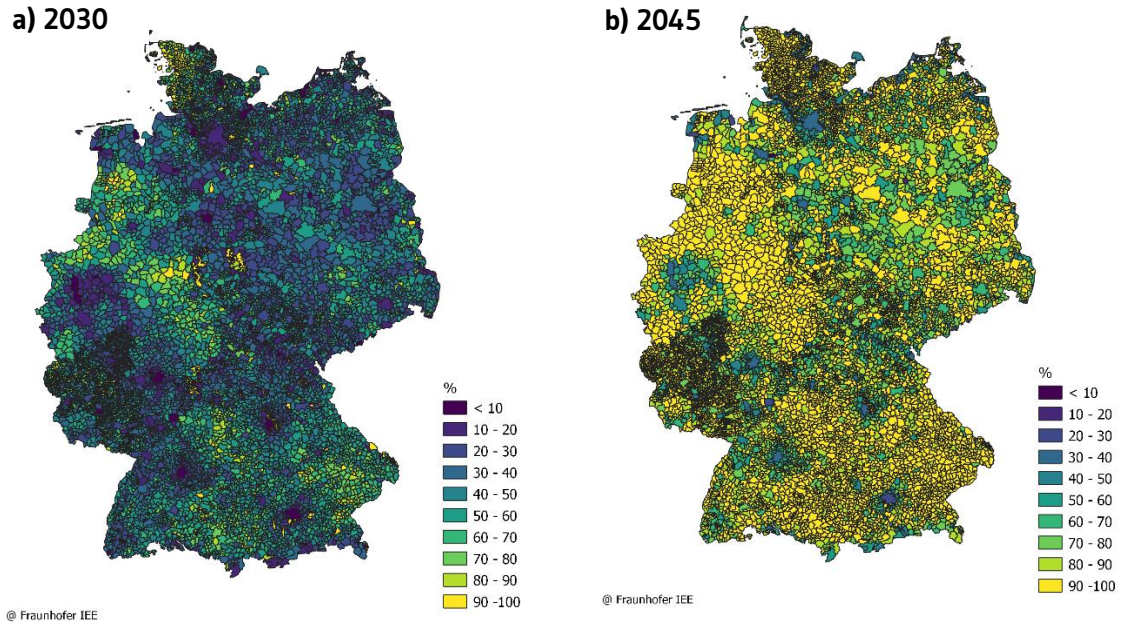


Abbildung 5.13: Anteil der genutzten an der potenziell zur Verfügung stehenden installierten Leistung von PV-Aufdachanlagen für jede Gemeinde in Deutschland für das Fokus PV-Szenario.

Kombinations-Szenario (viel Wind & viel PV):

Das *Kombinations*-Szenario entspricht dem *Fokus PV*-Szenario für PV-Dachflächen.

5.4.4 Freiflächen-PV

Tabelle 5.7 stellt die möglichen Energieerträge und Volllaststunden für die betrachteten Szenarien im Vergleich dar. Da für alle Anlagen gleichermaßen eine optimale Ausrichtung nach Süden angenommen wurde, unterscheiden sich die Volllaststunden zwischen den Szenarien nur marginal und liegen bei knapp über 1.000 h/a. Beim stärksten Ausbau von PV-Freiflächenanlagen können demnach mit 300 GW dann 304 TWh erzeugt werden.

Szenario	Fokus Wind		Fokus PV		Kombination (viel Wind & viel PV)	
Szenariojahr	2030	2045	2030	2045	2030	2045
Installierte Leistung	38 GW	86 GW	70 GW	150 GW	70 GW	300 GW
Energieertrag	39 TWh	87 TWh	71 TWh	152 TWh	71 TWh	304 TWh
Volllaststunden	1.014 h/a	1.013 h/a	1.013 h/a	1.012 h/a	1.014 h/a	1.014 h/a
Flächenbedarf	49.400 ha	111.800 ha	91.000 ha	195.000 ha	91.000 ha	390.000 ha

Tabelle 5.7: Berechnete Energieerträge und Volllaststunden für PV-Freiflächenanlagen in den einzelnen Szenarien für die vorgegebene installierte Leistung.

Im Folgenden wird die regionale Verteilung der Anlagen in den verschiedenen Szenarien detailliert dargestellt.

Fokus Wind-Szenario:

In Abbildung 5.14 ist die räumliche Verteilung der installierten Leistung der PV-Freiflächenanlagen in 2030 und 2045 dargestellt. In 2030 ist nur in wenigen Gemeinden die installierte Leistung größer als 400 kW/km², wohingegen in 2045 in Niedersachsen und in Süddeutschland ein Teil der Gemeinden mehr als 600 kW/km² installierte Leistung von PV-Freiflächenanlagen haben. Hier ist zu erkennen, dass der Schwerpunkt im *Fokus Wind*-Szenario nicht auf den PV-Freiflächenanlagen liegt.

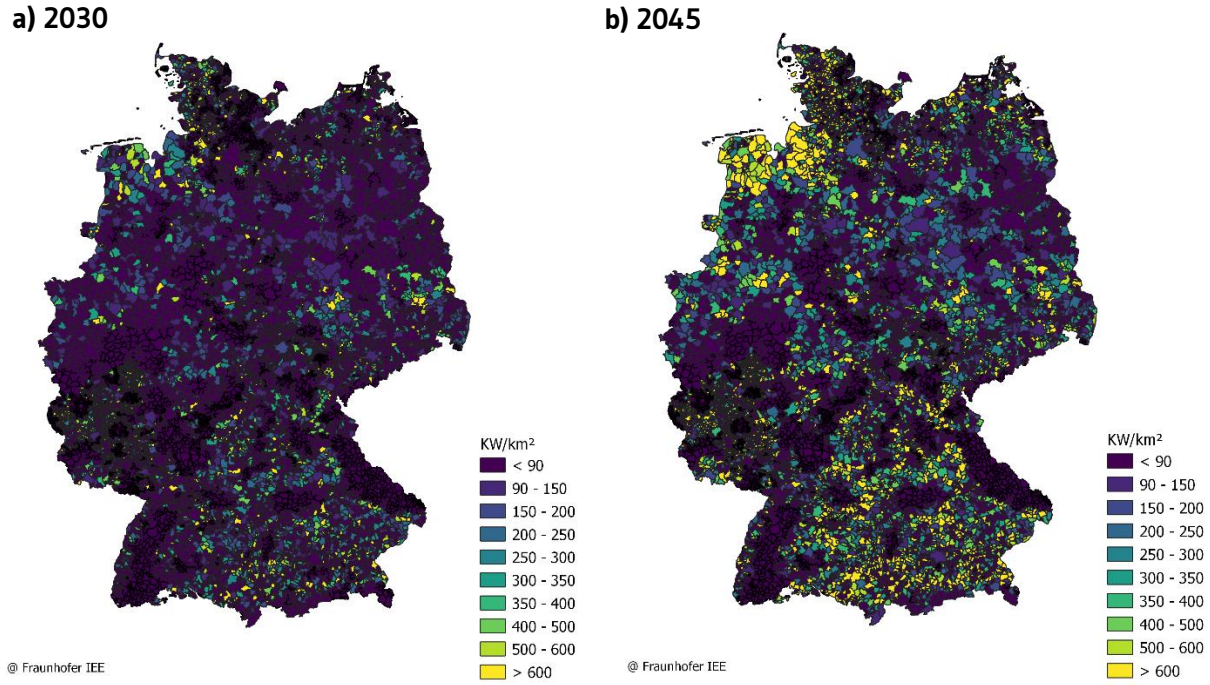


Abbildung 5.14: Installierte Leistung von PV-Freiflächenanlagen in kW/km² für jede Gemeinde in Deutschland für das Fokus Wind-Szenario

Fokus PV-Szenario:

In Abbildung 5.15 ist die räumliche Verteilung der installierten Leistung der PV-Freiflächenanlagen in 2030 und 2045 dargestellt. In 2030 ist die installierte Leistung mit 70 GW fast so hoch wie in 2045 im *Fokus Wind*-Szenario (86 GW). Dementsprechend ist die räumliche Verteilung ähnlich. In 2045 gibt es in ganz Deutschland Gemeinden mit mehr als 600 kW/km² installierter Leistung und insgesamt steigt die durchschnittliche installierte Leistung pro km² an. Geringste installierte Leistungen sind in der Mitte von Deutschland zu finden.

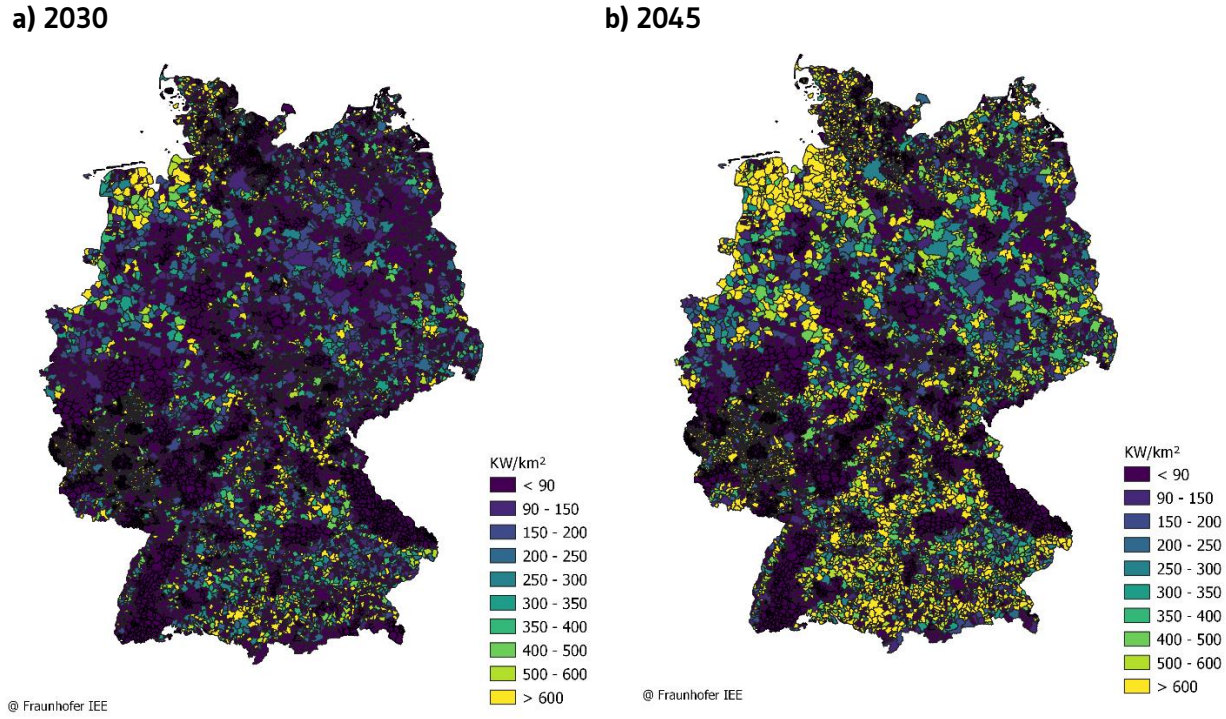


Abbildung 5.15: Installierte Leistung von PV-Freiflächenanlagen in kW/km² für jede Gemeinde in Deutschland für das Fokus PV-Szenario.

Kombinations-Szenario (viel Wind & viel PV):

In Abbildung 5.16 ist die räumliche Verteilung der installierten Leistung der PV-Freiflächenanlagen in 2030 und 2045 dargestellt. In 2030 ist die installierte Leistung mit 70 GW genauso hoch wie im *Fokus PV*-Szenario. Hier war die Annahme, dass ein starker PV-Freiflächenausbau in der Politik und durch die Märkte einen gewissen Vorlauf braucht, der erst nach 2030 stark ansteigen kann. In 2045 haben fast alle Gemeinden, die ein hohes Potenzial haben, eine installierte Leistung größer als 600 kW/km². Gemeinden mit installierten Leistungen kleiner als 90 kW/km² haben ein geringes Potenzial, um PV-Freiflächenanlagen auszubauen, da z. B. ein Großteil der Gemeinde als Naturschutzgebiet ausgewiesen ist.

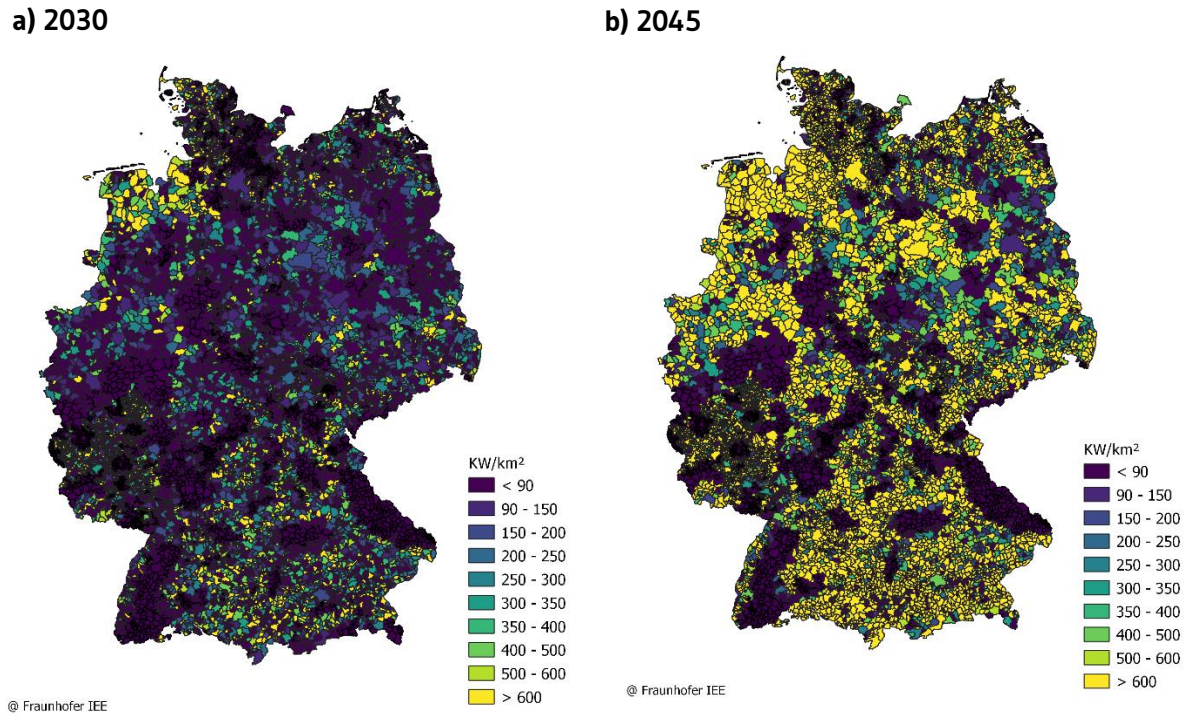


Abbildung 5.16: Installierte Leistung von PV-Freiflächenanlagen in kW/km² für jede Gemeinde in Deutschland für das Kombinations-Szenario.

5.4.5 Überblick über die gesamte mögliche Stromerzeugung in den drei Szenarien

In Abbildung 5.17 ist die mögliche Stromerzeugung aus Windkraft und PV in den betrachteten drei Szenarien zusammenfassend dargestellt. Im Szenariojahr 2030 sind entsprechend der Ergebnisse in den vorangegangenen Abschnitten im *Fokus Wind*-Szenario mit 456 TWh die geringste und im *Kombinations*-Szenario mit 558 TWh die höchste Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik möglich. Im Szenariojahr 2050 werden dann 902 TWh im *Fokus Wind*-Szenario,

957 TWh im *Fokus PV*-Szenario sowie 1300 TWh im *Kombinations*-Szenario erreicht. Die Stromerzeugung aus Windenergie an Land macht dabei jeweils den größten Anteil mit 43 bis 62 % aus.

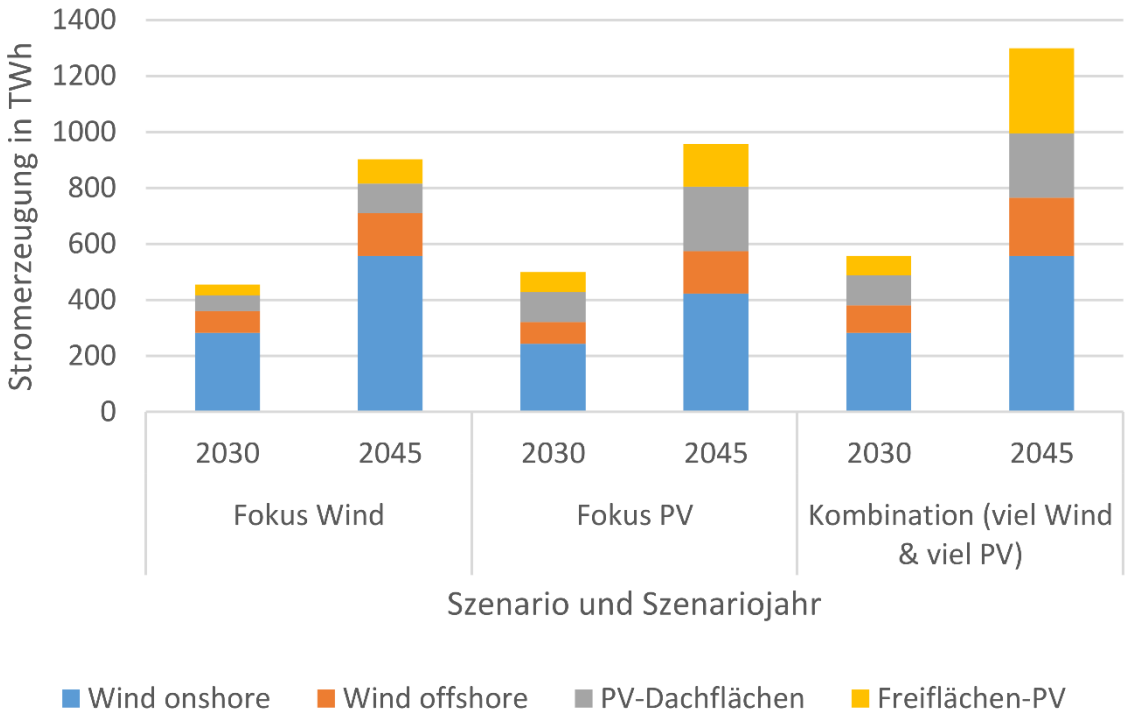


Abbildung 5.17: Übersicht über die mögliche Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik in den betrachteten Szenarien in 2030 und 2045.

5.5 Zusammenfassung und Handlungsbedarfe

5.5.1 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurde untersucht, wie sich der weitere Ausbau von Windenergie und Photovoltaik in Deutschland in 2030 und 2045 regional differenziert darstellen lassen kann. Dazu wurden drei unterschiedliche Szenarien betrachtet. Im ersten Szenario wurde der Schwerpunkt auf die Windenergie an Land (*Fokus Wind*) gelegt und im zweiten auf die Photovoltaik (*Fokus PV*). Im dritten Szenario wurde ein hoher Ausbau beider Technologien kombiniert, um eine größtmögliche nationale Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik zu erreichen (*Kombination (viel Wind & viel PV)*).

Potenziale für Windenergie an Land sind in allen Bundesländern vorhanden, auch wenn die erreichbaren Volllaststunden regional unterschiedlich sind. Durch die technologische Weiterentwicklung zu mehr Schwachwindanlagen können die mittleren Volllaststunden von rund 2.900 in

2030 auf 3.100 bis 3.250 Volllaststunden in 2045 gesteigert werden. Die geringsten Volllaststunden werden in 2045 in Bayern erreicht, betragen aber trotzdem noch etwa 2.500 h/a.

Die Potenziale für Offshore Windenergie in der Nord- und Ostsee wurden mit 56 GW abgeschätzt, wobei der Großteil auf die Nordsee entfällt. Durch die gleichmäßigeren Windverhältnisse auf See können Offshore Windkraftanlagen rund 3.900 Volllaststunden in 2030 bzw. 3.675 bis 3.780 Volllaststunden in 2045 erreichen. Aufgrund der im Zeitverlauf zunehmenden Bebauung in der Nordsee kommt es dort zu Abschattungseffekten, die dazu führen, dass die Volllaststunden im Mittel in 2030 trotz des weiteren technologischen Fortschrittes bis 2045 absinken.

Die Potenziale für PV-Dachflächenanlagen verteilen sich anhand der Besiedlung in Deutschland mit Schwerpunkten in dem bevölkerungsreichen Bundesland Nordrhein-Westfalen sowie den Großstädten Berlin, Hamburg und München. Im Mittel können etwa 925 Volllaststunden erreicht werden. Beim maximalen betrachteten Ausbau mit 250 GW im *Fokus PV*- bzw. *Kombinations*-Szenario werden in 2045 in fast allen Gemeinden die potenziell zur Verfügung stehenden Dachflächen fast vollständig mit Aufdachanlagen bebaut.

Potenziale für PV-Freiflächenanlagen bestehen auf den Randstreifen von Autobahnen und Schienenwegen sowie auf Konversionsflächen. Bei einer optimalen Ausrichtung nach Süden lassen sich mit PV-Freiflächenanlagen etwa 1.000 Volllaststunden erreichen. Der höchste Ausbau mit 300 GW in 2045 wurde im *Kombinations*-Szenario untersucht. In diesem Szenario haben fast alle Gemeinden, die ein hohes Freiflächenpotenzial haben, eine installierte Leistung größer als 600 kW/km².

5.5.2 Handlungsbedarfe

Um die Strommengen aus Erneuerbaren Energien in Höhe der zu erwartenden Stromnachfrage von mehr als 1.000 TWh im Jahr 2045 weitgehend national zu erreichen (siehe Kapitel 1), ist ein sehr starker Ausbau von Windenergie an Land und auf See sowie der Photovoltaik (auf Dach- und Freiflächen) notwendig. Dieser Ausbau muss bereits heute mit gesteigerter Ausbaugeschwindigkeit im Vergleich zu den vergangenen Jahren erfolgen. Um das zu erreichen, sind im Folgenden verschiedene Handlungsbedarfe beschrieben (siehe auch Fraunhofer CINES Energiesystemanalyse, 2021).

Um die erwarteten Bedarfe an erneuerbarer Stromerzeugung abdecken zu können, müssen die Ausschreibungsmengen für Onshore-Wind auf 6 bis 8 GW pro Jahr und für Photovoltaik (inklusive geförderter Kleinanlagen) auf 8 bis 16 GW pro Jahr erhöht werden. Dabei sollte zudem auf

ein Ausschreibungsdesign geachtet werden, das eine hohe Realisierungsrate sicherstellt. So sollte beispielsweise auf die endogenen Mengenanpassungen im Rahmen der Ausschreibungen zur Ausrichtung an das Wettbewerbsniveau verzichtet werden, da sie zu einer hohen Unsicherheit bei Investoren führen.

Um den genannten Zubau der Windenergie an Land zu ermöglichen, müssen ausreichend Flächen ausgewiesen werden (z. B. in Höhe von 2 % des Bundesgebietes). Notwendige Schritte zur Erreichung des oben beschriebenen Ausbaus sind beispielsweise die Anpassung von pauschalen Abstandsregeln. Zudem sollten Träger der Regionalplanung bei der gerichtsfesten Ausweisung der Flächen unterstützt, Genehmigungsverfahren sollten beschleunigt und Arten- und Klimaschutz sollte aufeinander abgestimmt werden. Beim Repowering sollten administrative Hürden durch eine Beschleunigung und Vereinfachung des Genehmigungsverfahrens abgebaut werden.

Zur Förderung der Nutzung von Photovoltaikanlagen sind verschiedene Maßnahmen nutzbar, wobei die Förderung (Degression bei Dachflächenanlagen) bzw. die Ausschreibungsmengen (bei PV-Freiflächen) sowohl mit dem Fortschritt des Photovoltaik- als auch des Windenergieausbaus flexibel angepasst werden sollten. Eine PV-Nutzungspflicht bei Dachsanierung, die Anpassung der Auktionen für mittelgroße Dachanlagen und ein attraktiveres Mieterstrommodell für Mehrfamilienhaus-Eigentümer können hier Anreize liefern. PV-Freiflächenanlagen, die über nachhaltige Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements) finanziert werden, können zusätzlich zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz im Bereich des Ökostrommarktes neue Impulse setzen.

Der weitere Wind- und Photovoltaikausbau braucht eine breite Unterstützung in der Bevölkerung. Maßnahmen zur Erhöhung der Akzeptanz sollten ergriffen werden, beispielsweise durch Bürgerdialoge mit frühestmöglicher Beteiligung. Zudem sind transparente Prozesse und finanzielle Beteiligung der Kommunen zentral, um die Gesellschaft mitzunehmen.

5.6 Weiterer Forschungsbedarf

Der hier untersuchte starke Ausbau an Windenergie und Photovoltaik erfordert von der Bevölkerung eine hohe Akzeptanz im Hinblick auf Veränderungen des Landschaftsbildes sowie weiterer insbesondere mit dem Ausbau der Onshore Windenergie verbunden Veränderungen (wie etwa Geräuschentwicklung). Im Rahmen des Ariadne-Projektes werden daher die verschiedenen hier dargestellten Szenarien mit Bürgern diskutiert und insbesondere deren Auswirkungen in Bezug auf deren Vor- und Nachteile reflektiert. Im Bereich der Photovoltaik ist es auch möglich, weitere

Flächen durch integrierte Photovoltaik (Agri-PV über landwirtschaftlichen Flächen oder schwimmende PV) stärker in den Blick zu nehmen und hierdurch die Flächenkulisse und Akzeptanz zu erhöhen.

Für die dargestellten Szenarien zum Ausbau der Windenergie und Photovoltaik werden in den nächsten Monaten ebenfalls Analysen folgen, die untersuchen, wie sich dieser Ausbau auf die Auslastung und den notwendigen Ausbau des Stromübertragungsnetzes auswirken. Insbesondere der Zubau der Photovoltaik auf der Verteilnetzebene stellt den Netzbetrieb vor Herausforderungen, die jedoch nicht im Rahmen des Projektes Ariadne adressiert werden. Stattdessen stehen derartige Analysen im Fokus des Ariadne-Schwesterprojektes ENSURE.

Um den Ausbau des Stromnetzes so gering wie möglich zu halten, können Maßnahmen zur regionalen Steuerung der Erzeugung aber auch (teilweise) der Last zunehmend in den Fokus treten. Im Rahmen der Arbeiten im Ariadne-Projekt folgen in den nächsten Monaten zusätzlich Analysen für unterschiedliche Steuerungsmaßnahmen, wie beispielsweise tiefe oder lokal differenzierte Netzentgelte oder auch Steuerungselemente im Rahmen der Förderung von Erneuerbaren Energien.

Trotz weiter zu erwartenden Kostensenkungen bei den Investitionskosten für Windenergie und Photovoltaik ist die Frage der zukünftigen Finanzierung dieser Anlagen mit und ohne Förderung noch Gegenstand der Forschung. Aufgrund der wetterbedingten häufig hohen Gleichzeitigkeit bei der Einspeisung von Erneuerbaren Energien muss ein Fokus daraufgesetzt werden, die Nachfrage nach Strom, insbesondere der Sektorkopplungstechnologien, flexibel auf das Angebot anzupassen.

Literaturangaben

enervis energy advisors GmbH, 2020. Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEGgeförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2021 bis 2025. Erstellt im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202021/2020-10-07%20Endbericht%20enervis.pdf.

Fraunhofer CINES Energiesystemanalyse, 2021. 7 Empfehlungen zum Gelingen der Energiewende. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.cines.fraunhofer.de/de/jcr:content/contentPar/teaser_overview/teaserPar/teaser_542074243/linklistParsys/downloadcomponent/file.res/Fraunhofer_CINES_7%20Empfehlungen.pdf.

6. Wasserstoff & E-Fuels

6.1	Zusammenfassung	176
6.2	Einleitung	177
6.3	Überblick über die Entwicklungen in den Szenarien	179
6.4	Nachfrage nach Wasserstoff und E-Fuels	181
6.4.1	*Sektorale Nutzung von Wasserstoff*	*182*
6.4.2	*Sektorale Nutzung von E-Fuels*	*183*
6.4.3	*Nutzung im Verkehrssektors*	*184*
6.4.4	*Nutzung im Industriesektor*	*185*
6.4.5	*Nutzung im Gebäudesektor*	*187*
6.5	Das Angebot von Wasserstoff und E-Fuels	188
6.6	Anforderungen an Infrastrukturen für Wasserstoff	193
6.7	Prioritäten bis 2030	195
6.8	Fazit	196
Literaturangaben		198

Autorinnen und Autoren
Benjamin Pfluger, Falko Ueckerdt, Adrian Odenweller



6.1 Zusammenfassung

Wasserstoff- und E-Fuel[17]-Optionen müssen möglichst bald entwickelt werden, um ihre Wirkung nach 2030 zu entfalten. Bis 2030 ist der Beitrag von Wasserstoff zur Erreichung der Klimaschutzziele in allen Szenarien begrenzt. Ein schneller Hochlauf der Angebots- und Nachfrageseite sowie der Wasserstoffinfrastruktur ist dringend erforderlich. Deutliche Wasserstoff- und E-Fuel-Importe werden in allen Szenarien nach 2030 benötigt und müssen daher zeitnah in die Wege geleitet werden.

„No-regret"-Optionen für Wasserstoff müssen schnell angegangen werden. Für die Nutzung von Wasserstoff und E-Fuels gibt es langfristig eine große Spannweite (250 - 700 TWh). Einige Maßnahmen sind in allen Szenarien erforderlich und können daher als „No-regret"-Optionen gesehen werden. Im Zentrum stehen hierbei Wasserstoff für Stahl und Ammoniak sowie E-Fuels für die Petro-Chemie, Flug- und Schiffsverkehr. Diese Optionen sind technisch gut geeignet, Keimzellen eines Wasserstoffnetzes zu werden, da sie grünen Wasserstoff verhältnismäßig flexibel einsetzen können und die Nachfragen an wenigen Punkten im System gebündelt vorliegen.

Die Rolle von Wasserstoff und E-Fuels für die Wärmeversorgung von Gebäuden ist vergleichsweise klein. Die direkte Elektrifizierung mit Wärmepumpen ist beim Gebäudeneubau, der Fernwärme und für einen großen Teil des Gebäudebestands die günstigere und robustere Klimaschutzoption. Die Gasnachfrage für Gebäudewärme sinkt in jedem Szenario um mindestens 70 %. Wasserstoff ist in anderen Sektoren nützlicher und wird nur zum Heizen verwendet, wenn er im Überfluss produziert oder importiert werden kann.

Im Verkehrssektor ist im Schwerlastverkehr das Rennen zwischen Strom und Wasserstoff noch offen. Im Pkw-Bereich zeichnet sich ab, dass batterieelektrische Fahrzeuge den Markt dominieren werden. Im Lkw-Bereich sind die Unterschiede bei den Gesamtkosten der unterschiedlichen Antriebsvarianten geringer. Mit einer weiteren Verbesserung der Energiedichten von Batterien und dem Ausbau von Schnellladeмöglichkeiten könnte auch dieses Segment weitgehend elektrifiziert werden.

Die Schaffung einer Wasserstoffinfrastruktur mit ausreichenden Speichermöglichkeiten ist in allen Szenarien erforderlich. Der eingesetzte Wasserstoff erreicht zeitnah Mengen, die nur mit

[17] Unter E-Fuels werden alle Energieträger zusammengefasst, die aus Elektrolysewasserstoff hergestellt werden. Dies umfasst unter anderem synthetisches Methan und flüssige Kraftstoffe (Power-to-Liquid, PtL), wie Fischer-Tropsch-Kraftstoffe. Für die E-Fuel-Herstellung wird neben Wasserstoff auch Kohlenstoff benötigt, der meist aus Kohlendioxid oder Kohlenstoffmonoxid stammt.

einer Netzinfrastruktur effizient verteilt werden können. Zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage müssen substanzielle Speichermöglichkeiten geschaffen werden, wofür geologische Speicher, insbesondere Salzkavernen, aus heutiger Sicht unumgänglich sind.

6.2 Einleitung

Die Frage, welche Rollen Wasserstoff und E-Fuels in der Dekarbonisierung spielen sollen, zählt zu den kontroversesten Aspekten in den Diskussionen um die Ausgestaltung der Energiewende. Die Debatten um die Rolle von strombasierten Energieträgern haben dabei seit dem Beschluss des Bundesverfassungsgerichts und im Zuge der Verschärfung der Klimaschutzziele (BMU, 2021b) noch einmal zugenommen. Wasserstoff und E-Fuels stehen für viele Verkehrs- und Wärmeanwendungen in Konkurrenz zur direkten Elektrifizierung.

Das wesentliche Argument für die Elektrifizierung ist dabei, dass der Pfad energieeffizient und dadurch zumindest auf den ersten Blick vergleichsweise kostengünstig ist. Zudem sind viele elektrifizierende Technologien bereits verfügbar und gewinnen stetig Marktanteile (z. B. batterieelektrische Fahrzeuge (battery electric vehicles, BEV) und Wärmepumpen). Die *indirekte* Elektrifizierung mit Wasserstoff und E-Fuels steht im Vergleich noch ganz am Anfang. Eine Kernherausforderung ist die mangelnde Wettbewerbsfähigkeit. Dies liegt zum Teil an hohen Effizienzverlusten und hohen Kosten, die entlang der vergleichsweise langen Umwandlungsketten entstehen und mit einem deutlich erhöhten Strombedarf einhergehen. Ein prägnantes Beispiel dafür ist der Verkehrsbereich, bei dem der Strombedarf pro gefahrenem Kilometer bei E-Fuels ca. fünfmal höher ist als bei batterieelektrischen Fahrzeugen (Ueckerdt et al., 2021). Der wesentliche Vorteil von Wasserstoff und E-Fuels ist, dass diese bei einigen Anwendungen über die Grenzen der Elektrifizierung hinausgehen können.

Es gibt daher weitgehende Einigkeit unter Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern, Analystinnen und Analysten, Stakeholdern und Marktakteuren, dass direktelektrische Optionen im Grundsatz vorzuziehen sind und alternative Lösungen nur in den Bereichen eingesetzt werden sollten, in denen eine Elektrifizierung technisch nicht machbar oder zu aufwendig und damit auch im Vergleich zum Einsatz von Wasserstoff und E-Fuels zu teuer ist.

Allerdings gibt es unterschiedliche Einschätzungen dazu, welche Bereiche mit vertretbarem Aufwand elektrifiziert werden können. Dabei besteht zunächst Einigkeit über eine Reihe von „No-regret-Anwendungen“ von Wasserstoff und E-Fuels, wie der Produktion von Primärstahl, Produkte der Grundstoffchemie, Langstreckenflugverkehr und -schifffahrt. Die Debatte fokussiert

sich daher auf weitere Anwendungen vor allem bei der Gebäudewärme und dem Straßenverkehr. Die Argumentation der Befürworterinnen und Befürwortern eines breiten Einsatzes von Wasserstoff und E-Fuels fußt daher zum Teil auf der Einschätzung, dass für viele Bereiche eine Elektrifizierung nicht möglich oder zu teuer ist, wobei indirekte Kosten im Stromsystem ebenfalls eine Rolle spielen. Ein häufig diskutiertes Beispiel hierfür sind Gebäude, bei denen eine Versorgung mit elektrischen Wärmepumpen in Bestandsgebäuden Sanierungsmaßnahmen und einen substanziellen Stromnetzausbau erfordern kann. Einige Studien schätzen, dass dies für einen breiten Einsatz von Wasserstoff in Gebäuden spricht (dena, 2018), während andere Studien zu dem Schluss kommen, dass Wasserstoff und E-Fuels sowie die dafür erforderliche Transformationen so teuer sind, dass Sanierung und Elektrifizierung für die meisten Gebäude die kosteneffizienten Optionen sind (Gerhardt et al., 2020).

Ein weiterer zentraler Punkt in der Diskussion um direkte und indirekte Elektrifizierung ist das realisierbare Erneuerbare-Energien-(EE)-Ausbaupotenzial in Deutschland und Europa. Elektrifizierung ist nur dann umfangreich möglich, wenn die entsprechenden Potenziale für erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland und seinen Stromnachbarn realisiert werden können. Stößt dies an Grenzen, zum Beispiel durch fehlende Akzeptanz, können mit dem Import von insbesondere E-Fuels auch verstärkt die EE-Potenziale außerhalb Europas genutzt und die heimischen Ressourcen geschont werden.

Die Szenarien in Ariadne loten die beiden zentralen Energiewende-Dimensionen 1) direkte/indirekte Elektrifizierung und 2) Import/Export durch das Design der Transformationspfade aus. Zum einen werden in der Endnutzung die Mengen von Strom, Wasserstoff und E-Fuels variiert. Die Szenarien *Elektrifizierung* setzen dabei stark auf direktelektrische Ansätze, wohingegen in den *Wasserstoff*-Szenarien substanzielle Mengen an Wasserstoff aus Elektrolyse eingesetzt werden und im *E-Fuels*-Szenario der Fokus auf synthetischen strombasierten Kohlenwasserstoffen liegt. Zum anderen wird in den Szenarien *inländisch* von einem hohen nutzbaren EE-Potenzial in Deutschland ausgegangen, während die Szenarien *Import* von einer schnelleren Verfügbarkeit günstiger Wasserstoff- und E-Fuel-Importe ausgehen. Die beiden Varianten *inländisch* und *Import* gibt es sowohl für das *Elektrifizierungs*- als auch für das *Wasserstoff*-Szenario. Für das *E-Fuels*-Szenario wird davon ausgegangen, dass hier der Schwerpunkt auf Energieimporten liegt. Die Transportfähigkeit von E-Fuels erlaubt es, einen Teil des langfristigen EE-Ausbaubedarfs ins Ausland zu verlagern, z. B. in schwach besiedelte Regionen, wie die Wüsten Nordafrikas.

Allen Szenarien ist gemein, dass Wasserstoff schwerpunktmäßig aus Strom mittels Elektrolyse erzeugt wird. Der Einsatz fossiler Energieträger zur Wasserstofferzeugung, also z. B. von sogenanntem „blauen Wasserstoff" aus Erdgas unter Einsatz von Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS), wurde ausgeschlossen oder stark begrenzt. Wasserstoff aus Biomasse ist aufgrund niedriger Potenziale ebenfalls stark begrenzt.

Die Analyse der Szenarien erlaubt es, die technologischen Spielräume zu explorieren, die im Rahmen der verschärften Klimaschutzziele verbleiben. Somit lassen sich Bandbreiten für die drängenden Fragen im Themenfeld strombasierter Energieträger ermitteln:

- Wie entwickelt sich der Hochlauf der Nachfrage nach Wasserstoff und E-Fuels?
- Welche Sektoren und Anwendungen nutzen Wasserstoff und E-Fuels?
- Welche Rolle spielen Energieimporte und heimischer EE-Ausbau?

6.3 Überblick über die Entwicklungen in den Szenarien

Im Folgenden werden die Ergebnisse zweier Energiesystemmodelle verglichen, REMIND und REMod[18]. Im Falle von REMod werden die nichtenergetischen Verbräuche von Wasserstoff und E-Fuels als Grundstoffe in der Industrie aus den Ergebnissen des detaillierten Sektormodells FORECAST ergänzt. Zudem werden für die Analysen zur Endenergienutzung die sektorspezifischen Ergebnisse der Sektormodelle für Industrie (FORECAST), Verkehr (DEMO) und Gebäude (REMod) zu einem Hybrid-Modell kombiniert.

Die Bandbreiten des Einsatzes von Wasserstoff und E-Fuels sind für alle Szenarien in Abbildung 6.1 dargestellt. Es zeigt sich, dass bis 2030 der Lösungsraum über die Szenarien und Modelle hinweg relativ schmal ist: Der Einsatz variiert zwischen 43 und 81 TWh. Wasserstoff bildet hierbei den Einstieg in die indirekte Elektrifizierung, während E-Fuels bis 2030 fast keine Rolle spielen. Die 2030-Mengen sind klein verglichen mit dem gesamten Endenergiebedarf (~3 %). Bis 2030 sind Energieeffizienz und Elektrifizierung die tragenden Säulen des Klimaschutzes.

Der Hochlauf in den Szenarien deckt sich mit der Größenordnung der Ziele der Nationalen Wasserstoffstrategie (BMWi, 2020a): Diese sieht zwar einen Wasserstoff-Einsatz von 90 bis 110 TWh in 2030 vor, schließt jedoch den bestehenden Einsatz von 55 TWh für Raffinerien und einige Prozesse der chemischen Industrie mit ein, der bisher über Dampfreformation aus Erdgas oder

[18] Details der Modelle sind im Appendix dieses Berichts dokumentiert.

als Nebenprodukt bei Prozessen anfällt. Dieser Bedarf an fossilem Wasserstoff wird in Energiesystemmodellen typischerweise nicht explizit abgebildet, da diese Nachfragen zunächst fossile Energieträger beziehen und Wasserstoff nur als Zwischenprodukt existiert.

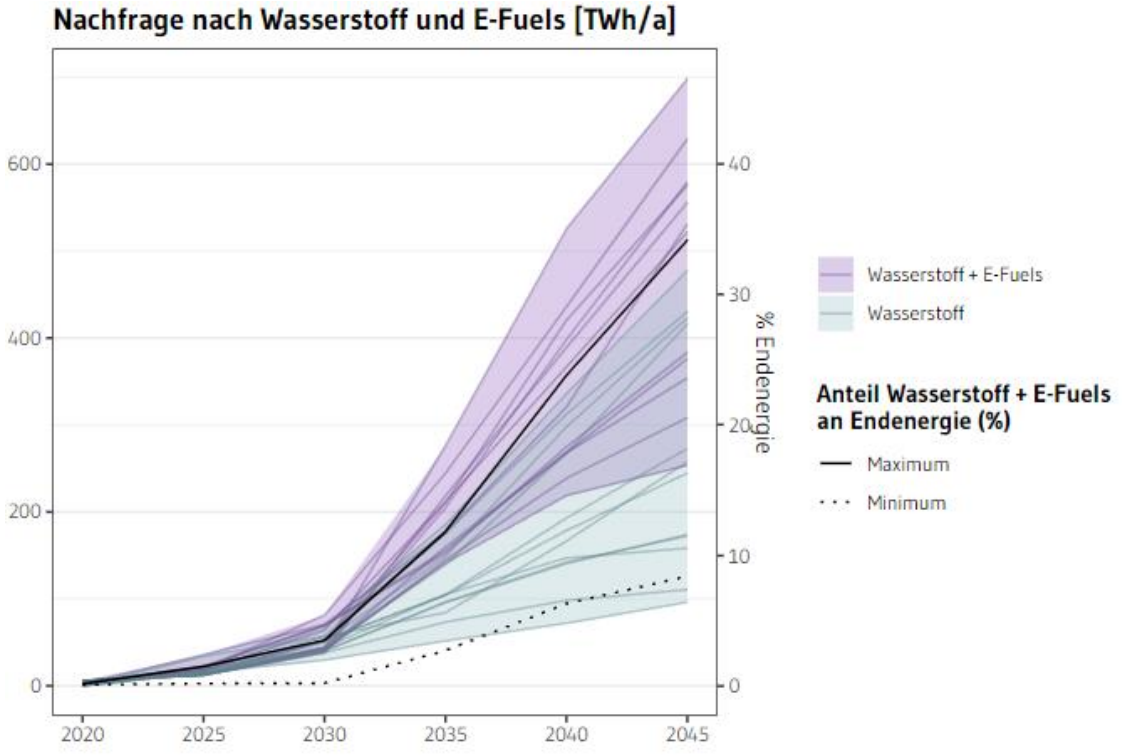


Abbildung 6.1: Entwicklung des Einsatzes von Wasserstoff und E-Fuels in den Szenarien.

Nach 2030 verbreitert sich der Spielraum in Bezug auf die Rolle von Wasserstoff und E-Fuels deutlich. In 2045 liegt der gesamte Einsatz von Wasserstoff und E-Fuels je nach Szenario zwischen 250 und 700 TWh. Wasserstoff und E-Fuels können nach 2030 eine signifikante oder auch stark begrenzte Rolle spielen. Sie können breit in allen Sektoren eingesetzt werden, oder aber sehr fokussiert, wenn die Klimaschutzstrategie auch nach 2030 auf Elektrifizierung ausgelegt ist. Diese Spannweite verdeutlicht, worum es in der Debatte um Wasserstoff geht, und warum strategische Entscheidungen so fundamental und gleichzeitig herausfordernd sind. Die Ariadne-Szenarien untersuchen die Erfordernisse und Auswirkungen der verschiedenen Szenarien und leiten robuste Gemeinsamkeiten sowie sogenannte „No-regret"-Maßnahmen ab, die möglichst schnell in die Wege geleitet werden sollten.

6.4 Nachfrage nach Wasserstoff und E-Fuels

In allen Szenarien ist ein schneller und substanzieller Hochlauf sowohl der Produktion als auch der Nutzung von zunächst Wasserstoff und später auch E-Fuels zu beobachten. Bereits 2030 gibt es eine substanzielle Nachfrage nach Wasserstoff. Nach 2030 wächst die Nutzung von Wasserstoff und E-Fuels weiter, wenngleich hier die Szenarienunterschiede groß sind.

Die Ergebnisse werden im Folgenden für die drei Szenarien mit höheren Energieimportanteilen diskutiert. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse für sowohl Wasserstoff- als auch E-Fuel-Nutzung in allen Sektoren ist in Abbildung 6.2 dargestellt.

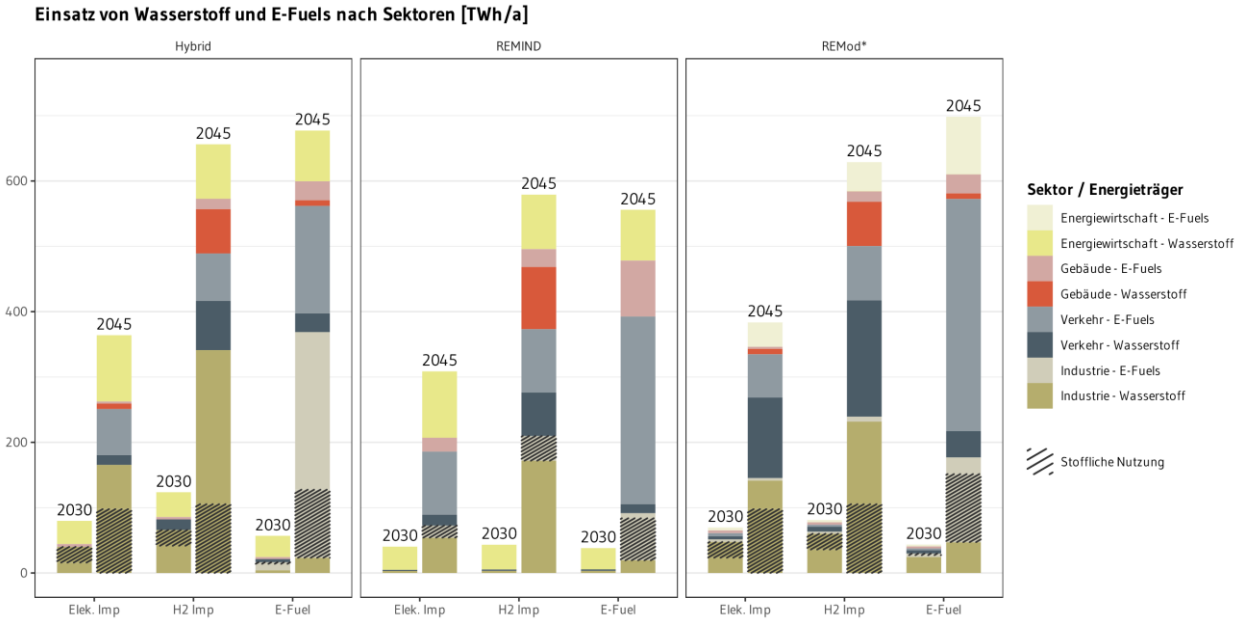


Abbildung 6.2: Entwicklung der Nachfrage nach Wasserstoff und E-Fuels in den Szenarien mit höheren Energieimportanteilen.

In 2030 gibt es zwei vorwiegende Anwendungen, für die der knappe Wasserstoff den größten systemischen Wert hat: Einerseits für die saisonale Speicherung und Integration eines beschleunigten heimischen EE-Ausbaus (REMIND-Modell) und andererseits, um die Transformation hin zu CO_2-armen Schlüsseltechnologien im Industriesektor zu beginnen (REMod*-Modell). Auch längerfristig werden in fast allen Szenarien mindestens 100-200 TWh pro Jahr für die energetische und stoffliche Nutzung in der Industrie benötigt. Dieser Einsatz von Wasserstoff und E-Fuels ist eine „No-regret"-Option, die ein robustes Ergebnis fast aller Szenarien darstellt. Der Einsatz im Verkehr- und Gebäudesektor hingegen variiert stark mit dem technologischen

Schwerpunkt der Szenarien. Im Verkehrssektor wird auch im *Elektrifizierungs*-Szenario ein kleinerer Teil des LKW-, Flug- und Schiffsverkehrs mit Wasserstoff und E-Fuels versorgt. Im *E-Fuels*-Szenario wird der Verkehrssektor zum größten Abnehmer von Wasserstoff und E-Fuels. Im Gegensatz dazu sind die Nachfragen im Gebäudesektor auch im *Wasserstoff*- und *E-Fuels*-Szenario vergleichsweise klein und im *Elektrifizierungs*-Szenario sehr klein.

In den folgenden Unterkapiteln werden die Ergebnisse für Wasserstoff, E-Fuels und die Nachfragesektoren Verkehr, Industrie und Gebäude einzeln diskutiert.

6.4.1 Sektorale Nutzung von Wasserstoff

Über die Modelle und Szenarien hinweg zeigen sich Bandbreiten der direkten Wasserstoffnutzung von 50 - 120 TWh in 2030 und 100 - 600 TWh in 2045.

Die sektorale Nutzung von Wasserstoff unterscheidet sich nicht nur zwischen den Szenarien, sondern auch zwischen den Modellen, die leicht unterschiedliche Rollen dafür vorsehen (siehe Abbildung 6.3). Im REMIND-Modell wird reiner Wasserstoff im *Elektrifizierungs*- und *E-Fuels*-Szenario überwiegend für die Rückverstromung und in geringerem Umfang in der Industrie eingesetzt, da dort vorwiegend Biomasse stofflich und energetisch genutzt wird. Die Rückverstromung beginnt bereits vor 2030 und stellt in REMIND in allen Szenarien auch langfristig eine der größten Anwendungen für Wasserstoff dar.

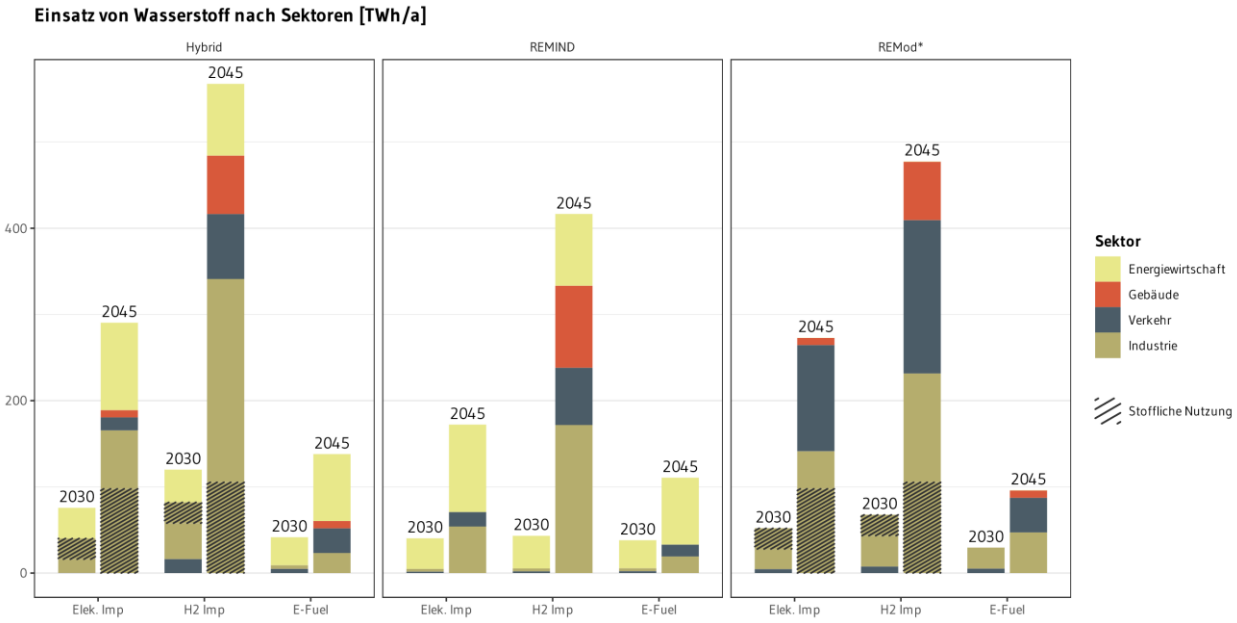


Abbildung 6.3: Entwicklung der Nachfrage nach Wasserstoff mit höheren Energieimportanteilen.

Im kombinierten REMod*-Modell wird der Wasserstoffhochlauf wenig über die Rückverstromung getrieben, da REMod* dort auf E-Fuels (E-Methan) setzt. Stattdessen sind industrielle Nachfragen (stofflich und energetisch) der stärkste Treiber. Später kommen Wasserstoffanwendungen im Verkehrssektor hinzu.

6.4.2 Sektorale Nutzung von E-Fuels

Neben reinem Wasserstoff kommen in allen Szenarien auch daraus hergestellte Energieträger zum Einsatz (E-Methan, flüssige E-Fuels wie E-Methanol, E-Benzin oder E-Kerosin). Der E-Fuel-Hochlauf ist in Abbildung 6.4 dargestellt. In 2030 kommen E-Fuels nur in REMod* und nur in begrenztem Umfang von 5 bis 10 TWh zum Einsatz; diese werden als Beimischung über E-Methan in Industrie und Gebäuden und über Flüssigkraftstoffe im Verkehr eingesetzt.

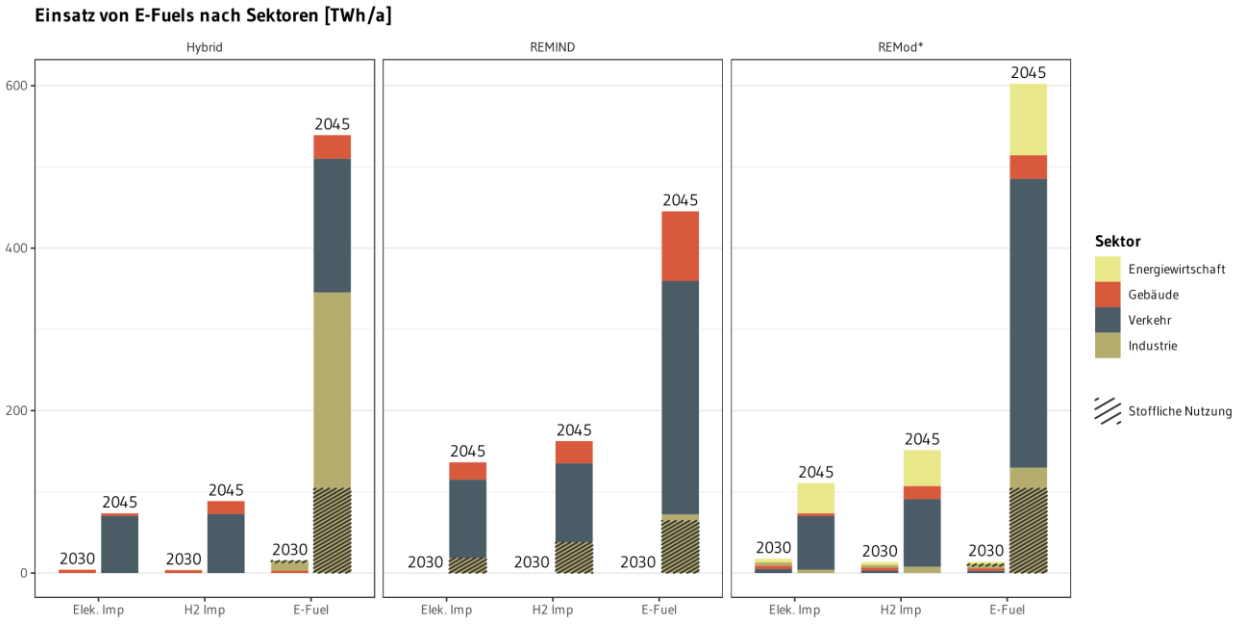


Abbildung 6.4: Entwicklung der Nachfrage nach E-Fuels in den Szenarien mit höheren Energieimportanteilen

Bis 2045 steigt der E-Fuel-Einsatz in allen Szenarien und Modellen. E-Fuel-Importe sind für Klimaneutralität erforderlich, wobei die Szenarien eine Bandbreite zu ihrer spezifischen Rolle zeigen, die noch größer ist als bei der direkten Nutzung von Wasserstoff. Im *Elektrifizierungs*-Szenario bleibt der E-Fuel-Einsatz auf einem vergleichsweise moderaten Niveau von ~100 TWh und im *Wasserstoff*-Szenario steigt er leicht auf 100 - 200 TWh. Nur im *E-Fuels*-Szenario steigt die Verwendung deutlich auf 400 - 600 TWh in 2045.

In den meisten Szenarien sind E-Fuels Kraft- und Brennstoffe in vorwiegend flüssiger Form und werden vor allem im Verkehrssektor oder als Grundstoffe in der Industrie eingesetzt. E-Methan wird in geringerem Maße für Prozesswärme (*E-Fuels*-Szenario des FORECAST-Modells), für die Rückverstromung (REMod-Modell) oder im Gebäudesektor verwendet (v. a. *E-Fuels*-Szenario des REMIND-Modells).

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass es nur im Verkehrssektor und bei chemischen Grundstoffen unvermeidbar ist, E-Fuels zu nutzen.

6.4.3 Nutzung im Verkehrssektors

Der Verkehrssektor ist besonders in der langfristigen Perspektive zusammen mit der Industrie der Sektor mit der höchsten Nachfrage nach Wasserstoff und E-Fuels. Dies liegt vor allem daran, dass insbesondere schwere Verkehrsträger wie Schiffe und Flugzeuge für lange Strecken kaum elektrifizierbar sind, sodass kohlenstoffbasierte Energieträger aufgrund ihrer hohen Energiedichte unumgänglich sind. Die Nachfrage nach Wasserstoff und E-Fuels für die bereits diskutierten Szenarien in den Jahren 2030 und 2045 sind in Abbildung 6.5 dargestellt.

Die Modelle sehen über die Szenarien hinweg im Luft- und Schiffsverkehr E-Fuels als einzige Option an. In REMod sind die Nachfragen dabei aber insgesamt etwas höher, im *E-Fuels*-Szenario sogar deutlich.

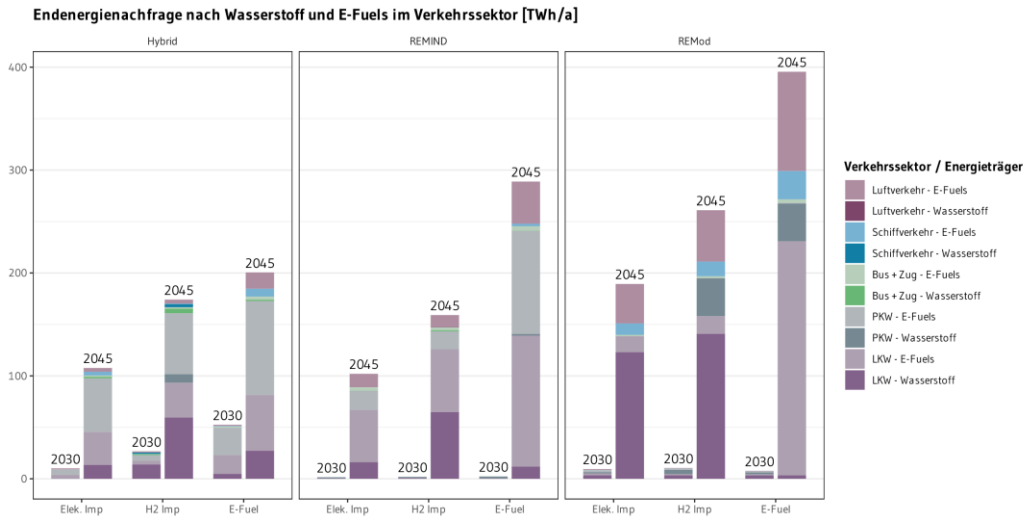


Abbildung 6.5: Nachfragen nach Wasserstoff und E-Fuels des Verkehrssektors in 2030 und 2045 (inklusive Bunkertreibstoffe in Schiff- und Luftverkehr).

In 2030 spielen Wasserstoff und E-Fuels nur im Sektormodell DEMO (dargestellt im Hydbridmodell) eine signifikante Rolle im Verkehrssektor – vor allem für Lkw und etwas weniger im Pkw-Sektor.

Bis 2045 erhöht sich die Nachfrage des Verkehrssektors dann je nach Szenario und Modell auf 100 bis 400 TWh. Die Energiesystemmodelle sehen hier den größten Wert und Einsatz beim Lkw-Schwerlastverkehr und Luftverkehr. Die große Bandbreite der Szenarien und Modelle bezüglich des Einsatzes von Wasserstoff und E-Fuels im Lkw-Schwerlastverkehr spiegelt die technologischen Unsicherheiten in der Forschung und Industrie wieder. Das Sektormodell DEMO sieht im Gegensatz zu den Energiesystemmodellen eine Verwendung von E-Fuels auch in Pkws in allen Szenarien.

Insgesamt spiegeln die Unterschiede und Gemeinsamkeiten der Modelle und Szenarien die derzeitige Diskussion wider: Es besteht ein Konsens, dass E-Fuels für den Flug- und Schiffsverkehr erforderlich sind; die notwendige Menge hängt von der Verkehrsnachfrage, der Effizienz und der Verfügbarkeit von Biotreibstoffen ab. Im Schwerlastverkehr werden alle Optionen – batterieelektrische Fahrzeuge, Wasserstoff und Biotreibstoffe – diskutiert. Die Entwicklungen der letzten Jahre zeigen, dass Elektrifizierung hier entgegen den noch vor fünf Jahren gängigen Einschätzungen eine ernstzunehmende Option werden kann. Im Pkw-Bereich werden zwar alle drei Energieformen noch diskutiert, jedoch zeichnet sich hier ab, dass batterieelektrische Fahrzeuge zwar nicht die alleinige, aber vermutlich die dominierende Antriebstechnologie wird.

6.4.4 Nutzung im Industriesektor

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Modells FORECAST herangezogen, da dieses von allen Modellen im Modellverbund die vollständigste und detaillierteste Abbildung des Industriesektors beinhaltet. Die Ergebnisse werden detailliert in Kapitel 4 dieses Berichts diskutiert. Bezüglich der Mengen von Wasserstoff und E-Fuels lassen sich aber einige wichtige Schlussfolgerungen ziehen.

Zunächst einmal ist die Industrie in allen Szenarien mit substanziellen Bedarfen bereits in 2030 vertreten. Diese liegen zwischen rund 16 TWh im E-Fuel-Szenario und 66 TWh im *Wasserstoff*-Szenario (Abbildung 6.6). Im *Elektrifizierungs*- und *Wasserstoff*-Szenario spielen dabei die chemische Industrie und der Stahlsektor eine bedeutende Rolle: In der Ammoniakproduktion und in Direktreduktionsanlagen für die Stahlproduktion kann grüner Wasserstoff relativ flexibel eingesetzt werden, insbesondere in Zeiten, in denen er durch ein gutes EE-Angebot verfügbar ist. Bei

Engpässen von grünem Wasserstoff kann in diesen Anwendungen Erdgas als Brückentechnologie verwendet werden. Zudem ist die für die Versorgung dieser Nachfrager benötigte Infrastruktur deutlich einfacher zu realisieren als die Infrastruktur für die breite Verwendung von Wasserstoff (z. B. in Gebäuden, Verkehr oder anderer Prozesswärmeerzeugung). Die Anwendungen bilden somit nachfrageseitig eine ideale „Keimzelle" für die erste Phase im Hochlauflauf eines Wasserstoff-Leitungsnetzes.

Bis 2045 steigt der Gesamtbedarf von Wasserstoff und E-Fuels auf 160 bis 370 TWh (Abbildung 6.6). Hohe Bedarfe ergeben sich besonders dann, wenn Wasserstoff und E-Fuels neben den stofflichen Bedarfen auch in der Prozesswärme eingesetzt werden. Die Ergebnisse zeigen, dass die Industrie in den meisten Anwendungen prinzipiell sowohl Wasserstoff als auch E-Fuels einsetzen kann. Selbst in den Anwendungen, die letztlich Wasserstoff im Prozess benötigen, wie die Ammoniakproduktion, kann eine Versorgung prinzipiell auch mit E-Methan erfolgen, das vor Ort wieder umgewandelt wird. Ob ein solcher Pfad trotz der zusätzlichen Umwandlungsschritte kosteneffizient sein kann, ist zweifelhaft, soll aber im weiteren Projektverlauf noch analysiert werden. Insgesamt bestehen in der Industrie neben der notwendigen Nutzung von Wasserstoff und E-Fuels (stofflich in der Chemieindustrie, als Reduktionsmittel in der Stahlindustrie) große Potenziale für die direkte Elektrifizierung. Die Konkurrenz dieser Optionen wird maßgeblich über die verfügbare Infrastruktur und die Energieträgerpreise entschieden.

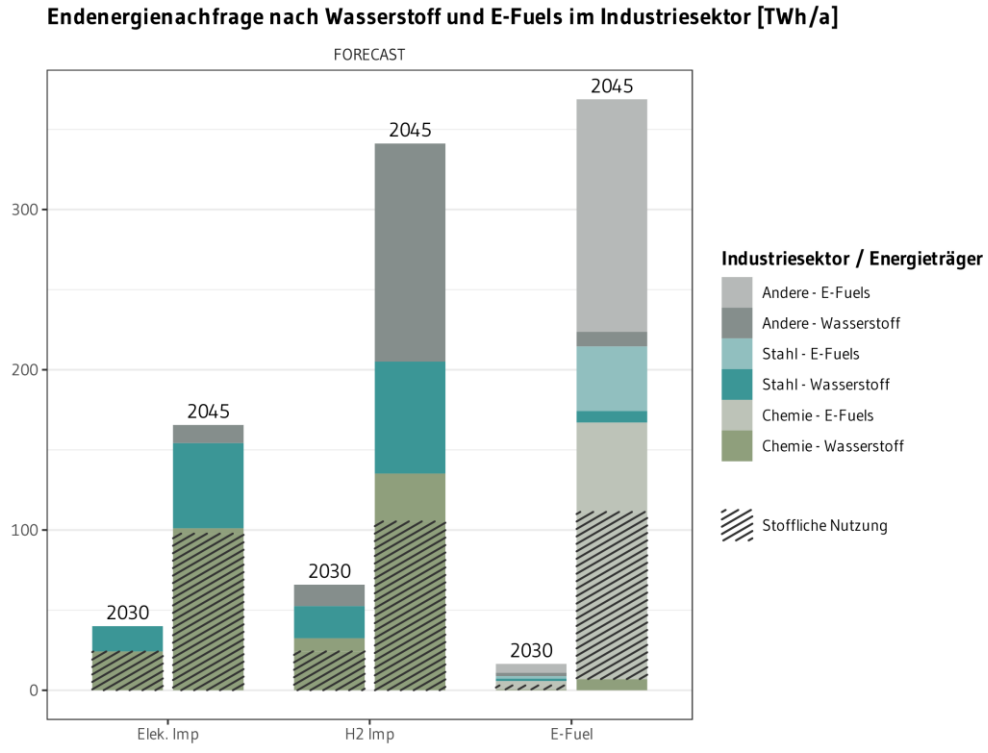


Abbildung 6.6: Nachfragen nach Wasserstoff und E-Fuels des Industriesektors in 2030 und 2045.

6.4.5 Nutzung im Gebäudesektor

Gebäudewärme ist einer der wichtigsten und herausforderndsten Sektoren der Energiewende. Bereits die Erreichung der Sektorziele ist eine große Aufgabe, weil der Sektor durch die langen Lebensdauern von Gebäuden und Heizsystemen gekennzeichnet ist. Darüber hinaus können treibhausgasarme Heizsysteme, wie Wärmepumpen, in manchen Gebäuden im Bestand erst nach grundlegenden (und damit teuren) Sanierungen eingesetzt werden. Für die Nutzung von Wasserstoff ist zudem zunächst eine aufwendige und koordinierte Umstellung der Infrastrukturen und aller angeschlossenen Endgeräte erforderlich.

In Abbildung 6.7 werden die Szenarienergebnisse des REMod-Modells gezeigt, da dieses den Gebäudesektor mit großem Detail abbildet. Bis 2030 erfolgt ein nur sehr begrenzter Einsatz von Wasserstoff und E-Fuels für Gebäudewärme – durch eine Beimischung von E-Methan in das Erdgasnetz (REMod-Modell). Zur Erreichung des 2030-Sektorziels spielen alternative Optionen wie Wärmepumpen und Sanierungen eine deutlich größere Rolle.

In 2045 unterscheidet sich die Rolle von Wasserstoff und E-Fuels und somit die Rolle von Gasnetzen für die Wärmeversorgung von Gebäuden in den Szenarien deutlich. Im *Elektrifizierungs*-Szenario werden zwar noch Gase eingesetzt, allerdings nur in geringem Umfang von ca. 10 TWh, also für einige wenige Verteilnetze. Im *Wasserstoff*-Szenario müssen die Heizsysteme und Verteilnetze gebietsweise sukzessive auf Wasserstoff umgestellt werden und werden in wenigen Fällen mit E-Methan betrieben. Im *E-Fuels*-Szenario wird Erdgas sukzessive durch E-Methan-Beimischung ersetzt. Gleichzeitig reduziert sich auch hier aufgrund von Elektrifizierungs- und Effizienzmaßnahmen die Rolle von Gasen deutlich, sodass diese langfristig bei nur ~40 TWh liegt.

Insgesamt zeigen die Szenarien, dass im Bereich der Gasnetze in jedem Pfad großer Transformationsbedarf besteht und das Gasnetz nicht im gleichen Umfang weiterbetrieben werden kann. Selbst unter den für Gase optimalen Bedingungen im *Wasserstoff*- und *E-Fuels*-Szenario nimmt die Bedeutung deutlich ab, da andere Optionen günstiger sind.

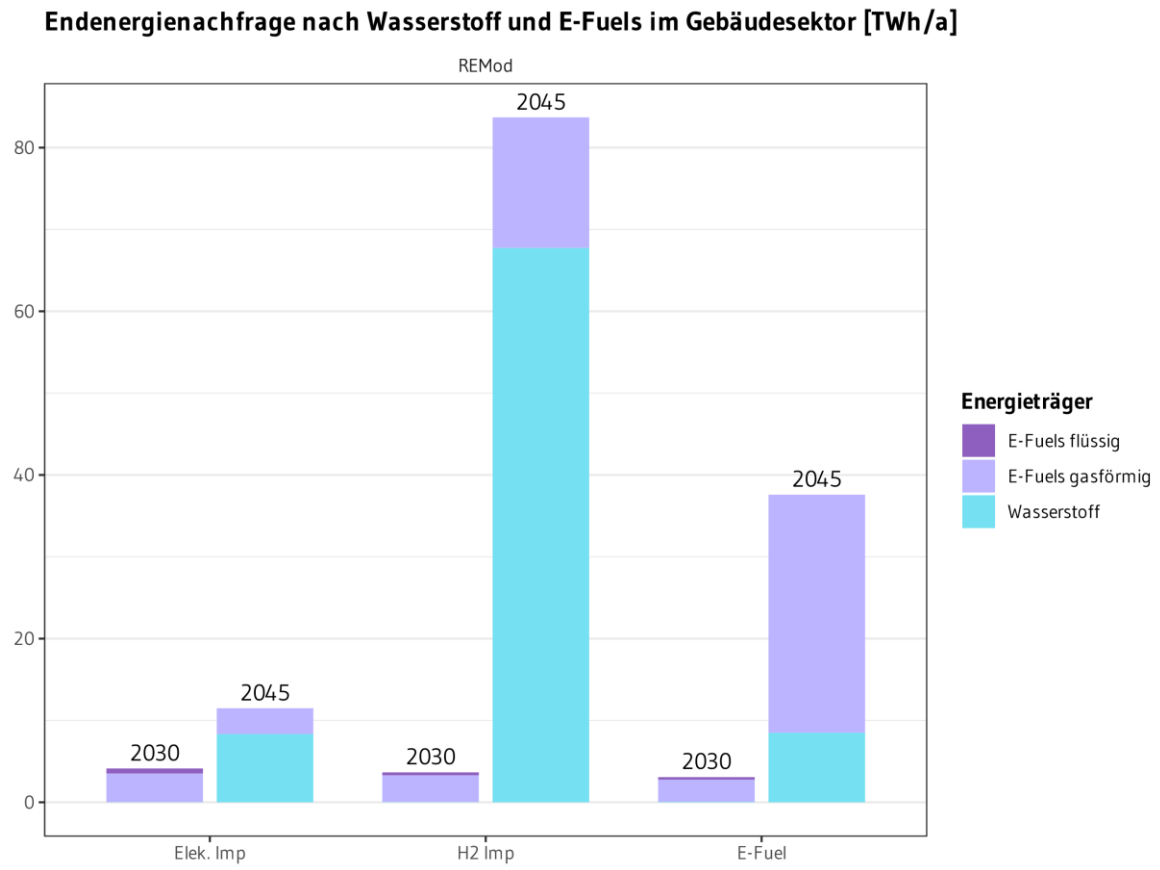


Abbildung 6.7: Nachfragen nach Wasserstoff und E-Fuels des Gebäudesektors in 2030 und 2045

6.5 Das Angebot von Wasserstoff und E-Fuels

Die in den vorherigen Unterkapiteln diskutierten Nachfragen nach Wasserstoff und E-Fuels werden in allen Szenarien über Elektrolysewasserstoff oder daraus hergestellte E-Fuels versorgt. Elektrolyse ist folglich eine zentrale Schlüsseltechnologie. Die Unsicherheiten beim Aufbau einer Wasserstoffversorgung sind jedoch erheblich. Dies gilt in gewissem Umfang für technische Parameter, wie die in der Praxis erreichbare Umwandlungseffizienz und die Flexibilität der Anlagen. Es betrifft aber insbesondere auch die zukünftigen Kosten und Wettbewerbsfähigkeit sowie die Geschwindigkeit des Hochlaufs von Elektrolysekapazität, E-Fuel-Importen und notwendiger Infrastruktur. Darüber hinaus hängt die Frage, welcher Anteil in Deutschland produziert werden kann und welcher importiert wird, von einer ganzen Reihe von Faktoren ab, insbesondere von den Kosten und realisierbaren Potenzialen des EE-Ausbaus in und außerhalb Deutschlands sowie von den Transportformen und -routen und dabei auftretenden Kosten. Vor dem Hintergrund dieser Unsicherheiten wurden im vorliegenden Bericht die Angebotspfade und -mengen als einer der Kernparameter der Szenarien variiert.

Alle Szenarien, wie auch die hier diskutieren Strategien insgesamt, beruhen auf erneuerbarem Strom, der auf unterschiedlichen Pfaden via direkter und indirekter Elektrifizierung aus dem Inland und Ausland zu den Nachfragesektoren gebracht wird. In Abbildung 6.8 ist der langfristige Strombedarf für alle Szenarien für die beiden Gesamtsystemmodelle dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die *Wasserstoff*- und *E-Fuels*-Szenarien deutlich mehr erneuerbaren Strom bedürfen als die Szenarien mit einem Schwerpunkt bei der direkten Elektrifizierung. Durch den Import von Wasserstoff und E-Fuels können gleichzeitig die einheimischen EE-Potenziale geschont werden (der einheimische Strombedarf ist jeweils umrahmt). Gleichzeitig bleibt selbst im E-Fuel-Szenario der Importanteil mit ca. 60 % unter dem heutigen Niveau. Die Höhe der Energieimporte und das Risiko von Importabhängigkeiten nimmt somit grundsätzlich ab.

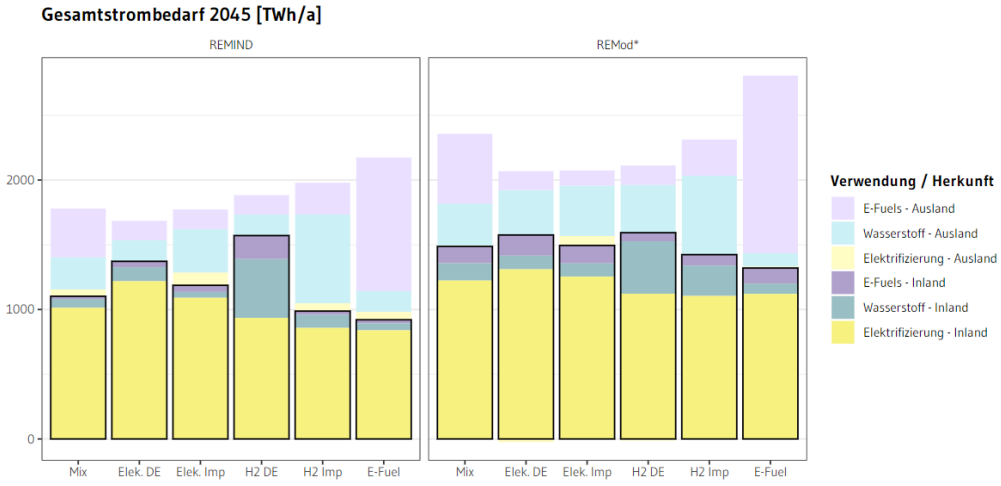


Abbildung 6.8: Strombedarf zur Deckung der Nachfrage für Wasserstoff, E-Fuels und direkte Elektrifizierung in 2045.

Das Gesamtbild aus Angebot und Nachfrage für Wasserstoff und E-Fuels ist für die drei importfokussierten Szenarien für die beiden Gesamtsystemmodelle in Abbildung 6.9 bzw. Abbildung 6.10 dargestellt. Die Bereitstellung ist *positiv* und die Einsatzzwecke sind *negativ* dargestellt.

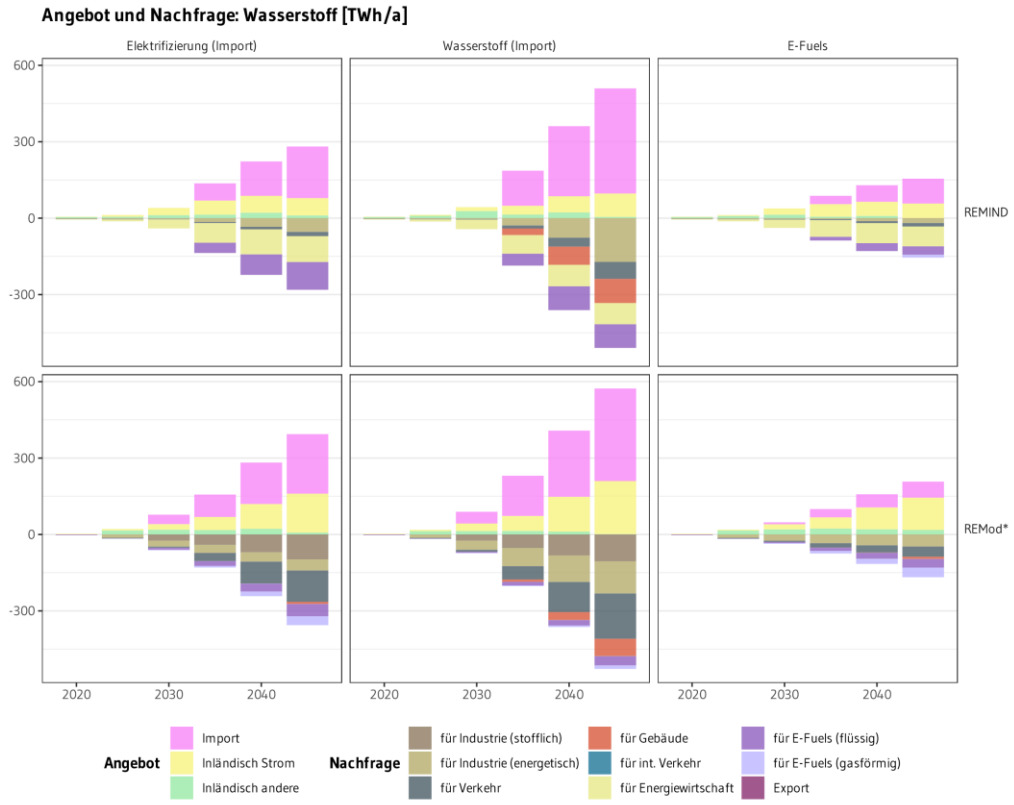


Abbildung 6.9: Entwicklung des Einsatzes von Wasserstoff in den Szenarien mit höheren Energieimportanteilen.

Die heimische Wasserstoffproduktion beginnt in allen Szenarien bereits um 2025. Um den frühen Bedarf von Wasserstoffnachfragen zu decken, wird Elektrolysewasserstoff mit kleinen Mengen Wasserstoff aus den begrenzten Potenzialen heimischer Biomasse ergänzt. Die verschiedenen Szenarien zeigen große Bandbreiten beim Ausbau der Elektrolysekapazität in Deutschland (siehe Abbildung 6.11). In 2030 sind das 6 - 14 GW, sodass die 5-GW-Zielmarke der nationalen Wasserstoffstrategie in den meisten Szenarien deutlich übertroffen werden muss. In 2045 ist die Bandbreite 12 - 39 GW, im *Wasserstoff-(Import)*-Szenario des REMod-Modells sind es sogar 50 GW.

Der Import von Wasserstoff beginnt je nach Modell in oder kurz nach 2030. Das Angebot an E-Fuels wird in allen Szenarien erst etwas später als das Angebot von Wasserstoff hochgefahren und ist schon früh von Importen dominiert. Die Importmengen steigen so schnell an, dass in fast allen Szenarien bereits ab 2035 die Summe aus Wasserstoff- und E-Fuel-Importen über der heimischen Produktion dieser Energieträger liegt.

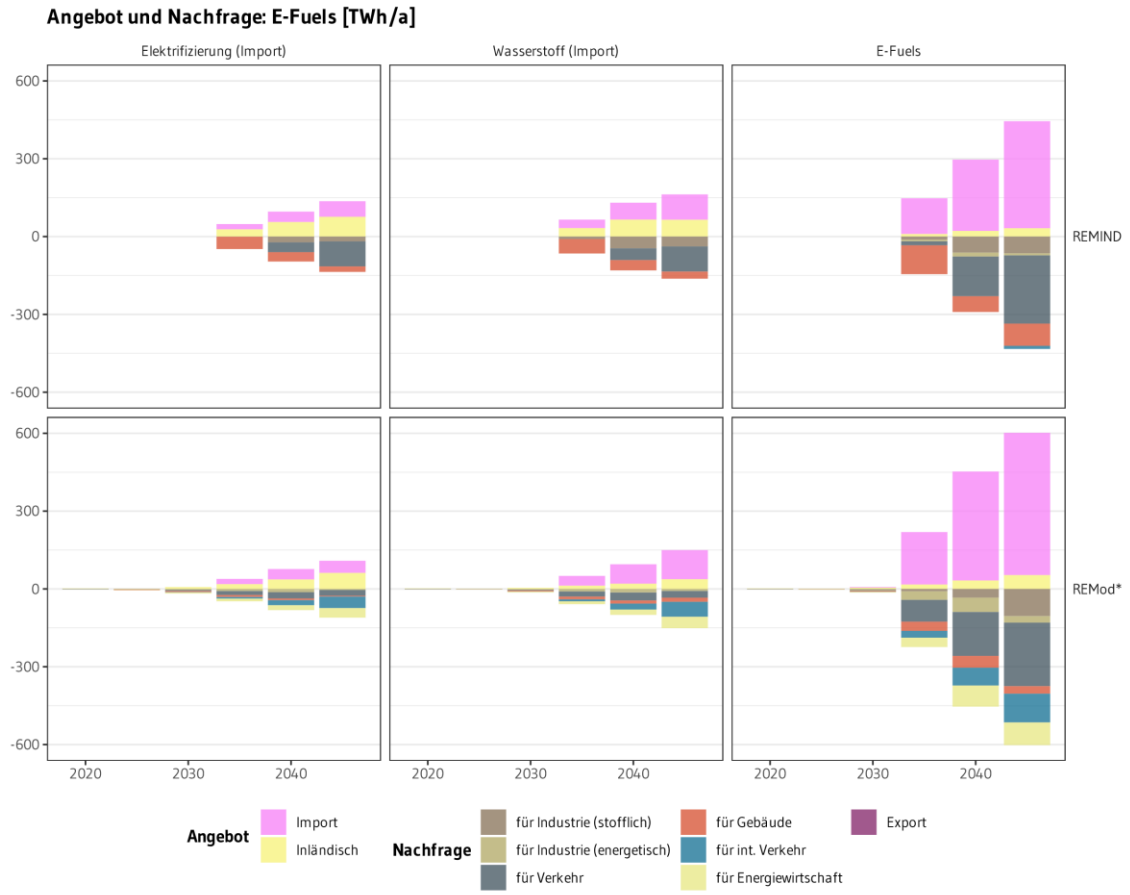


Abbildung 6.10: Entwicklung des Einsatzes von E-Fuels in den Szenarien mit höheren Energieimportanteilen.

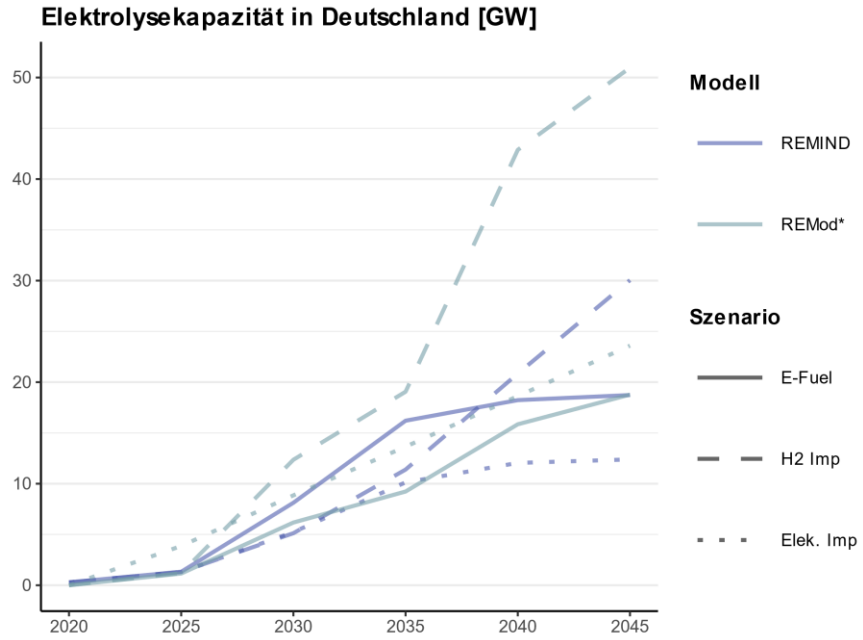


Abbildung 6.11: Elektrolyseausbau in Deutschland 2020 bis 2045.

Abbildung 6.12 zeigt die Investitionsbedarfe für Elektrolyse und Anlagen zur CO_2-Abscheidung aus der Luft (Direct Air Capture, DAC), um die entsprechenden Mengen Wasserstoff und E-Fuels zu produzieren. In allen Szenarien muss bereits bis 2030 massiv im Inland und Ausland in diese Schlüsseltechnologien investiert werden. Jährliche Investitionen nur für die Elektrolyse- und DAC-Kapazität betragen dann bereits 5-15 Mrd. Euro. Besonders hoch ist der Investitionsbedarf im *E-Fuels*-Szenario, wobei etwa die Hälfte auf die CO_2-Abscheidung aus der Luft entfällt. Für die Klimaneutralität in 2045 sind kumulierte Investitionen in diese Kapazitäten von etwa 130 Mrd. Euro im *Elektrifizierungs*-Szenario und 300-400 Mrd. Euro im *E-Fuels*-Szenario notwendig. Zusätzliche Kosten für Transport- und Verteilungsinfrastruktur sowie, im Fall von Wasserstoff, für notwendige nachfrageseitige Transformationen sind hier nicht berücksichtigt; wichtige Parameter der Kostenberechnung sind in Tabelle 6.1 dargestellt.

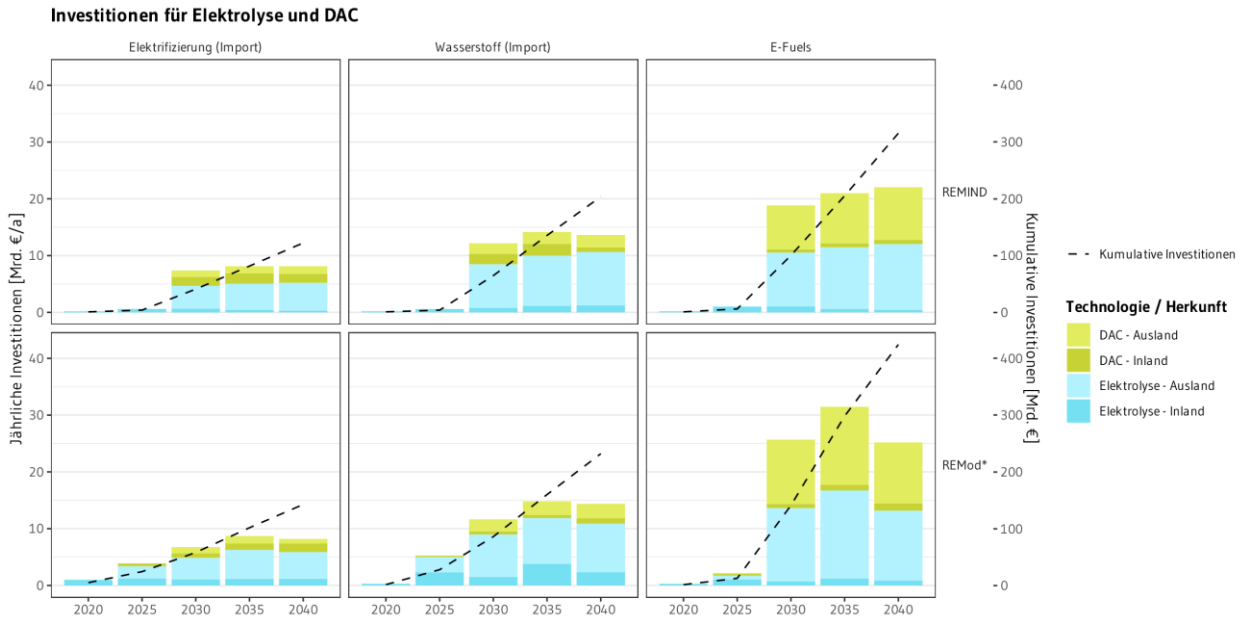


Abbildung 6.12: Investitionen in Elektrolyse und Luftabscheidung.

	2020	2030	2050
Elektrolyse, spezifische Investitionskosten (EUR/kW_{el})	1100	625	335
CO_2-Abscheidung aus der Luft, spezifische Investitionskosten EUR/(tCO_2/Jahr)	1850	1200	750
Jährliche Abschreibungsrate	7 %	7 %	7 %
Elektrolyse Volllaststunden/Jahr	5000	5000	5000
Elektrolyse Effizienz	70 %	70 %	70 %
Gesamteffizienz E-Fuel-Produktion	50 %	50 %	50 %

Tabelle 6.1: Parameter für die Berechnung der Kostenberechnung für Elektrolyse und DAC.

6.6 Anforderungen an Infrastrukturen für Wasserstoff

Der substanzielle Hochlauf von Wasserstoff und E-Fuels in den Ariadne-Szenarien erfordert auch neue Transport- und Speicherinfrastrukturen. Diese werden in einer späteren Projektphase detailliert und räumlich aufgelöst modelliert. Aus den vorliegenden Ergebnissen lassen sich aber bereits erste robuste Anforderungen an die zukünftigen Infrastrukturen ableiten.

Der Wasserstoffeinsatz steigt in allen Szenarien schnell an. Spätestens wenn die Nachfragen den zweistelligen TWh-Bereich erreichen, ist eine Versorgung allein mit Elektrolyseuren vor Ort nicht mehr sinnvoll. In Zeiten, in denen die Elektrolyse nicht läuft und grüner Wasserstoff nicht verfügbar ist, muss dann eine anderweitige Versorgung erfolgen, meistens mit Erdgas oder der lokalen Erzeugung von grauem Wasserstoff, also Wasserstoff auf fossilen Quellen ohne den Einsatz von CCS. Überirdische Speicher, wie zylindrische Wasserstofftanks sind zu teuer, um längere Pausen in der Produktion von grünem Wasserstoff zu überbrücken. Als Langzeitspeicher eignet sich nur die unterirrische Speicherung, wofür nach derzeitigen Erkenntnisstand Salzkavernen am besten geeignet sind. Existierende und potenziell umrüstbare Kavernenspeicher sowie das geologische Potenzial für neue Kavernen befinden sich vor allem im Norden Deutschlands. Erst durch Transportnetzinfrastrukturen kann es gelingen, diese als saisonale Wasserstoffspeicher für das gesamte System nutzbar zu machen. Dies eröffnet zwei wichtige Optionen: Zum einen kann dadurch der grüne Wasserstoffanteil in Wasserstoffanwendungen erhöht werden, da in Zeiten, in denen keine Produktion vor Ort erfolgt, grüner Wasserstoff aus dem Netz bezogen werden kann. Zum anderen kann erst durch ein Wasserstoffnetz Versorgungsicherheit gewährleistet werden. Erst dann können auch Verbraucher angeschlossen werden, die nicht über alternative – meist fossile – Wasserstoffquellen verfügen. Die meisten „No-regret"-Anwendungen verfügen im Hochlauf über derartige Alternativen.

Erste Vorschläge für ein Wasserstoffstartnetz wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegt. Die Pläne haben den Vorteil, dass sie zum großen Teil auf der Umwidmung existierender Erdgaspipelines basieren. Dies reduziert die Kosten deutlich, auch wenn bestimmte Infrastrukturen, wie z. B. Kompressoren zur Druckhaltung, ausgetauscht werden müssen.

Derzeit ist noch offen, aus welchen Ländern Deutschland die geplanten und – wie die Szenarien belegen – auch erforderlichen Importe mittelfristig konkret realisieren kann. Da die Planung der Importinfrastrukturen Zeit erfordern wird und eventuell weniger auf der Umrüstung bestehender Leitung basieren kann, muss diese Frage zeitnah angegangen werden.

Deutlich komplexer ist die Frage, ob und wo eine Umstellung der Verteilnetze auf Wasserstoff erfolgen kann und sollte. Der Umstellungsprozess kann dabei nicht sukzessive erfolgen, da Endgeräte nur bestimmte Bandbreiten an Gasgemischen verwenden können. Der DVGW geht davon aus, dass bei 80 % der Heizungen in Deutschland eine Wasserstoffbeimischung von 20 Vol.-% möglich ist (Lenz und Gatzen, 2021). Jenseits der Beimischung muss entweder eine Umstellung dezidierter Netzabschnitte des Bestandnetzes erfolgen oder das Wasserstoffnetz muss komplett neu errichtet werden, was im Allgemeinen als zu teuer erachtet wird. Während man bei den Netzen selbst davon ausgeht, dass eine Umrüstung hin zu Wasserstoff technisch mit vertretbarem Aufwand realisierbar ist, ist die Umstellung selbst ein komplexer Prozess, der einer umfassenden Erhebungs- und Planungsphase bedarf. Alle derzeit mit Erdgas betriebenen Geräte müssen dabei ausgetauscht werden. Zum Zeitpunkt der Umstellung wird das Gebiet vom Erdgasnetz getrennt und es beginnt der Austausch oder die Umrüstung aller Endgeräte. Je nach installierten Anlagen kann dies eine Versorgungsunterbrechung von einigen Tagen bis zu zwei Wochen erfordern bis alle Endgeräte mit reinem Wassersoff betrieben werden können. Nach der Umstellung muss dann die Versorgung mit Wasserstoff sichergestellt werden. Zusätzlich ist zu beachten, dass es für diese Umstellung noch keine Regulierung oder Zertifizierung gibt und der Bedarf an geschultem und zertifiziertem Personal hoch ist. Aktuell sind bei den Heizungsherstellern Anlagen in der Entwicklung, die „H_2-ready“ sind, sodass der Gerätetausch schon vor der eigentlichen Umstellung durchgeführt werden kann.

Deutlich einfacher ist die Integration von E-Fuels. Diese sind chemisch mit ihren fossilen Konkurrenzprodukten nahezu identisch. So kann synthetisches E-Methan ins bestehende Erdgasnetz eingespeist und flüssige E-Fuels über die bestehenden Routen im Verkehr eingesetzt werden. Diese Vorteile sind gegen die hohen Kosten und die geringe Effizienz abzuwägen. Darüber hinaus erfordert die Produktion aber Kohlenstoff in Form von CO_2. Dadurch könnte, je nach Einsatzgebiet, eine CO_2-Transportinfrastruktur zweckmäßig sein. Schließlich erscheint es zumindest energetisch wenig sinnvoll, CO_2-Konzentrationen im ppm-Bereich aufwendig aus der Luft abzuscheiden, solange noch Industrieabgase mit hohen CO_2-Konzentrationen als Quelle zur Verfügung stehen. Gleichzeitig sinkt bei der Verwendung von Kohlenstoff aus fossilen Quellen der Klimaschutzeffekt deutlich und die Technologiepfade sind nicht kompatibel mit Klimaneutralität.

Schließlich ist die Frage des geeignetsten Energieträgermixes für die Energiewende auch eine Frage der Infrastrukturen. In allen Szenarien stammt ein Großteil der Energie aus erneuerbarem Strom, der aber zum Teil erst zu Wasserstoff oder E-Fuels umgewandelt auf anderen Infrastruk-

turpfaden zum Einsatzort gelangt. In der nächsten Projektphase werden die Wasserstoff-Infrastrukturen daher im Detail modelliert und analysiert, um ein noch genaueres Bild der erforderlichen Transformation aufzuzeigen.

6.7 Prioritäten bis 2030

Bis zum Jahr 2030 gibt es große Gemeinsamkeiten zwischen allen Szenarien auch über die unterschiedlichen Modelle hinweg. Viele der Entwicklungen können daher als „No-regret"-Optionen angesehen werden, die zügig und mit Nachdruck angegangen werden sollten.

Das wichtigste Element dabei ist der **Einsatz erster Wasserstoffmengen in der Industrie.** Am geeignetsten sind hier die Subsektoren **Stahl, Ammoniak, chemische Industrie und Raffinerien** sowie die Produktion von E-Fuels für den Flug- und Schiffsverkehr. Diese Anwendungen sind in der Lage, schon bis 2030 große Mengen Wasserstoff einzusetzen. Werden diese Anwendungen schnell umgestellt, ergibt sich eher ein Angebotsengpass als eine zu geringe Nachfrage. Dabei hilft ein weiterer Vorteil dieser Bereiche: In ihnen kann ein Grünwasserstoffangebot flexibel genutzt werden, da mögliche Engpässe bei der Produktion von grünem Wasserstoff durch alternative, fossile Quellen überbrückt werden können, die heute schon vorhanden sind. Daher sind diese Anwendungen auch nicht zwangsweise sofort auf ein Wasserstoffnetz angewiesen, sondern können Elektrolyseure auch vor Ort installieren. Eine Fokussierung auf diese Anwendungen hilft somit dabei, das Henne-Ei-Problem von Angebot, Nachfrage und Infrastrukturen aufzulösen. Eine frühe Festlegung auf einen breiten sektorübergreifenden Einsatz und dessen Forcierung, erscheint keine robuste Klimaschutzstrategie zu sein. Die Ungewissheit über zukünftige Angebotsmengen und -preise von Wasserstoff und E-Fuels und darüber, in welchen Bereichen sich diese langfristig durchsetzen können, ist derzeit noch zu groß. Stattdessen sollten die verfügbaren Optionen der direkten Elektrifizierung und die Einführung von Wasserstoff-Schlüsseltechnologien im Industriesektor schnell hochskaliert werden. Es ist Aufgabe der Politik, den Akteuren klare und langfristige Planungsgrundlagen zu geben.

Der **Aufbau eines ersten Wasserstoff-Startnetzes** bis 2030 ist eine wichtige Aufgabe. Erst durch dieses Netz können geologische Speicher für alle an das Netz angeschlossenen Anwender nutzbar gemacht werden, was eine klimaneutrale und gleichzeitig robuste Versorgung ermöglicht. Ohne das Netz werden die oben genannten Nachfrager immer wieder auch auf fossilen Wasserstoff vor Ort zurückgreifen müssen. Die **Schaffung von ausreichender Wasserstoffspeicherkapazität** ist dabei eine weitere Kernaufgabe, da ohne diese ein Netzbetrieb nicht

möglich ist. Die erforderliche Speicherkapazität ist dabei groß, da Wasserstoff durch die niedrigere Energiedichte bei gleicher Energiemenge mehr Volumen beansprucht als Erdgas und die Speicher in viel größerem Umfang auch die Saisonalität des EE-Angebots für grünen Wasserstoff ausgleichen müssen.

Der **Aufbau von Elektrolyseurkapazität** ist eine weitere „No-regret"-Maßnahme. Die in der Nationalen Wasserstoffstrategie anvisierte Leistung von 5 GW ist dabei für die meisten der diskutierten Szenarien nicht ausreichend. Eine Erhöhung des Ausbauziels kann zudem zweckmäßig sein, da in allen Szenarien der Bedarf an Leistung auch nach 2030 ohnehin weiter ansteigt.

In allen Szenarien spielt der Import von Wasserstoff und E-Fuels langfristig eine große, meist sogar die überwiegende Rolle. Daher muss so früh wie möglich eine **robuste Importstrategie** entwickelt werden, die den Import von grünem Wasserstoff nachhaltig sichert.[19] Die Wahl der Handelspartner, Produktform und Transportmodi müssen mit den Einsatzbereichen und der Ausgestaltung der Infrastrukturen in Deutschland frühzeitig koordiniert werden.

Obwohl Wasserstoffkraftwerke für die Stromversorgung in den Szenarien bis 2030 nicht oder nur in geringem Umfang erforderlich sind, muss aufgrund der langen Vorlaufphase und der Auslegung des Wasserstoffnetzes zeitnah mit der **Planung der Wasserstoffkraftwerke** begonnen werden. Diese sind langfristig zur Deckung der Stromnachfrage in Zeiten mit geringem EE-Angebot erforderlich.

6.8 Fazit

In allen Szenarien spielen Wasserstoff und E-Fuels eine wichtige Rolle, deren relative Bedeutung und Ausgestaltung zwischen den Szenarien aber teilweise deutlich variiert. Bis 2030 ist der Einsatz von Wasserstoff und dessen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele noch recht begrenzt. Wasserstoff und E-Fuels werden dabei zunächst meist in einigen „No-regret"-Anwendungen eingesetzt. Im Zentrum stehen hierbei Wasserstoff für Stahl und Ammoniak, sowie E-Fuels für die Petro-Chemie, Flug- und Schiffsverkehr. Diese Optionen sind technisch gut geeignet, Keimzellen eines Wasserstoffnetzes zu werden, da sie grünen Wasserstoff verhältnismäßig flexibel einsetzen können und die Nachfragen an wenigen Punkten im System gebündelt vorliegen.

[19] In Ariadne werden derzeit Instrumente und Strategien entwickelt, wie eine Absicherung der Importe gelingen kann.

Entsprechend sollte der Wasserstoffeinsatz in diesen Bereichen schnell und nachdrücklich angegangen werden.

Langfristig sind die plausiblen Bandbreiten in 2045 zwischen den Szenarien mit 250 und 700 TWh recht groß. Die Bandbreite spiegelt damit gut den Stand der derzeitigen Diskussion um die Rolle dieser Energieträger in der Strategie zur Erreichung der Energiewende wider.

Der Hochlauf der Wasserstoffnachfrage erfordert zum einen den Aufbau substanzieller Elektrolysekapazität in Deutschland. Die in der Nationalen Wasserstoffstrategie vorgesehenen 5 GW in 2030 muss in fast allen Szenarien deutlich übertroffen werden. Langfristig steigt der Leistungsbedarf auf 12 bis 50 GW in 2045. Zum anderen werden aber auch in allen Szenarien deutliche Importe von Wasserstoff und insbesondere E-Fuels spätestens nach 2030 benötigt und müssen daher zeitnah in die Wege geleitet werden. Der Importbedarf von Wasserstoff und E-Fuels liegt in 2045 je nach Szenario zwischen 250 und 600 TWh.

Die Rolle von Wasserstoff und E-Fuels im Wärmemarkt ist in jedem Szenario vergleichsweise klein. Hier sind Wärmepumpen bei Neubauten, in der Fernwärme und für einen großen Teil des Gebäudebestandes aus einer systemischen Perspektive die günstigere Option. Die Gasnachfrage für Gebäudewärme sinkt gegenüber heute in jedem Szenario um mindestens 70 %. Wasserstoff oder E-Methan werden gezielt dort genutzt, wo die Anwendung von Wärmepumpen aufgrund von Sanierungsbedarf unrentabel oder nicht möglich ist und die Besiedlungsdichte zu gering für Wärmenetze ist.

Im Verkehrssektor ist im Schwerlastverkehr das Rennen zwischen Strom und Wasserstoff noch offen. Im Pkw-Bereich zeichnet sich ab, dass batterieelektrische Fahrzeuge den Markt dominieren werden. Im Lkw-Bereich sind die Unterschiede bei den Gesamtkosten der unterschiedlichen Antriebsvarianten geringer. Mit einer weiteren Verbesserung der Energiedichten von Batterien und dem Ausbau von Schnellladeмöglichkeiten könnte auch dieses Segment weitgehend elektrifiziert werden.

Selbst in den Szenarien mit geringem Einsatz von Wasserstoff ist eine Wasserstoffinfrastruktur mit ausreichenden Speichermöglichkeiten für eine effiziente und sichere Versorgung erforderlich. Zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage müssen dabei substanzielle Speichermöglichkeiten geschaffen werden, wofür geologische Speicher, insbesondere Salzkavernen, aus heutiger Sicht unumgänglich sind.

Literaturangaben

BMU, 2021b. Novelle des Klimaschutzgesetzes vom Bundestag beschlossen. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmu.de/pressemitteilung/novelle-des-klimaschutzgesetzes-vom-bundestag-beschlossen.

BMWi, 2020a. Die Nationale Wasserstoffstrategie. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html.

dena, 2018. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf.

Gerhardt N, Bard J, Schmitz R, Beil M, Pfennig M, Kneiske T, 2020. Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme. Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaeudewaerme_Final_20200529.pdf.

Lenz A-K, Gatzen C, 2021. Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Wärmesektors. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/frontiereconomics-h2-im-waermemarkt-studie.pdf.

Ueckerdt F, Bauer C, Dirnaichner A, Everall J, Sacchi R, Luderer G, 2021. Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. Nat Clim Chang, 11(5):384–393 DOI: 10.1038/s41558-021-01032-7.

7. Flexibilisierung durch Sektorkopplung

7.1	Zusammenfassung	200
7.2	Hintergrund der Sektorkopplung	201
7.3	Bewertung der Notwendigkeit von Flexibilität über Sektorkopplungs-technologien	204
7.3.1	*Kurzzeitspeicher im Stromsystem*	*206*
7.3.2	*Wärme als Flexibilitätsoption*	*207*
7.3.3	*Herstellung und Verwendung synthetischer Energieträger*	*208*
7.3.4	*Flexibilität durch Demand Side Management von konventionellem Stromverbrauch*	*210*
7.3.5	*Zusammenführung der Flexibilität durch Sektorkopplung*	*214*
7.4	Sensitivitäten über alle Szenarien	217
7.5	Handlungsempfehlungen	218
7.5.1	*Kurzfristige Herausforderungen bis zum Jahr 2030*	*218*
7.5.2	*Langfristige Herausforderungen bis 2045*	*219*
Literaturangaben		221

Autorinnen und Autoren
Daniel Wrede, Judith Heilig, Annika Gillich, Christoph Kost, Heike Brand



7.1 Zusammenfassung

Die Elektrifizierung vieler Teile des Energiesystems stellt einen Kernaspekt einer stärkeren Kopplung und Interaktion zwischen den verschiedenen Sektoren dar.

Ein treibhausgasneutrales Energiesystem basiert auf einem hohen Anteil an Primärenergie aus Erneuerbaren Energien. Gleichzeitig ist die direkte Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien deutlich effizienter als eine indirekte Nutzung über weitere Energieträger, wie z. B. Wasserstoff. Dadurch steigt die Stromnutzung in allen Sektoren des Energiesystems deutlich an.

Die Menge an Strom aus Erneuerbaren Energiequellen ist wetterbedingt an die Verfügbarkeit von Sonne und Wind gekoppelt und verändert sich über den Tages-, Wochen und Jahresverlauf. Erzeugung und Nachfrage trotzdem zu synchronisieren erfordert ein hohes Maß an Flexibilität auf beiden Seiten.

In der Sektorkopplung liegt ein hohes Flexibilisierungspotenzial, das zum Ausgleich der Erneuerbaren Erzeugung genutzt werden sollte. Dieses Potenzial liegt deutlich höher als das Potenzial zur Verschiebung der konventionellen Stromnachfrage, z. B. in der Industrie, Gewerbe oder Haushalten.

Sektorkopplungstechnologien mit hohem Flexibilisierungspotenzial sind zum Beispiel Elektrolyseure, aber auch der Betrieb von Wärmepumpen oder der Ladevorgang von Elektrofahrzeugen.

Das Flexibilisierungspotenzial von bestehenden, konventionellen Stromverbräuchen (Demand-Side-Management in der Industrie, Gewerbe und Haushalten) ist vergleichsweise niedrig, da sich eine Vielzahl von Verbräuchen nicht umfangreich verschieben lassen.

Zentrale Maßnahmen für eine Realisierung dieser Flexibilitäten zum Ausgleich der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) sind die verstärkte Nutzung von variablen bzw. dynamischen Tarifen in Bezug auf die Sektorkopplungstechnologien sowie die technische Ausrüstung der Anlagen mit Kommunikations- und Steuerungstechnologie, um einen flexiblen Betrieb zu ermöglichen.

Der Ausbau der Sektorkopplungstechnologien ist äußerst wichtig für die Nutzung von EE-Strom in anderen Sektoren, unter anderem Industrie, Gebäude und Verkehr. Gleichzeitig sollte der Einsatz und Betrieb möglichst system- und netzdienlich erfolgen. Dies muss über Signale und Steuerungsbefehle bis zu den Endverbrauchern, bei denen die Sektorkopplungstechnologien im Einsatz sind, gewährleistet werden.

Technologisch bieten Energiespeicher und Elektrolyseure ein hohes Flexibilisierungspotenzial, daher muss deren Ausbau einhergehen mit Maßnahmen eines flexiblen Betriebs, der die Verfügbarkeit von EE-Strom im Fokus hat. Hierzu ist eine Flexibilisierung des Strompreises und der damit verbundenen Abgaben, Entgelte und Steuern zu prüfen, um Anreize für flexible Betriebsweisen zu schaffen.

7.2 Hintergrund der Sektorkopplung

Um das Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 realisieren zu können, wird ein Großteil der benötigten elektrischen Energie durch die fluktuierende Stromerzeugung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen bereitgestellt werden. Aufgrund der unstetigen Verfügbarkeit von Wind- und Sonnenergie wird es immer wieder Zeiten geben, in denen die Stromproduktion die Stromnachfrage übersteigt oder unterschreitet. Durch die Flexibilitätsoptionen in der Sektorkopplung können diese Unregelmäßigkeiten von Stromüberschuss und Strommangel ausgeglichen und die erneuerbare Stromproduktion im System integriert werden. Dieses Kapitel geht der Frage nach, welche Rolle die Flexibilität von Sektorkopplungstechnologien in Zukunft über den Transformationspfad und in einem klimaneutralen Energiesystem spielt.

In diesem Bericht wird unter Sektorkopplung die Verzahnung der Energiewirtschaft mit den Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Verkehr und Industrie verstanden, um die klimaneutral gewonnene Energie auch in anderen Sektoren nutzen zu können. Die Verzahnung erfolgt über Technologien wie Elektrofahrzeuge, Elektrodenkessel in Industrie, Wärmepumpen, Energiespeicher sowie über die Umwandlung in neue strombasierte Kraftstoffe (Wasserstoff, Methan, Ethanol, …) der fluktuierenden Stromerzeugung aus Sonne und Wind. Hierbei spielt Flexibilität eine große Rolle, also die Fähigkeit der Technologien und des Netzes, flexibel auf Stromüberschuss oder Strommangel reagieren zu können. Ist dies gewährleistet, steigen das Nutzungspotenzial von Solar- und Windenergie und auch die Versorgungssicherheit.

Ein CO_2-neutrales Energiesystem muss auf CO_2-neutralen Energieträgern aufbauen. Angesichts der begrenzten Verfügbarkeit der Biomasse spielen Strom aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen und aus erneuerbarem Strom hergestellte Brennstoffe („Power-to-Fuel“) eine tragende Rolle. Aus Effizienzgründen können konventionelle Kraftwerke, welche zukünftig mit synthetisch hergestellten Brennstoffen betrieben werden, nur eine Backup-Kapazität darstellen. Ein Großteil des Stromes (> 90 %) wird deshalb in Zukunft direkt aus Erneuerbaren Energien erzeugt. Gleichzeitig steigt der Strombedarf bis zum Jahr 2045 durch die gesteigerte Nachfrage durch Sektorkopplungstechnologien deutlich an.

Die mit synthetischen Brennstoffen (oder in den kommenden Jahren auch noch mit Erdgas und Kohle) betriebenen Backup-Kraftwerke stellen ebenfalls eine Flexibilität neben den Sektorkopplungstechnologien dar. Um die Integration von Strom aus Sonne und Wind via Sektorkopplung zu illustrieren, sind in Abbildung 7.1 die Ergebnisse des Modells REMod für Stromerzeugung und -verwendung im Szenario *Technologiemix* für die Jahre 2020, 2030 und 2045 dargestellt.

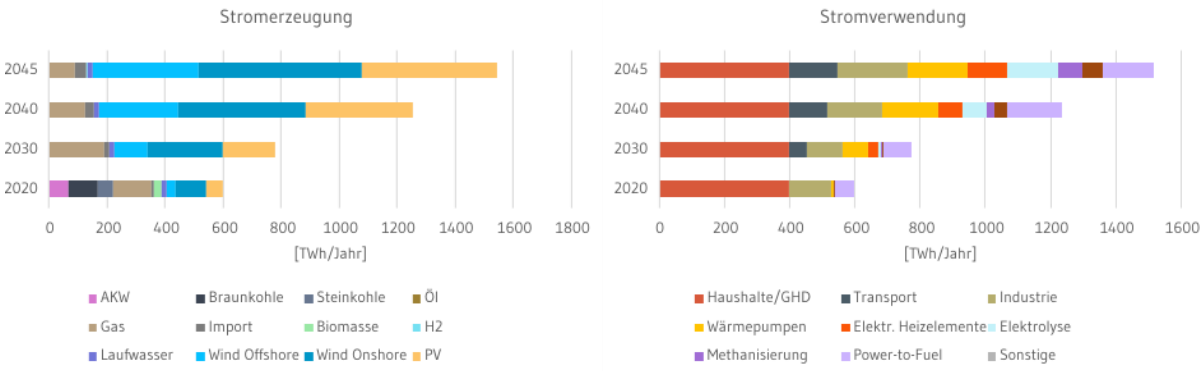


Abbildung 7.1: Stromerzeugung und -verwendung im Szenario Technologiemix (REMod).

Es zeigt sich, dass im kostenoptimalen Klimaschutzszenario *Technologiemix* bereits im Jahr 2030 ca. 75 % der Stromproduktion fluktuierend durch Sonnen- und Windenergie bereitgestellt werden (linke Seite). Die effiziente Nutzung dieser Energie ist nur durch Erweiterung und Diversifizierung der Stromverwendung zu erreichen (rechte Seite). Hier ist erkennbar, dass bereits im Jahr 2030 die Stromverwendung im Vergleich zu 2020 breiter gefächert ist. Bis zum Jahr 2045 steigt der Anteil der nicht-konventionellen Stromverwendung noch einmal deutlich an. Das bedeutet, dass der Strom entweder von neuen Sektorkopplungstechnologien direkt genutzt wird oder in andere Energieträger umgewandelt wird. Zu sehen ist dies in Abbildung 7.1 am hohen Strombedarf der Sektorkopplungstechnologien wie Elektroautos im Verkehr, Wärmepumpen und elektrischen Heizelementen sowie Elektrolyse, Methanisierung und Power-to-Fuel.

Zur Analyse und Einordnung der Flexibilität der Sektorkopplungstechnologien muss zuerst auf die Gesamtheit der Flexibilitätsoptionen eingegangen werden, siehe Tabelle 7.1. Die Tabelle zeigt eine Übersicht vorhandener Flexibilitätsoptionen. Energiespeicher und Demand Side Management (von konventionellem Stromverbrauch) sind hier als reine Flexibilitätsoptionen zur zeitlichen Verschiebung des Strombedarfs geführt, jedoch keine Technologien der Sektorkopplung. Die Flexibilitätsoptionen beinhalten sowohl die gezielte zeitliche Verwendung von Strom in ande-

ren Sektoren zur Deckung der Energiebedarfe (Wärme, Mobilität, ...) durch Anwendung von Energiespeichern, als auch die gezielte zeitliche Produktion von synthetischen Energieträgern und deren spätere Rückführung in elektrische Energie.

Verwendung:	Strom	Brennstoffe	Wärme	Demand Side Management von konventionellem Stromverbrauch
Technologie:	Kraftwerke, Kraft-Wärmekopplungsanlagen, Batterien (stationär und in Fahrzeugen), Carnot-Batterien[20], Pumpspeicherkraftwerke	Elektrolyse, Methanisierung, Power-to-Fuel	Wärmepumpen, elektrische Heizelemente, Kraft-Wärmekopplungsanlagen	Zeitliche Lastverschiebung
Einsatz in:	Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Haushalte	Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Haushalte	Energiewirtschaft, Haushalte	Haushalte, Industrie

Tabelle 7.1: Übersicht von Flexibilitätsoptionen.

Im Folgenden soll kurz auf die Charakteristika der einzelnen Flexibilitätsoptionen eingegangen werden. Die Flexibilitätsoptionen der (direkten) Stromspeicherung, der Umwandlung in synthetische Brennstoffe oder Wärme sowie die zeitliche Verschiebung von elektrischen Lasten unterscheiden sich in Wirkungsgrad, Kosten und Dauer.

Klassische Batterien sowie Carnot-Batterien[20] erlauben eine kurzfristige Speicherung von Strom in einem chemischen oder thermischen Energieträger. Mit Pumpspeicherkraftwerken kann eine zeitliche Verschiebung von Stromproduktion und -bedarf durch das Ausnutzen von Höhendifferenzen von Wasserreservoirs ausgeglichen werden. Durch den Ausbau der Elektromobilität und der damit verbundenen Batteriespeicher in Fahrzeugen wird eine flexible Speicherkapazität in den Fahrzeugen erwartet. In den Nutzungskonzepten Grid-to-Vehicle (G2V) oder Vehicle-to-Grid (V2G) wird Flexibilität durch flexibles Laden und Entladen geschaffen.

Eine Verschiebung von Angebot und Nachfrage über längere Zeiträume - Wochen bis Monaten - kann über Elektrolyse sowie Power-to-Liquid (PTL)- bzw. Power-to-Gas (PTG)-Technologien erzielt werden. Der so gewonnene Brennstoff (Wasserstoff, Methan) kann deutlich länger gespeichert werden und dann über Leitungsnetze in Haushalten und Industrie in Heizkesseln und Kraft-

[20] Konzept: Speicherung von Strom in Wärme und Nutzung der Wärme zur Stromerzeugung

Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) verbrannt werden. Auch im Verkehrssektor in Brennstoffzellenfahrzeugen und Verbrennungsmotoren ist eine Anwendung möglich. Eine stoffliche Nutzung der synthetischen Energieträger ist ebenfalls möglich, beispielsweise in der Chemie- oder Stahlindustrie. Ein relevanter Nachteil der Power-to-Fuel-Technologien sind hohe Wirkungsgradverluste, welche bei der Herstellung entstehen.

In Haushalten und Industrie kommen Technologien wie Wärmepumpen, elektrische Heizelemente und Elektrodenkessel zum Einsatz, welche Strom in Wärme umwandeln (sogenannte Power-to-Heat-Technologien). Hier kann über Heizwasser-Pufferspeicher eine zeitliche Verschiebung von Angebot und Nachfrage erreicht werden.

Neben den bereits erwähnten Technologien stellt Demand Side Management von konventionellem Stromverbrauch (also keine Verschiebung von Betrieb von Sektorkopplungstechnologien) eine nachfrageseitige Flexibilität dar. Sie kann dazu beitragen, sowohl Spitzenlasten zu reduzieren als auch durch Lasterhöhung in Zeiten hoher Erzeugung aus Erneuerbaren Energien zusätzlichen Strom aufzunehmen.

7.3 Bewertung der Notwendigkeit von Flexibilität über Sektorkopplungstechnologien

Flexibilitätsbedarfe und -beiträge entstehen nahezu stündlich – immer, wenn ein Ausgleichsbedarf zwischen Strombereitstellung und -verwendung entsteht. Zur Analyse der Notwendigkeit und Bedarfe von Sektorkopplungstechnologien in einem klimaneutralen Energiesystem Deutschlands werden die Jahre von 2041 bis 2045 aus der Szenarienrechnung mit REMod (Szenario *Technologiemix*) herangezogen. Die Analyse der Sektorkopplungstechnologien und deren Flexibilität wird an dieser Stelle auf monatliche Auswertungen der Bedarfe fokussiert, um den Verlauf über das Jahr darzustellen. Um die Unregelmäßigkeiten in Strombereitstellung und -verwendung der einzelnen Jahre zu glätten, werden stündliche Durchschnittswerte der Energiemengen der Jahre 2041 bis 2045 verwendet.[21] Diese werden zu monatlichen Werten aggregiert.

Eine Übersicht von Strommengen unterteilt in Mengen an Stromüberschuss und Strommangel ist in Abbildung 7.2 dargestellt. Mit Stromüberschuss sind hierbei die Stunden mit negativer Residuallast (bevor Sektorkopplungstechnologien zum Einsatz kommen) bezeichnet, dessen Energiemengen monatlich aufsummiert werden. Eine mögliche Abregelung oder ein Stromexport ist

[21] In REMod werden statistische Werte aus den Jahren 2011-2015 verwendet und darauf basierend Energieerzeugung und -bedarfe berechnet. Die Jahre 2011-2015 sind auch in dieser Reihenfolge für die Jahre 2041-2045 hinterlegt.

hierin noch nicht berücksichtigt. Mit Strommangel ist die Energiemenge der Stunden mit positiver Residuallast verstanden. Die Abbildung zeigt außerdem die monatliche Erzeugung aus Wind und Photovoltaik.

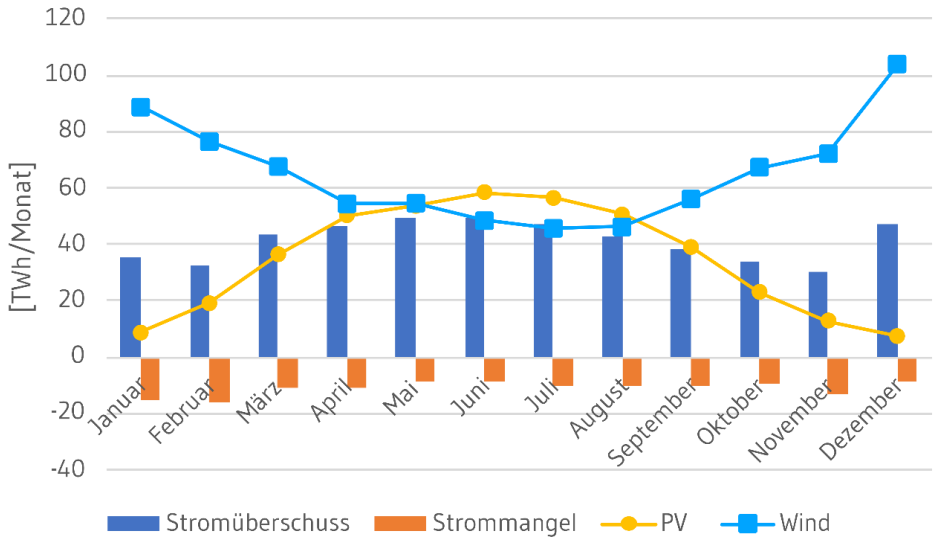


Abbildung 7.2: Energiemengen von Stromüberschuss und Strommangel (Durchschnitt 2041 – 2045).

Zur Einordnung der Sektorkopplungstechnologien zeigt Abbildung 7.3 die im Szenario *Technologiemix* im Jahr 2045 installierten Leistungen der flexibel einsetzbaren Technologien. Neben den Wärmepumpen und den elektrischen Heizelementen weisen insbesondere die Kurzzeitspeicher und Gaskraftwerke eine hohe installierte Leistung auf.

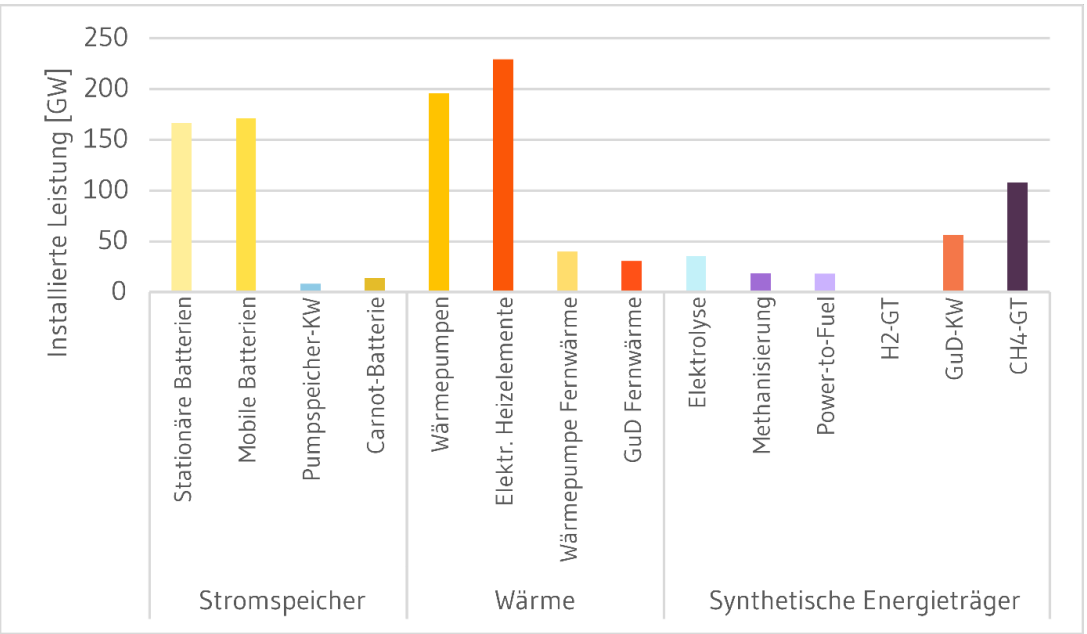


Abbildung 7.3: Installierte Leistung der Technologien zur Deckung des Flexibilitätsbedarfes im Szenario Technologiemix im Jahr 2045.

7.3.1 Kurzzeitspeicher im Stromsystem

Stationäre und mobile Batterien sowie Pumpspeicherkraftwerke werden als Speichertechnologien genutzt, um kurzfristige Schwankungen im Stromsystem in einem Zeitraum von einer bis zu wenigen Stunden auszugleichen. Grund für die zeitliche Begrenzung sind die hohen Kosten der Speichereinheit, wohingegen der Wirkungsgrad der Ein- und Ausspeicherung mit Werten über 80 % recht hoch ist. Hervorzuheben sind insbesondere die mobilen Batterien, welche im Verkehrssektor verwendet werden, aber zu einer erheblichen Flexibilität im Stromsystem beitragen. Langfristig könnten auch Carnot-Batterien eine Rolle spielen, wenn sie als thermischer Speicher und Rückverstromungsoption gebaut werden. Allerdings hängt die Installation häufiger an der Wärmenachfragestruktur sowie deren Verschiebepotenzial bzw. Schwankung ab, als an der Wirtschaftlichkeit der Rückverstromungsoption.

Im Szenario *Technologiemix* beträgt die installierte Speicherkapazität im Jahr 2045 166 GWh für stationäre Batterien, 171 GWh für mobile Batterien als maximal nutzbare Kapazität für V2G-Anwendungen, 66 GWh für Pumpspeicherkraftwerke bei einer Leistung von 8,2 GW und 55,4 GWh für Carnot-Batterien. Während die stationären Batterien und Pumpspeicherkraftwerke die gesamte gespeicherte Energie abzüglich den Wandlungswirkungsgraden wieder als Flexibilitätsbeitrag ins Netz speisen, wird bei den mobilen Batterien und den Carnot-Batterien ein großer Teil der eingespeicherten Energie in den anderen Sektoren verwendet.

In Abbildung 7.4 wird der monatliche Flexibilitätsbeitrag bzw. die Energieaufnahme der Speichertechnologien dargestellt. Deutlich zu sehen ist, dass die Stromspeicher besonders im Sommer zu Zeiten hoher PV-Einspeisung zum Einsatz kommen. Die hauptsächlich durch Windkraft erzeugten Stromüberschüsse in den Wintermonaten wird von Kurzzeitspeichern zu einem deutlich geringeren Anteil aufgenommen. Im Szenario *Technologiemix* nehmen die Speichertechnologien im Jahr 2045 insgesamt 72 TWh auf.

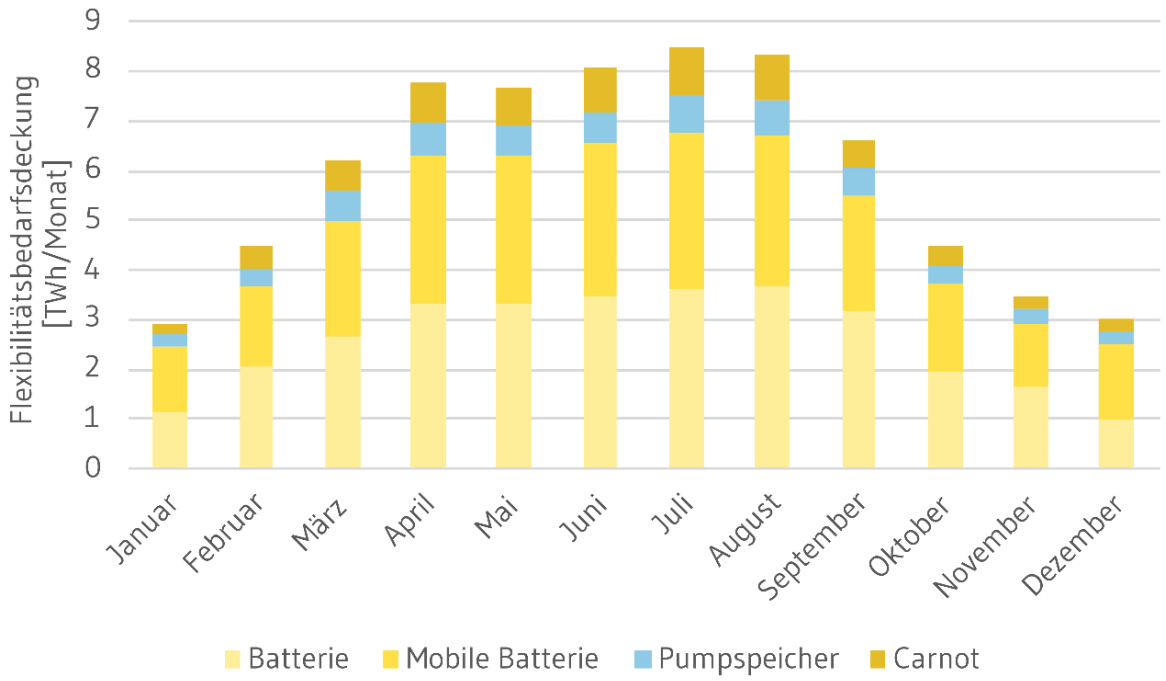


Abbildung 7.4: Energieaufnahme der Speichertechnologien im Szenario Technologiemix (Durchschnitt 2041 – 2045).

7.3.2 Wärme als Flexibilitätsoption

Durch die kostengünstige Wärmespeicherung kann die Wärmebereitstellung als Flexibilitätsoption genutzt werden. Die Umwandlung von Strom zu Wärme geschieht hierbei über Wärmepumpen und elektrischen Heizelementen. Durch die Nutzung von Umgebungswärme produzieren Wärmepumpen deutlich effizienter Wärme pro eingesetzter Stromeinheit (Faktor 3 bis 4). Elektrische Heizelemente mit Wirkungsgraden von 95 % sind jedoch besonders günstig in der Anschaffung und können leichter hohe Temperaturen bereitstellen. Fernwärmenetze bilden ein weiteres System mit Flexibilisierungspotenzial, da hier sowohl Wärmepumpen als auch KWK-Anlagen flexibel einsetzbar sind.

Die aus Stromüberschuss zur Umwandlung in Wärme verwendeten Energiemengen sind in Abbildung 7.5 dargestellt. Die wesentlichen Stromabnehmer sind die Wärmepumpen mit und ohne Fernwärmeanschluss sowie elektrische Heizelemente, welche zusätzlich in den Warmwasserspeichern der Heizungstechnologien verbaut sind. Durch die erhöhte Wärmenachfrage kann in den Wintermonaten mit den Wärmepumpen viel Strom abgenommen werden, während die elektrischen Heizelemente das ganze Jahr über Stromüberschüsse aufnehmen. Die Nutzung von Wärmepumpen in Haushalten zur Befüllung der Wärmespeicher als Flexibilitätsoption kommt nur in einem sehr geringen Maß zur Anwendung: ca. 2 % der gesamten Stromaufnahme im Wärmebereich.[22]

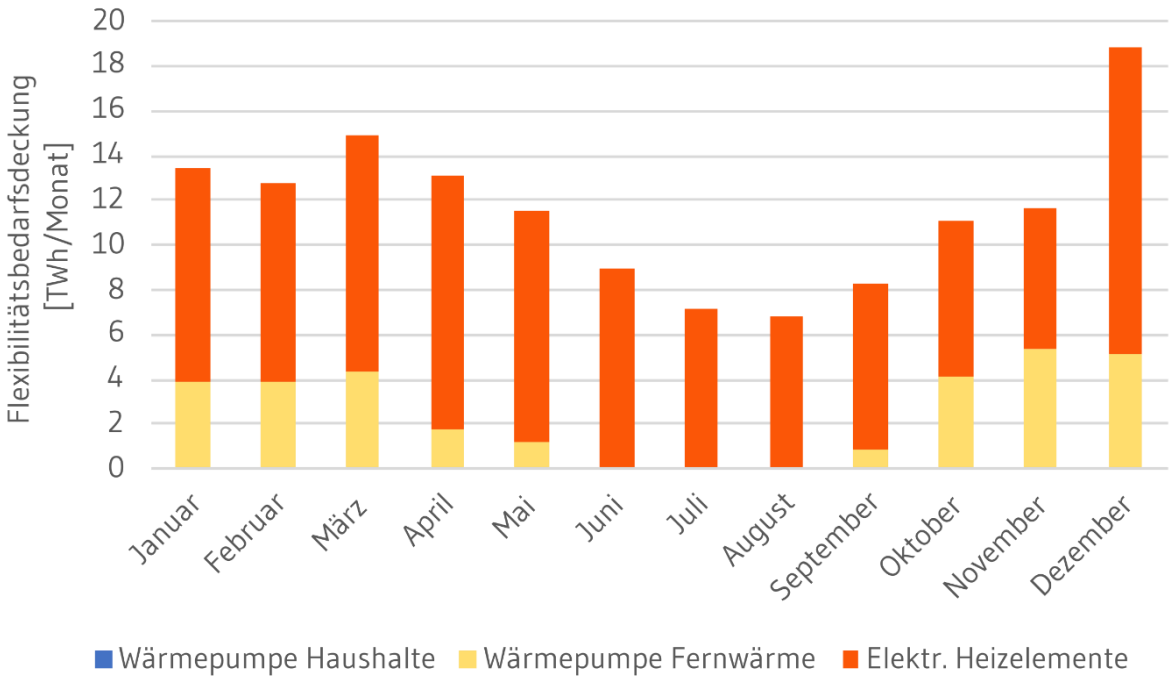


Abbildung 7.5: Stromaufnahme bei Stromüberschuss im Wärmesektor (Durchschnitt 2041 – 2045). Die Nutzung von Wärmepumpen in Haushalten als Flexibilitätsoption kommt nur in einem sehr geringen Maß zur Anwendung, ca. 2 % der gesamten Stromaufnahme im Wärmebereich.

[22] Der geringe Flexibilitätsbeitrag der Wärmepumpen in Haushalten liegt vorrangig an den niedrigen Temperaturniveaus: Während elektrische Heizelemente Wasser auf Temperaturen von 95°C erhitzen können, sind die in REMod parametrierten Wärmepumpentechnologien im Gebäudesektor auf eine Maximaltemperatur von bis zu 65°C beschränkt.

7.3.3 Herstellung und Verwendung synthetischer Energieträger

Mit überschüssigem Strom können synthetische Energieträger wie Wasserstoff, Methan und Ethanol hergestellt werden. Diese lassen sich verlustarm speichern und werden vielseitig in Verkehr, Industrie und Gebäuden eingesetzt. Auch eine Rückverstromung im Stromsystem ist möglich und in einem vollständig defossilisierten Stromsystem notwendig. Die Herstellung von synthetischen Energieträgern ist jedoch mit größeren Energieverlusten behaftet und damit teuer.

Wie aus Abbildung 7.6 hervorgeht, wird die Herstellung synthetischer Energieträger (Wasserstoff, Methan, Flüssigkraftstoffe) bezogen auf die monatliche Auswertung kontinuierlich über das Jahr betrieben. Lediglich in den Monaten, in denen geringere Mengen an Stromüberschuss zur Verfügung stehen (in Abbildung 7.6 Februar, Oktober und November), wird diese Flexibilitätsoption weniger genutzt.

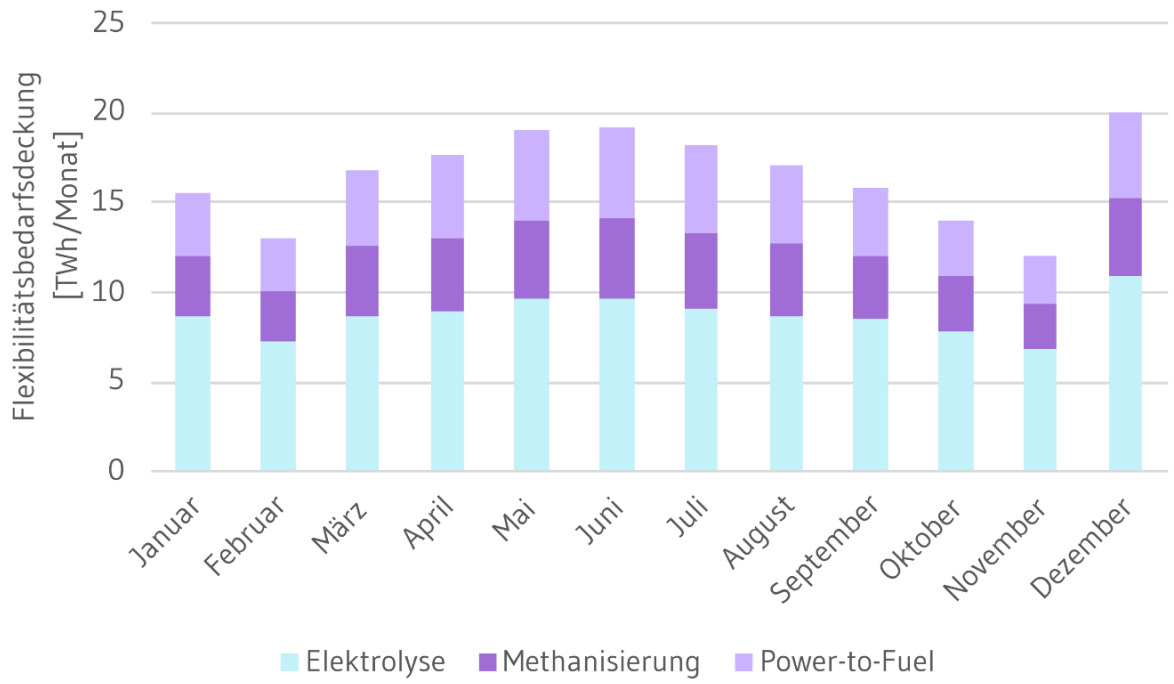


Abbildung 7.6: Stromabnahme der Methanisierungs-, Elektrolyse- und Power-to-Liquid-Anlagen (Durchschnitt 2041 – 2045).

Eine Verstromung der synthetischen Energieträger findet hauptsächlich über Gas- und Dampfkraftwerke mit und ohne Wärmeauskopplung statt, während Gasturbinenkraftwerke zur Spitzenlastdeckung hauptsächlich in wenigen Stunden in den Wintermonaten eingesetzt werden (siehe Abbildung 7.7).

Während Methan auch aus Biomasse gewonnen werden kann, wird Wasserstoff vornehmlich durch Elektrolyse hergestellt. Aufgrund der guten Lagermöglichkeiten werden synthetische Energieträger insbesondere dann genutzt, wenn saisonal bedingt wenig Energie aus erneuerbaren Quellen zur Verfügung steht. Im Szenario *Technologiemix* wird die Option der Wasserstoffrückverstromung nicht genutzt, während die Methangasturbinen im Jahr 2045 insgesamt 42,5 TWh Ausgleichsenergie bereitstellen[23]. Methan wird jedoch nur zum Teil (29,3 TWh im Jahr 2045) über Methanisierung gewonnen, während 107,5 TWh hauptsächlich aus Biomasse hergestellt und weitere 80,5 TWh im Jahr 2045 importiert werden. Insgesamt wird mit der flexiblen Herstellung von synthetischen Energieträgern 40 % des Stromüberschusses verwendet.

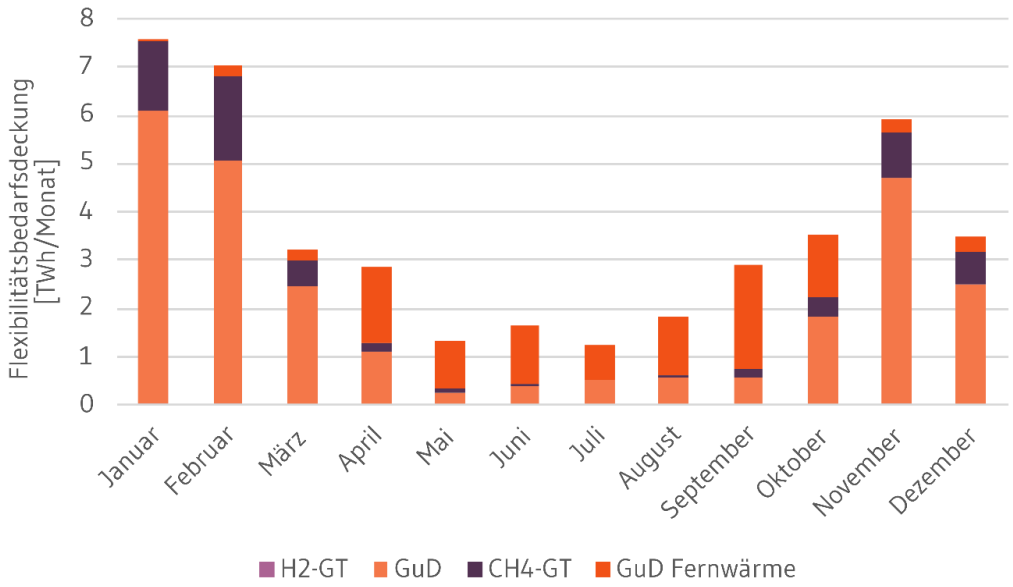


Abbildung 7.7: Stromabgabe der CH_4- und H_2-Gaskraftwerke Anlagen im Szenario Technologiemix (Durchschnitt 2041 – 2045).

7.3.4 Flexibilität durch Demand Side Management von konventionellem Stromverbrauch

Über die oben genannten Sektorkopplungstechnologien hinaus kann Demand Side Management (DSM), also die flexible Anpassung der Stromnachfrage durch den Verbraucher, einen Beitrag zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs leisten. Dieser Beitrag wurde mithilfe des Stromsektormodells

[23] CH_4-Gasturbinen und Gas- und Dampfturbinen mit und ohne Wärmeauskopplung.

E2M2 untersucht.[24] In dieser Analyse werden die Sektorkopplungstechnologien der vorangegangenen Kapitel vereinfacht abgebildet und explizit auf die DSM-Maßnahmen von konventionellem Stromverbrauch in Haushalten, Gewerbe und Industrie eingegangen.

Grundsätzlich ermöglicht der Einsatz von DSM, dass bei Strommangel Lasten abgeschaltet werden oder Stromnachfrage auf einen späteren Zeitpunkt verschoben wird. Bei Stromüberschuss wiederum können Lasten zugeschaltet werden bzw. verschobene Stromnachfrage nachgeholt werden. Dafür können z. B. industrielle Prozesse, die einen gewissen Freiheitsgrad bieten, entsprechend angepasst werden oder die Stromnachfrage von Haushalten, z. B. durch einen optimierten Fahrplan von Haushaltsgeräten, verschoben werden.

Eine große Herausforderung bei der Modellierung von DSM ist die Abschätzung der technischen und ökonomischen Charakteristika der einzelnen Optionen, da sich diese je nach Stromanwendung stark unterscheiden. Zu diesen Charakteristika gehören auf der technischen Seite Kennzahlen wie Abschaltzeitpunkt, mögliche Abschaltdauer, spätester Nachholzeitpunkt sowie die jeweiligen Potenziale, auf der ökonomischen Seite z. B. der Erschließungsaufwand und der Nutzungsaufwand.

Im Folgenden wird der Beitrag von DSM-Maßnahmen in Industrie und Haushalten zur Flexibilitätsbedarfsdeckung untersucht. Dafür werden aufbauend auf (2017) die DSM-Technologien in 3 Gruppen abgebildet:

1) Die erste Gruppe (DSM_QT_GHD) beinhaltet Querschnittstechnologien des GHD-Sektors und der Industrie. Dazu gehören Technologien, die branchenübergreifend eingesetzt werden, z. B. Lüftungsanalgen oder Beleuchtung. Diese DSM-Technologien weisen typischerweise eher hohe Fixkosten (Erschließungskosten) auf, da davon ausgegangen wird, dass die Infrastruktur der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) zur flexiblen Steuerung der Verbraucher noch nicht vorhanden ist. Die variablen Kosten (Nutzungsaufwand) hingegen sind eher gering.

2) Die zweite Gruppe (DSM_QT_HH) beinhaltet Querschnittstechnologien im Haushaltssektor. Die Kostenstruktur hier ist ähnlich wie in der ersten Gruppe.

3) Die dritte Gruppe (DSM_PP_Ind) repräsentiert die Flexibilisierung von Produktionsprozessen in der Industrie. Hierunter fallen für eine Branche spezifische Prozesse mit hohem

[24] Die Definition von DSM, Begriffsverwendungen sowie die technischen und ökonomischen Annahmen zu einzelnen DSM-Technologien basieren dabei auf Steurer (2017).

Energieverbrauch (vgl. Fleiter et al. (2013)), wie z. B. die Schmelzflusselektrolyse zur Herstellung von Aluminium. Diese DSM-Technologien sind durch vergleichsweise geringe Fixkosten charakterisiert, da die Infrastruktur zur Flexibilisierung oft schon vorhanden ist. Sie weisen aber hohe variable Kosten auf, die durch die Anpassung von Produktionsmengen oder -zeitpunkten verursacht werden.

Die jeweiligen DSM-Technologien unterscheiden sich außerdem stark in Bezug auf die Dauer, in der die entsprechende Last reduziert bzw. erhöht werden kann. Daher wird für alle drei oben genannten Gruppen das Potenzial für eine 1-stündliche Lastverschiebung und das für eine 4-stündliche Lastverschiebung separat definiert, wodurch sich in Summe 6 Gruppen ergeben.

Der Potenzialbegriff ist hier als sozio-technisches Potenzial zu verstehen. Das bedeutet, dass das rein technische Potenzial bereits mit einem Realisierbarkeitsfaktor multipliziert wurde, der sowohl die Akzeptanz als auch die organisatorische und technische Realisierbarkeit der DSM-Maßnahmen berücksichtigt. Dieses Potenzial geht als Obergrenze in das lineare Optimierungsmodell E2M2 ein, in dem dann entsprechend der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Maßnahmen der Zubau und die Nutzung der DSM-Technologien entschieden wird. Die sozio-technischen Potenziale der einzelnen Gruppen sind in Tabelle 7.2 aufgeführt.

DSM-Technologie	Dauer der Lastreduktion	Sozio-technisches Potenzial im Jahr 2045 [MW]
Querschnittstechnologien, GHD und Industrie (DSM_QT_GHD)	1 Stunde	674
Querschnittstechnologien, GHD und Industrie (DSM_QT_GHD)	4 Stunden	674
Querschnittstechnologien, Haushalte (DSM_QT_HH)	1 Stunde	745
Querschnittstechnologien, Haushalte (DSM_QT_HH)	4 Stunden	3.727
Produktionsprozesse, Industrie (DSM_PP_Ind)	1 Stunde	863
Produktionsprozesse, Industrie (DSM_PP_Ind)	4 Stunden	2.464

Tabelle 7.2: Sozio-technisches Potenzial der DSM-Maßnahmen

In Summe ergibt sich auf dieser Datenbasis für das Jahr 2045 ein Potenzial von 9,1 GW für eine Lastreduktion von mindestens einer Stunde, von dem 3,3 GW aus Produktionsprozessen der Industrie[25] bereitgestellt wird, 4,5 GW aus dem Haushaltssektor und 1,3 GW aus Querschnittstechnologien in GHD und Industrie.

In den Ergebnissen des Szenarios *Technologiemix* wird deutlich, dass die Nutzung der DSM-Optionen in den Sektoren Industrie, Haushalte und GHD einen hohen Wert für das Stromsystem aufweist: im Jahr 2050 wird das volle Potenzial der Flexibilität aus DSM genutzt. Die in Summe 9,1 GW installierte Leistung in 2050 ist zwar im Vergleich zu der im System insgesamt vorhandenen Leistung gering, da DSM aber zum Abflachen der größten Lastspitzen eingesetzt werden kann, kann trotzdem ein großer Mehrwert für das System generiert werden.

Die Einsatzhäufigkeit der zugebauten DSM-Technologien unterscheidet sich stark zwischen den zuvor beschriebenen DSM-Technologiegruppen. Wie in Abbildung 7.8 dargestellt, werden die Querschnittstechnologien in allen Monaten eingesetzt – mit dem häufigsten Einsatz im März, wo in Summe 0,81 TWh durch die verschiedenen Querschnittstechnologien verschoben werden. Eine Lastverschiebung durch industrielle Produktionsprozesse kommt (aufgrund der deutlich höheren variablen Kosten) hingegen nur in den Monaten Oktober und November zum Einsatz zur Verschiebung hoher residualer Last.

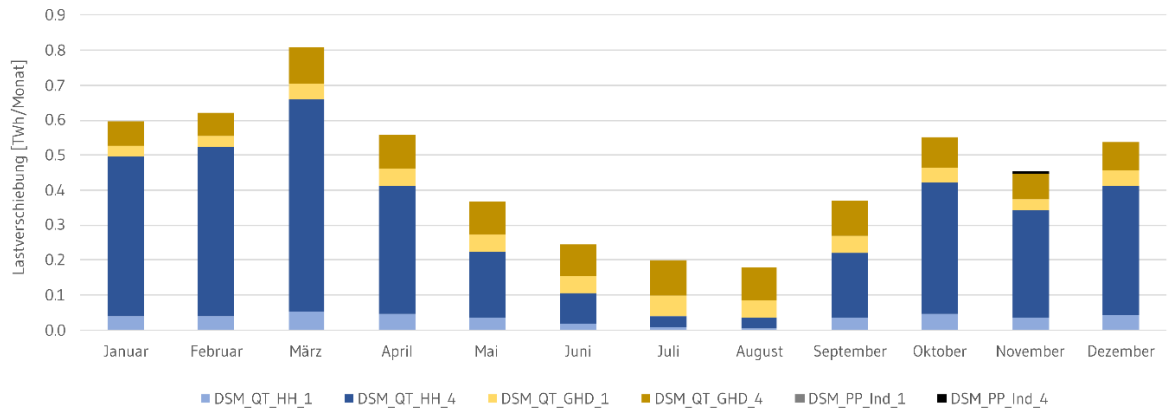


Abbildung 7.8: Einsatz der DSM-Technologiegruppen im Jahr 2045, Szenario Technologiemix.

[25] Im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie wurde ebenfalls eine Analyse der Industrie-DSM-Potenziale für Deutschland durchgeführt, deren Ergebnisse eine ähnliche Größenordnung aufweisen (siehe https://synergie-projekt.de/news/so-stark-koennte-die-industrie-das-deutsche-stromnetz-entlasten). Die Zahlen sind jedoch nicht direkt vergleichbar, da dort Potenziale für eine 15-minütige und <5-minütige Lastverschiebung erhoben wurden, während hier Potenziale für eine 1- bzw. 4-stündliche Verschiebung verwendet werden.

Während Querschnittstechnologien also genutzt werden, um tatsächlich relevante Energiemengen zu verschieben, kommt die Verschiebung durch industrielle Produktionsprozesse eher bei hohen Leistungsspitzen zum Einsatz.

7.3.5 Zusammenführung der Flexibilität durch Sektorkopplung

In den vorhergehenden Abschnitten wurden die Leistungen und Flexibilitätsbeiträge der Technologien in den vier Bereichen Stromspeicher, Wärme, Synthetische Energieträger und Demand Side Management dargestellt. Alle vier Bereiche der Sektorkopplung können, durch einen flexiblen Betrieb, wesentliche Beiträge zum Flexibilitätsausgleich liefern. Die Ergebnisse der Stromspeicher, Wärme und synthetischen Energieträger wurden mit dem Modell REMod erarbeitet, während die Ergebnisse des Demand Side Managements aus dem Modell E2M2 stammen. Bei der nachfolgenden Gegenüberstellung gilt es diese bedingte Vergleichbarkeit zu berücksichtigen. Abbildung 7.9 zeigt die Flexibilitätsbeiträge bei Stromüberschuss der Bereiche Stromspeicher, Wärme, synthetische Energieträger und Demand Side Management. Zur Deckung von Strommangel stellen die Stromspeicher den wesentlichen Flexibilitätsbeitrag zur Verfügung (siehe Abbildung 7.10), während in den Bereichen Wärme und synthetische Energieträger der Großteil der aufgenommenen Energie in den jeweiligen Sektoren genutzt wird. Die Flexibilitätsbeiträge durch Demand Side Management belaufen sich auf 5,5 TWh pro Jahr, was im Verhältnis eine eher kleine Energiemenge darstellt. Aufgrund der schnellen Verfügbarkeit und der sehr niedrigen Fixkosten kann es aber einen wichtigen Beitrag dazu liefern, die höchsten Lastspitzen, welche nur in wenigen Stunden des Jahres auftreten, abzuflachen.

Die Speicherkapazitäten der Stromspeicher können besonders in den Sommermonaten gut genutzt werden, während in den Wintermonaten der Strommangel durch Beiträge der Gaskraftwerke[26] ausgeglichen wird.

[26] Die Gasversorgung wird hin zum Jahr 2045 zunehmend defossilisiert, indem ein Wechsel von fossilen Importen hin zu Methan aus synthetischen Herstellungsprozessen auf Basis von Erneuerbaren Energien stattfindet.

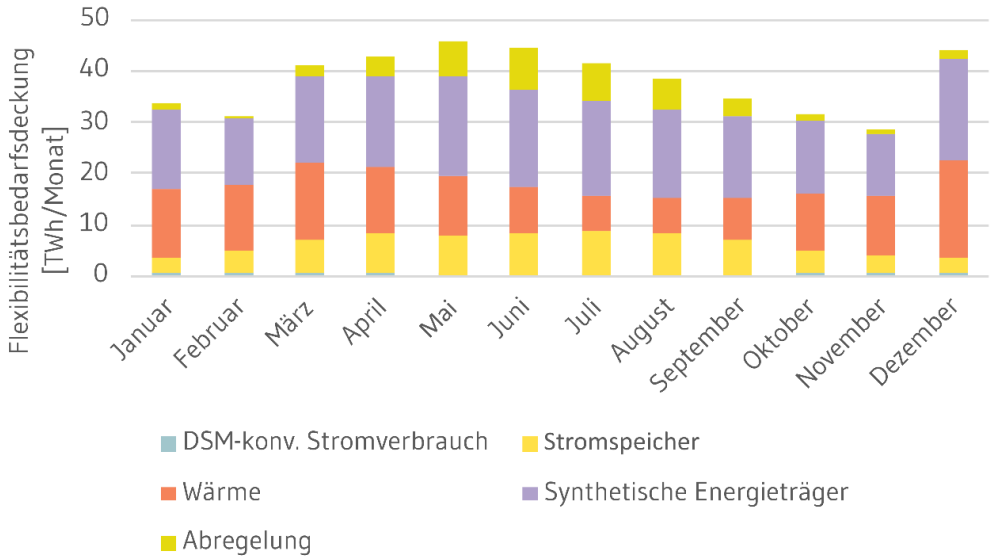


Abbildung 7.9: Gesammelte flexible Stromabnahme bei Stromüberschuss (Durchschnitt 2041 – 2045) (Stromspeicher, Wärme und Synthetische Energieträger aus REMod, DSM-konv. Stromverbrauch aus E2M2).

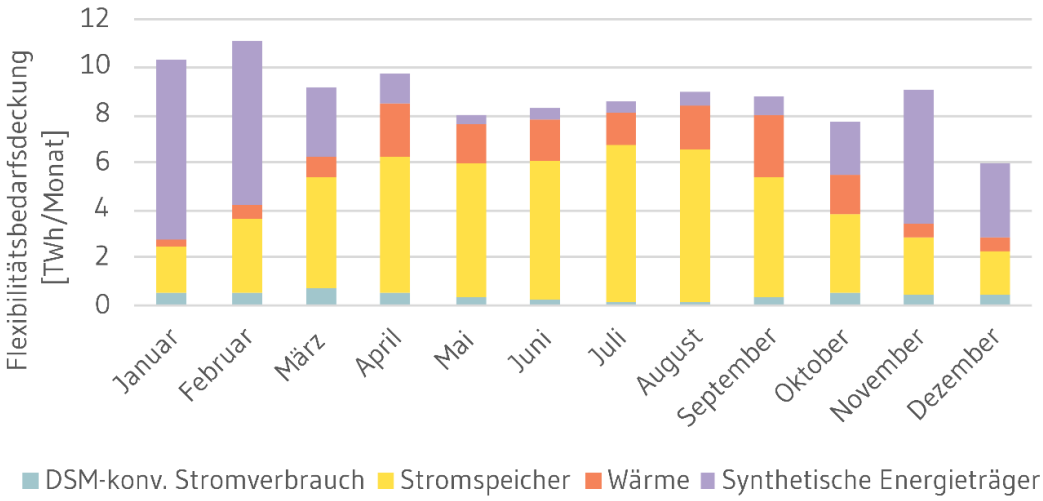


Abbildung 7.10: Gesammelte flexible Stromabgabe bei Strommangel (Durchschnitt 2041 – 2045) (Stromspeicher, Wärme und Synthetische Energieträger aus REMod, DSM konv. Stromverbrauch aus E2M2).

Neben den Stromspeichern bietet die Sektorkopplung somit eine Reihe von wertvollen Flexibilitätsoptionen bei der Umwandlung zu anderen Energieformen in den verschiedenen Sektoren. Alle vier genannten Umwandlungsbereiche sind demnach maßgeblich an der Stabilisierung des Systems und der Integration der Erneuerbaren Energien beteiligt. Insgesamt werden hiermit 72 % (bei Stromüberschuss) bzw. 57 % (bei Strommangel) des Flexibilitätsbedarfes abgedeckt. Der Rest wird über Import (32,0 TWh), Export (44,7 TWh) und Abregelung (43,7 TWh) ausgeglichen.

In Abbildung 7.11 sind die abgeregelten Energiemengen bei Stromüberschuss in den Szenarien *Technologiemix*, *E-Fuels*, *Elektrifizierung (inländisch)* und *Wasserstoff (inländisch)* dargestellt. In den Szenarien mit einem höheren Elektrifizierungsgrad ist die Abregelung leicht höher als in den wasserstoffbasierten Szenarien. Die Höhe der abgeregelten Energiemengen macht jedoch deutlich, dass diese im Vergleich zur gesammelten flexiblen Stromabnahme bei Stromüberschuss gering sind, also durch Flexibilitätsoptionen eine effiziente Nutzung des Stroms stattfindet.

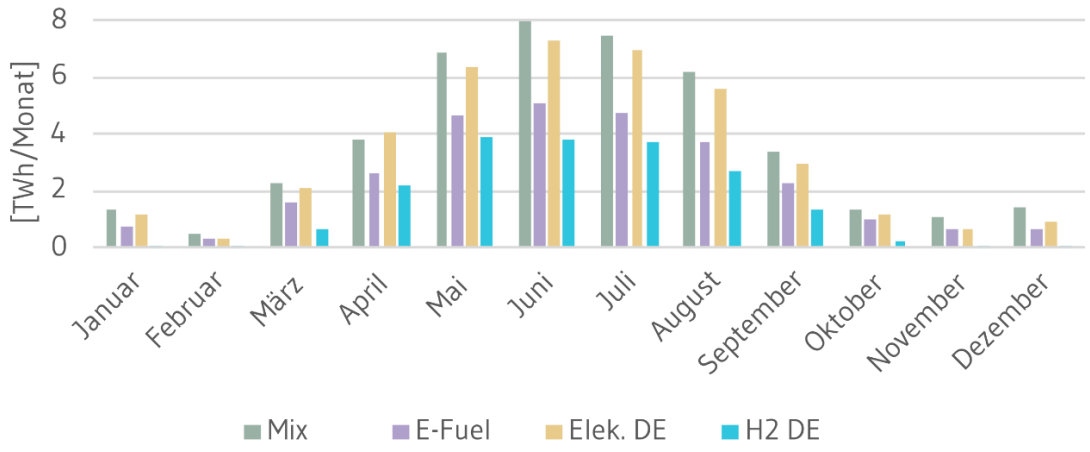


Abbildung 7.11: Abgeregelte Energiemengen bei Stromüberschuss in den Szenarien Technologiemix, E-Fuel, Elektrifizierung (inländisch) und Wasserstoff (inländisch) (Durchschnitt 2041 – 2045).

7.4 Sensitivitäten über alle Szenarien

Die bisher vorgestellten Ergebnisse und Größen der Einflüsse basieren auf dem Szenario *Technologiemix*. Zwischen den installierten Leistungen und Flexibilitätsbeiträgen der Szenarien sind jedoch Unterschiede erkennbar, insbesondere beim Ausbau von Kurzzeitspeichern und der Elektrolyse, während andere Technologien nur leicht in ihrer installierten Leistung variieren (siehe Abbildung 7.12).

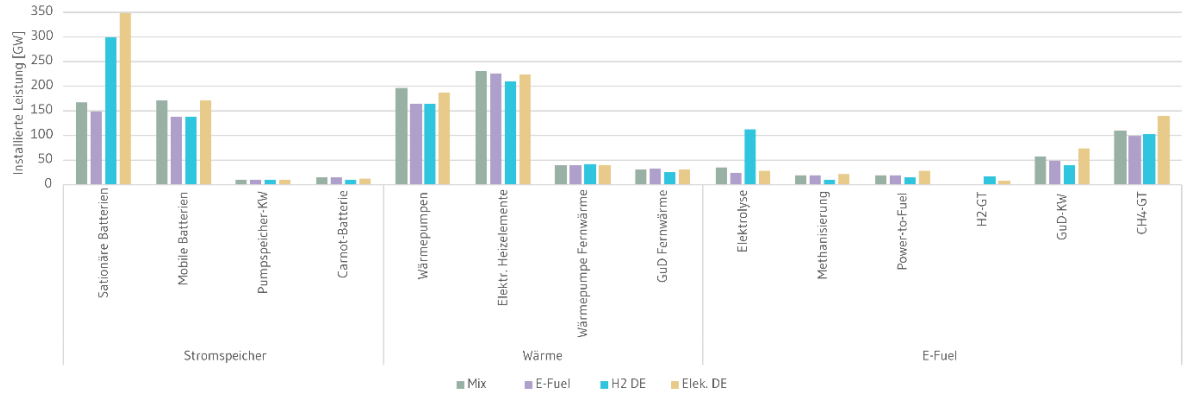


Abbildung 7.12: Installierte Leistungen der Flexibilitätsoptionen in den Szenarien Technologiemix, E-Fuels, Elektrifizierung (inländisch) und Wasserstoff (inländisch) im Jahr 2045.

Wird im Energiesystem der Fokus auf heimische Strom- und Wasserstoffproduktion gelegt, spiegelt sich das unter anderem in der installierten Leistung der stationären Batterien wider. In den Szenarien *Wasserstoff (inländisch)* und *Elektrifizierung (inländisch)* sind die Batterien in Leistung und Kapazität nahezu doppelt so groß dimensioniert wie in den Szenarien *Technologiemix* und *E-Fuels* und tragen dennoch mit 42,7 TWh nur 37 % mehr zur Deckung der Flexibilität bei Stromüberschuss bei (Szenario *Wasserstoff (inländisch)*).

Der deutlich größere Elektrolyseausbau im Szenario *Wasserstoff (inländisch)* führt zu einer Verdreifachung der flexiblen Energieaufnahme der Elektrolyse. Insgesamt werden 378,8 TWh im Szenario *Wasserstoff (inländisch)* und 198,6 TWh Strom im Szenario *Technologiemix* für die Wasserstoffproduktion verwendet. Diese zusätzlichen Energiemengen werden im Szenario *Wasserstoff (inländisch)* über einen größeren Ausbau Erneuerbarer Energien zur Verfügung gestellt.

Der höhere Ausbau Erneuerbarer Energien im Szenario *Wasserstoff (inländisch)* zeigt seine Wirkung auch in den kumulierten Energiemengen von Strommangel und -überschuss, dargestellt in Abbildung 7.13. Hier zeigen sich deutlich höhere Energiemengen zu Stromüberschuss-Zeiten und auch deutlich geringere bei Strommangel. Der geringste Stromüberschuss herrscht im Szenario

E-Fuels, die benötigten Energiemengen bei Strommangel sind nur geringfügig kleiner als im Szenario *Technologiemix*.

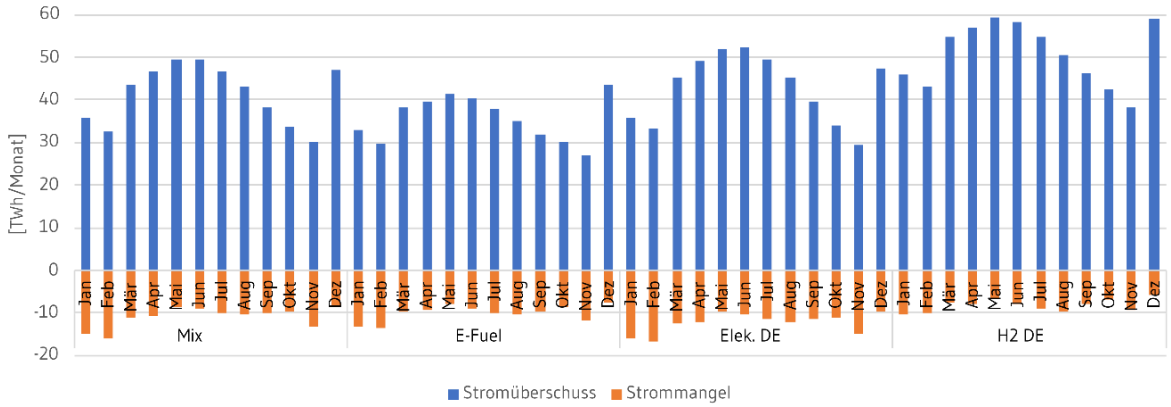


Abbildung 7.13: Saisonaler kumulierter Stromüberschuss und -mangel in den Szenarien Technologiemix, E-Fuels, Elektrifizierung (inländisch) und Wasserstoff (inländisch) (Durchschnitt 2041 - 2045).

7.5 Handlungsempfehlungen

7.5.1 Kurzfristige Herausforderungen bis zum Jahr 2030

Bis 2030 wird der Zubau der Erneuerbaren Energien (Wind und Solar) eine erhebliche Veränderung im deutschen Stromsystem mit sich bringen. Eine mehr als Verdopplung der installierten Leistung der Erneuerbaren Energien auf der einen Seite und der Ausbau von zahlreichen elektrifizierten Sektorkopplungstechnologien, wie Wärmepumpen und Elektromobilität, erfordern zahlreiche Maßnahmen auf der regulatorischen, aber auch auf der technischen Seite.

Zuallererst besteht jedoch die grundsätzliche Herausforderung bis 2030 darin, einen Ausbau der Erneuerbaren Energien von mindestens 150 GW Photovoltaik und 120 GW Windkraft zu erreichen. Gleichzeitig müssen die Sektorkopplungstechnologien in den Markt gebracht werden. Herausforderungen und Maßnahmen hierzu finden sich in den Kapiteln 2, 3, 4 und 5 in dieser Studie. An dieser Stelle soll deshalb auf die sektorkopplungsspezifischen Maßnahmen bzw. Maßnahmen zum Einsatz und Betrieb von Flexibilitätsoptionen eingegangen werden.

Wie in der Analyse der vorangegangenen Abschnitte gezeigt, müssen neben Sektorkopplungstechnologien und Erneuerbaren Energien auch Energiespeicher und flexible Kraftwerke (sog. Backup-Kapazitäten) im Energiesystem vorhanden sein. Das bedeutet, dass die benötigten Energiespeicher (insbesondere stationäre Batteriespeicher und mobile Batterien für V2G) zugebaut bzw.

ins Energiesystem sinnvoll integriert werden müssen. Hierbei ist insbesondere an eine geeignete Marktintegration sowie Kommunikationstechnologie zu achten, um den Betrieb der Einheiten, bezogen auf den Bedarf des Gesamtsystems bzw. Stromsystems zu gewährleisten. Es ist zu prüfen, in welchen Kurzfristmärkten die Volumina und Preissignale entsprechend angepasst werden müssen. Gleichzeitig sind noch bestehende Entgelte, Abgaben und Umlagen beim Speicherbetrieb zu prüfen, um eine Benachteiligung gegenüber anderen Maßnahmen (beispielsweise Netzausbau) zu reduzieren.

Beim Betrieb der Sektorkopplungstechnologien, wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, ist darauf zu achten, dass der flexible netz- und systemdienliche Einsatz technisch und regulativ möglich ist. Hierzu zählen sowohl technische Standards im Bereich der Kommunikation, um eine bedarfsgerechte Regelung des Betriebes zu gewährleisten, als auch wirtschaftliche und regulatorische Regelungen, die einen flexiblen Betrieb anreizen. Umzusetzende Maßnahmen hierfür wären zum Beispiel variable Stromtarife. Sie schaffen einen Anreiz zu systemdienlichem Verbrauchsverhalten bei Endverbrauchern. Derartige Anreize zu flexiblem Verbrauch bestehen derzeit nur für Großkunden. Es ist geplant, variable Stromtarife ab 2022 (EnWG, 2021) teilweise verpflichtend auch den Haushaltskunden anzubieten. Für die Industrie könnte eine individuelle Netzentgeltreduktion bei atypischem Verbrauch eingeführt werden. Ein wichtiger Teilaspekt dabei ist die Flexibilisierung der industriellen Eigenerzeugung. Momentan führt für industrielle Verbraucher die Netzentnahme zu Zeiten geringer Strompreise zu sehr hohen Stromnebenkosten. Somit ist der Kauf über den Strommarkt betriebswirtschaftlich unattraktiver als die eigentlich teurere Stromproduktion im eigenen Kraftwerk. Diese ungenutzte potenzielle Nachfrage nach Strom aus dem Netz könnte so aktiviert werden.

Generell ist zu prüfen, ob durch eine Flexibilisierung von Entgelten, Steuern und Umlagen der Strompreis so gestaltet werden kann, dass alle Sektorkopplungstechnologien und Flexibilitätsoptionen (also sowohl Anwendungen wie Elektroautos und Wärmepumpen als auch Elektrolyseure oder Energiespeicher) flexibler, netz- und systemdienlicher betrieben werden können.

7.5.2 Langfristige Herausforderungen bis 2045

Langfristig ist weiterhin wichtig, den Einsatz aller Sektorkopplungstechnologien weiter zu dynamisieren, da der Prozess bis zum Jahr 2030 noch nicht abgeschlossen sein wird. Die jeweiligen Sektorkopplungstechnologien in den Endanwendungsbereichen werden in ihren jeweiligen Märkten die Standardlösung darstellen. Um deren Systemintegration weiter voranzutreiben, ist der weitere Ausbau eines flexiblen Betriebs und auch der Kommunikationsinfrastruktur weiterhin

eine zentrale Aufgabe. Auf der technischen Seite kann die Produktion von grünem Wasserstoff langfristig die größte Flexibilitätsoption darstellen. Das bedeutet, dass diese Anlagen in Bezug auf einen flexiblen Betrieb technisch bestmöglich zu konfigurieren sind. Dies ist in Forschungstätigkeiten bereits in den kommenden Jahren zu berücksichtigen. Ebenso können wasserstoffbetriebene Großkraftwerke als Backup- oder KWK-Anlagen das System in Bezug auf Versorgungssicherheit verstärken. Hierzu sind die entsprechenden Turbinen so auszustatten, dass diese für den Einsatz mit Wasserstoff bereit sind.

Weiterhin ist zu prüfen, inwieweit weitere Energiespeicher (sowohl große thermische Speicher als auch Batteriespeicher) noch umfangreicher Flexibilität in das System einbringen können. Hierbei wird auch wichtig sein, die Standorte dieser Speicher mit dem Übertragungsnetzausbau gezielt zu koordinieren.

Literaturangaben

EnWG, 2021. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__41.html.

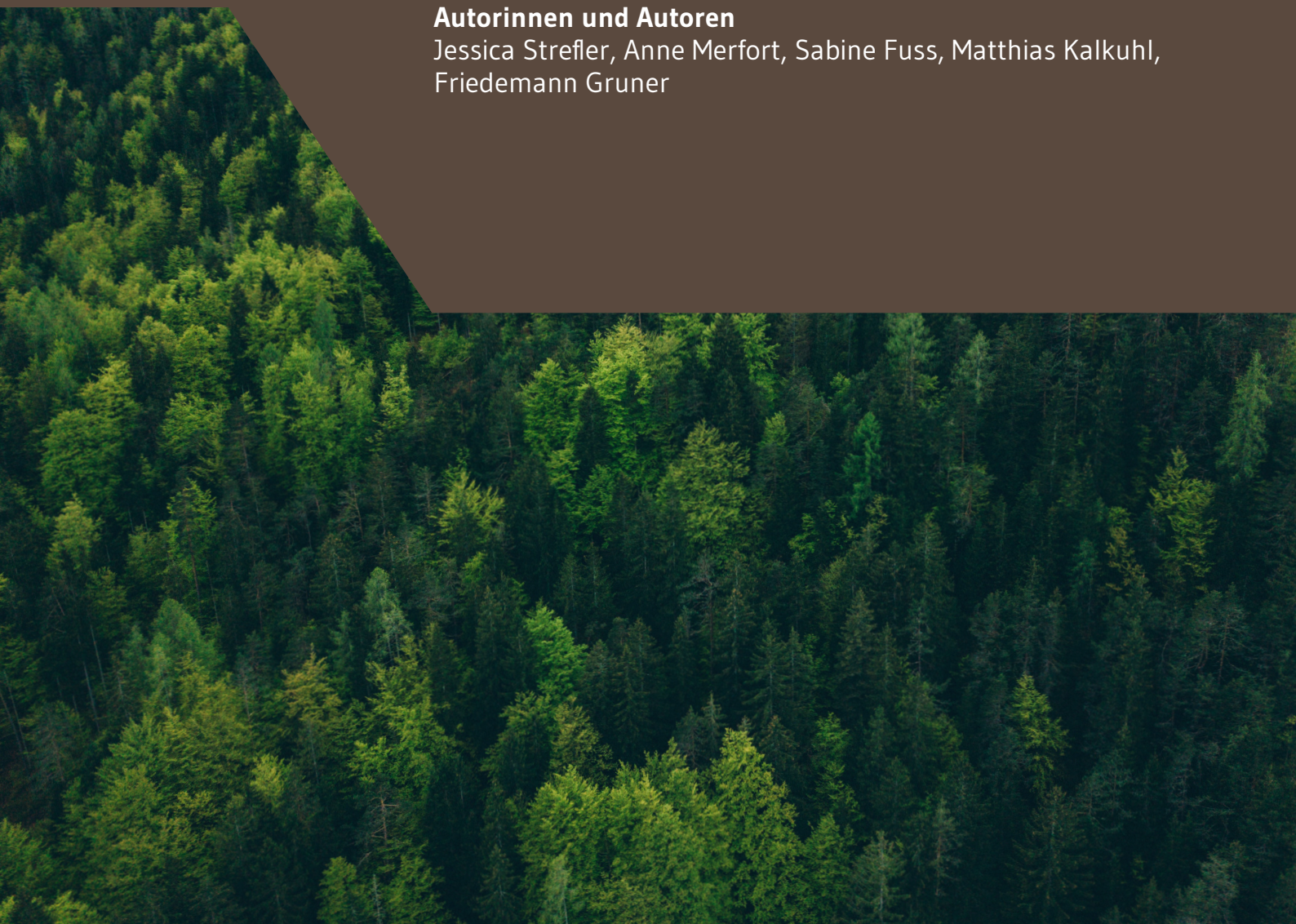
Fleiter T, Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Hrsg), 2013. Energieverbrauch und CO2-Emissionen industrieller Prozesstechnologien: Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Fraunhofer-Verlag, Stuttgart (ISI-Schriftenreihe „Innovationspotenziale“) [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2013/Umweltforschungsplan_FKZ-370946130.pdf.

Steurer M, 2017. Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/9198/3/Dissertation_Martin_Steurer.pdf.

8. CO_2-Entnahme aus der Atmosphäre

8.1	Zusammenfassung	223
8.2	Mindestbedarf an CO_2-Entnahme	224
8.3	Angebot an CO_2-Entnahme	228
	Geologische Speicherung	*229*
	BECCS	*230*
	DACCS	*233*
	Wieder-/Aufforstung	*234*
	Terrestrische Waldsenke, Waldverdichtung und Kohlenstoffspeicher in Holzprodukten	*235*
	Beschleunigte Verwitterung	*237*
	Pflanzenkohle	*238*
	Bodenkohlenstoffanreicherung	*240*
	Wiedervernässung von Mooren	*242*
	Langlebige Materialien	*243*
8.4	Instrumente und Maßnahmen für die Zielerreichung	245
Literaturangaben		248

Autorinnen und Autoren
Jessica Strefler, Anne Merfort, Sabine Fuss, Matthias Kalkuhl, Friedemann Gruner



8.1 Zusammenfassung

Das Ziel der Treibhausgasneutralität ist ohne CO_2-Entnahme nicht erreichbar.
Die aktive Entnahme von CO_2 aus der Atmosphäre kann zwei wichtige Beiträge zu Klimaschutzmaßnahmen leisten. Zum einen kann Treibhausgasneutralität nur erreicht werden, wenn Restemissionen, die nicht oder nur zu sehr hohen Kosten vermeidbar sind, durch entsprechend große CO_2-Senken ausgeglichen werden. Zum anderen können CO_2-Entnahmen, die die noch verbliebenen Emissionen übersteigen und damit netto-negative Emissionen ermöglichen, temporäre Überschreitungen des verbliebenen Emissionsbudgets nachträglich ausgleichen. Im europäischen und deutschen Kontext wird für den Zeithorizont bis 2050 bzw. 2045 die CO_2-Entnahme vor allem zum Erreichen der Treibhausgasneutralität diskutiert, perspektivisch können aber auch netto-negative Emissionen avisiert werden.

Der Mindestbedarf an CO_2-Entnahme ergibt sich aus den verbleibenden Restemissionen.
Restemissionen werden insbesondere aus industriellen Prozessemissionen und nicht-CO_2 Emissionen, die zu einem Großteil in der Landwirtschaft anfallen, erwartet. Die Höhe der Restemissionen bestimmt den Mindestbedarf an CO_2-Entnahmen, ist allerdings mit großen Unsicherheiten behaftet. Diese Studie schätzt die Höhe der Restemissionen Deutschlands auf mindestens 41-74 $MtCO_2äq$/Jahr, in guter Übereinstimmung mit der Bandbreite bisheriger Studien von 36-63 $MtCO_2$/Jahr. Diese Abschätzungen sind eher als untere Grenze zu verstehen. Die Emissionen könnten auch höher ausfallen, wenn zugrundeliegende Annahmen nicht erfüllt sind, wie zum Beispiel die vollständige Vermeidung energiebedingter CO_2-Emissionen oder eine deutliche Reduktion von nicht-CO_2 Emissionen.

Es gibt verschiedene Optionen zur CO_2-Entnahme, deren technisches Potenzial sich bis 2045 in Deutschland auf über 100 $MtCO_2$ summieren könnte.
Es werden eine Reihe von verschiedenen Optionen zur CO_2-Entnahme aus der Atmosphäre diskutiert, die über das in den Szenarien verfügbare Portfolio hinausgehen. Alle Optionen sind jedoch beschränkt, etwa durch ökonomische Kosten, einen potenziell hohen Energieverbrauch, physische Beschränkungen, notwendige technologische Entwicklungen oder potenzielle Umweltauswirkungen. Zusätzliche Einschränkungen können aus mangelnder Permanenz der Speicherung und fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz resultieren. Diese Studie liefert erste Abschätzungen für ein mögliches CO_2-Entnahme Potenzial in Deutschland in Höhe von 34-42 $MtCO_2$/Jahr im Jahr 2030, wovon 22 $MtCO_2$/Jahr auf die Senkenleistung des Waldes entfallen. In 2045 könnte sich dieses Potenzial auf 103-116 $MtCO_2$/Jahr erhöhen, wovon 35 $MtCO_2$/Jahr auf die Senkenleistung

des Waldes entfallen. Das bedeutet, dass Deutschland in der Lage sein könnte, die zur Erreichung der Treibhausgasneutralität benötigte CO_2-Entnahme lokal zu decken, da in den Szenarien des REMIND-Modells dieser Studie die Restemissionen in den Jahren ab 2045 nur bei 49 $MtCO_2$äq/Jahr liegen (für eine detaillierte Modellbeschreibung siehe Appendix). Aufgrund der bestehenden Unsicherheit über die zukünftige Senkenleistung der Biosphäre sowie des Risikos, dass durch Umwelteinflüsse wie Waldbrände oder Schädlinge der Wald geschädigt und der darin gebundene Kohlenstoff wieder in die Atmosphäre gelangt, sollten auch technische CO_2-Senken, beispielsweise durch Bioenergienutzung mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung, entwickelt werden. Diese erlauben auch eine Absicherung gegen das Risiko potenziell höherer Restemissionen.

Um Treibhausgasneutralität zu erreichen, müssen politische Rahmenbedingungen geschaffen werden, um CO_2-Entnahmen anzureizen.
Dafür sind finanzielle Anreize für den Einsatz von CO_2-Entnahmen, Monitoring, die Förderung von Forschung und Entwicklung unter Berücksichtigung von Externalitäten wie Verteilungseffekten und Umweltwirkungen sowie ein Deliberationsprozess zur Unterstützung einer breiten gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Trägerschaft notwendig.

8.2 Mindestbedarf an CO_2-Entnahme

In diesem Kapitel wird die Menge der in 2045 mindestens zu erwartenden Restemissionen diskutiert, die zur Erreichung der Treibhausgasneutralität durch CO_2-Entnahmen ausgeglichen werden müssten.

Das Klimaziel des Paris-Abkommens schreibt in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts einen Ausgleich von Emissionsquellen und –senken vor. Dieses Ziel findet sich auch in den Klimazielen von Deutschland und der EU, die Treibhausgasneutralität bis 2045 bzw. bis 2050 anstreben. Dies bedeutet, dass die dann noch verbleibenden Restemissionen aller Treibhausgase, also neben CO_2 auch CH_4, N_2O, und F-Gase, durch eine aktive Entnahme von CO_2 aus der Atmosphäre ausgeglichen werden müssen. Das deutsche Klimaziel strebt darüber hinaus netto-negative Emissionen, also CO_2-Entnahmen, die über die Kompensation von Restemissionen hinausgehen, nach 2045 an. Die entscheidende Frage ist nun, wie weit die Emissionen gesenkt werden können und sollen, und welcher Anteil der Emissionen ausgeglichen werden muss. Ein Entwurf der Novelle des deutschen Klimaschutzgesetzes sieht eine Senkung der Emissionen um 97 % gegenüber 1990 vor, und deutet einen Ausgleich der verbleibenden 3 %, was etwas unter 40 $MtCO_2$ pro Jahr entsprechen würde, durch den Sektor der Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft an

(Land Use, Land Use Change and Forestry, LULUCF) (BMU, 2021c). Beide Ziele, die Emissionsreduktion und die Stärkung des Beitrags des LULUCF-Sektors sind ambitioniert.

In 2019 wurden in Deutschland (ohne LULUCF) ca. 810 $MtCO_2äq$/Jahr emittiert. Davon waren ca. 650 $MtCO_2$/Jahr energiebedingte CO_2-Emissionen, 61 $MtCO_2$/Jahr aus Industrieprozessen, und 98 $MtCO_2äq$/Jahr nicht-CO_2-Emissionen, also CH_4, N_2O und F-Gase (davon 62 $MtCO_2äq$/Jahr aus der Landwirtschaft)(UBA, 2021a). Die im Rahmen von Ariadne analysierten Szenarien zeigen, dass die energiebedingten CO_2-Emissionen weitestgehend vermieden werden können. Die Ergebnisse der Gesamtsystemmodelle weisen Restemissionen in Höhe von 41-56 $MtCO_2äq$/Jahr auf. Eine Abschätzung der größten verbleibenden Beiträge basierend auf den jeweils in diesem Sektor spezialisierten Modellen und unter Einbeziehung verschiedener Annahmen ergibt eine leicht höhere Bandbreite der Restemissionen von 49-74 $MtCO_2äq$/Jahr in 2045. Dabei können Emissionen aus Industrieprozessen durch Effizienzgewinne bis 2045 auf 18 $MtCO_2$/Jahr reduziert werden (FORECAST Modell, Szenario *Technologiemix, für eine detaillierte Modellbeschreibung siehe Appendix*). Davon können ca. 10 $MtCO_2$/Jahr durch Kohlenstoffabscheidung und –speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) vermieden werden, so dass in 2045 noch 8 $MtCO_2$/Jahr verbleiben (FORECAST Modell, Szenario *Technologiemix*). Nicht-CO_2-Emissionen werden in den Szenarien durch den Stopp der Förderung fossiler Energien, die Reduktion des Einsatzes von Verbrennungsmotoren und verbesserte Industrieprozesse, durch effizienteren Einsatz von Düngemitteln und eine Reduktion des Tierbestands auf 41 $MtCO_2äq$/Jahr reduziert (REMIND Modell, Szenario *Technologiemix*). Ohne eine Reduktion des Tierbestandes würden in 2045 56 $MtCO_2äq$/Jahr an nicht-CO_2-Emissionen verbleiben. Eine Reduktion des Tierbestands würde zu einem geringeren Angebot tierischer Produkte für Konsumentinnen und Konsumenten führen; alternativ müsste der Export von tierischen Produkten reduziert werden. Eine reine Reduktion des Exports ohne Veränderung des globalen Konsums würde die Tierhaltung und damit die Emissionen lediglich in andere Länder verlagern.

In der RESCUE-Studie des Umweltbundesamt (UBA, 2019) werden Restemissionen von 36-57 $MtCO_2äq$/Jahr erreicht, ohne den Einsatz von CCS, aber zum Beispiel mit weniger Lebensmittelabfällen und reduzierten Tierbeständen aufgrund eines geringeren Konsums von Tierprodukten und nicht weiter steigendem Flugverkehr. Je nach Ausmaß der Änderung der Ernährungsgewohnheiten entfallen davon ca. 24-32 $MtCO_2äq$/Jahr auf die Landwirtschaft. Die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität und der Agora (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021) kommt auf 63 $MtCO_2äq$/Jahr verbleibende Emissionen in

2045, davon 41 aus der Landwirtschaft. Abbildung 8.1 fasst die in 2045 verbleibenden Emissionen zusammen. Falls alle energiebedingten CO_2-Emissionen vermieden werden, CCS für Emissionen aus Industrieprozessen zur Verfügung steht und bei verbessertem Abfallmanagement, effizienterem Düngemitteleinsatz und stark reduzierten Tierbeständen, können die Restemissionen auf 49 $MtCO_2äq$/Jahr gesenkt werden, was den in der Novelle des deutschen Klimaschutzgesetzes angedeuteten 3 % Restemissionen im Vergleich zu 1990 schon sehr nahe kommt. Ohne CCS und ohne Reduktion der Tierbestände kommen 10 bzw. 15 $MtCO_2äq$/Jahr dazu, so dass die Restemissionen dann bei ca. 74 $MtCO_2äq$/Jahr lägen. Die Restemissionen können natürlich auch noch höher sein falls zum Beispiel nicht alle energiebedingten CO_2-Emissionen vermieden werden.

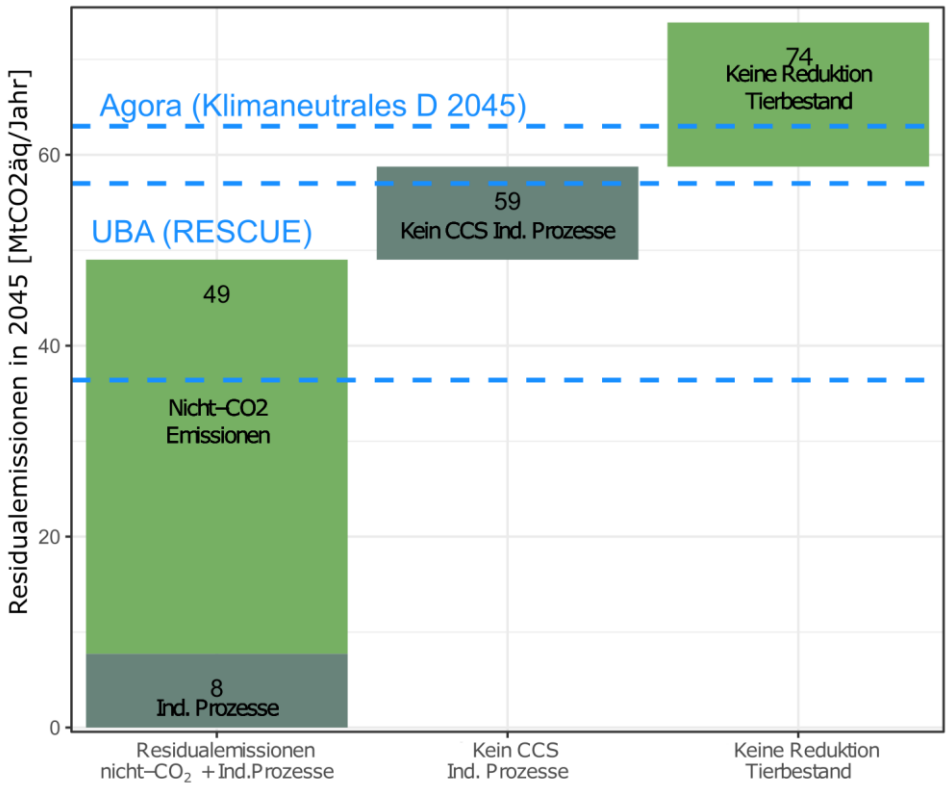


Abbildung 8.1: Residualemissionen in 2045 im Szenario Technologiemix unter verschiedenen Annahmen. Falls CCS für Emissionen aus Industrieprozessen zur Verfügung steht und die Tierbestände stark reduziert werden, können die Restemissionen auf ca. 49 $MtCO_2äq$/Jahr gesenkt werden. Ohne CCS und mit einer geringeren Reduktion der Tierbestände kommen 10 bzw. 15 $MtCO_2äq$/Jahr dazu, so dass die Restemissionen dann bei 74 $MtCO_2äq$/Jahr lägen. CCS-Emissionen basieren auf Berechnungen mit dem Modell FORECAST, nicht-CO_2-Emissionen auf dem Modell REMIND. Im Vergleich werden die Residualemissionen aus der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045" (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut et al., 2021) und die Bandbreite aus der RESCUE-Studie des UBA (UBA, 2019) gezeigt.

Der Entwurf der Novelle des deutschen Klimaschutzgesetzes sieht vor, dass die verbleibenden Restemissionen durch die Senkenleistung des LULUCF Sektors kompensiert werden. Im LULUCF-Sektor entsteht die CO_2-Entnahme maßgeblich durch das Wachstum der bestehenden Wälder. Aufgrund der Altersstruktur der deutschen Wälder erreichen in den kommenden Jahren viele Bäume ihre Hiebsreife, wodurch Prognosen von einer starken Zunahme der Holzernten und einer damit einhergehenden Schwächung der Senkenleistung der Wälder ausgehen (Böttcher et al., 2018; Oehmichen et al., 2018; UBA, 2017). Zudem steigt der Holzeinschlag durch zunehmende Waldschäden hauptsächlich aufgrund von Insektenbefall (Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021). Da auch die Emissionen aus trockengelegten Moorböden in diesen Sektor fallen, kann der netto-Gesamtbeitrag dieses Sektors auch durch Wiedervernässung von Moorböden gestärkt werden (siehe Box Accounting des LULUCF-Sektors).

Neben den natürlichen Senken stehen weitere Optionen der CO_2-Entnahme zur Diskussion, wie etwa die Anreicherung von Kohlenstoff im Boden, die Erzeugung von Pflanzenkohle, der Einsatz von Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und geologischer Speicherung (bioenergy with carbon capture and storage, BECCS) oder die direkte Entnahme von CO_2 aus der Luft mit geologischer Speicherung (direct air carbon capture and storage, DACCS). Alle Optionen sind jedoch auf die eine oder andere Art beschränkt, sei es durch physische Beschränkungen (wie zum Beispiel bei der Kohlenstoffanreicherung im Boden), durch Umweltauswirkungen, die nötige technologische Entwicklung, Kosten, Energiebedarf oder die gesellschaftliche Akzeptanz, die gerade bei CCS derzeit noch nicht gegeben ist. Das nächste Kapitel 8.3 geht auf verschiedene Optionen der CO_2-Entnahme, ihre Potenziale in Deutschland und mögliche Nebenwirkungen ein.

Box: Accounting des LULUCF-Sektors

Nach der europäischen LULUCF-Verordnung Verordnung (EU) 2018/841 (Europäisches Parlament, 2018) weist das Accounting in diesem Sektor einige nennenswerte Besonderheiten auf. Für die Landtypen bewirtschaftete Ackerflächen, bewirtschaftete Grünflächen und bewirtschaftete Feuchtgebiete gilt das sogenannte net-net-accounting. Bilanziert wird die Differenz der Emissionen gemäß nationalen Treibhausgasinventuren zum Wert aus dem Basisjahr 2005. Da schon in 2005 hohe Emissionen aus trockengelegten Moorböden auf diesen Flächen angefallen sind, würde eine Wiedervernässung von Mooren im Accounting zu Emissionen mit negativem Vorzeichen führen, ohne dass CO_2 aus der Atmosphäre entnommen wird. Das Accounting von *bewirt-*

schafteten Waldflächen erfolgt über ein *reference-level-accounting.* Dazu wird ein Referenzwert für Wälder (*Forest Reference Level, FRL)* eingeführt: eine Prognose der zukünftigen Entwicklung der nationalen Waldsenken oder -quellen bei Fortschreibung der aktuellen Nutzung und unter Berücksichtigung der Altersstruktur des Waldes. Die Differenz aus den berichteten Emissionen und den prognostizierten Emissionen wird schließlich bilanziert. Der FRL für Deutschland im Bilanzierungszeitraum 2021-2025 beträgt -34,4 $MtCO_2$ pro Jahr. Das Accounting von *aufgeforsteten Flächen* und *entwaldeten Flächen* erfolgt über das *gross-net-accounting.* Das heißt, es werden alle Netto-Emissionen ohne Abzug eines historischen oder prognostizierten Referenzwerts bilanziert.

Probleme des aktuellen Accountings bestehen darin, dass in der Bilanzierung negative Emissionen auftreten können, die keiner tatsächlichen CO_2-Entnahme entsprechen, da es sich lediglich um Emissionsreduktionen gegenüber dem Basisjahr 2005 handelt. Damit könnte in der Bilanzierung Treibhausgasneutralität erreicht werden, obwohl in der Realität noch Restemissionen vorhanden sind. Zudem unterliegt die zukünftige Waldentwicklung großen Unsicherheiten, wodurch sich substanzielle Schwierigkeiten bei der Bestimmung der FRLs in den einzelnen Mitgliedsstaaten ergaben.

Das „F*it for 55*-Paket" der EU-Kommission schlägt vor, die aktuell geltenden Accounting Regeln für den LULUCF-Sektor ab 2026 zu vereinfachen. Es wird vorgeschlagen, keine Referenz- und Basiswerte mehr zu subtrahieren, sondern in allen Landbereichen die Netto-Emissionen für die Zielerreichung zu bilanzieren. Damit würden Emissionsreduktionen gegenüber dem Basisjahr 2005 als THG-Minderungsoption bilanziert und die Bestimmung der FRLs entfiele.

8.3 Angebot an CO2-Entnahme

In diesem Kapitel wird auf Basis der bestehenden Literatur das technische Potenzial einer Reihe von CO_2-Entnahme-Methoden für Deutschland abgeschätzt, die über das in den Szenarien verfügbare Portfolio hinausgehen. Außerdem werden die Ausbauraten für CCS diskutiert, die nötig wären, um Treibhausgasneutralität in 2045 zu erreichen. Alle Optionen sind beschränkt, etwa durch ökonomische Kosten, einen potenziell hohen Energieverbrauch, physische Limitationen, notwendige technologische Entwicklungen oder potenzielle Umweltauswirkungen. Zusätzliche Einschränkungen können aus mangelnder Permanenz der Speicher und fehlender gesellschaftlicher Trägerschaft resultieren. Diese Studie liefert erste Abschätzungen für ein mögliches CO_2-Entnahme-Potenzial in Deutschland in Höhe von 34-42 $MtCO_2$/Jahr im Jahr 2030, wovon 22 $MtCO_2$/Jahr auf die Senkenleistung des Waldes entfallen. In 2045 könnte sich dieses Potenzial

auf 103-116 $MtCO_2$/Jahr erhöhen, wovon 35 $MtCO_2$/Jahr auf die Senkenleistung des Waldes entfallen. In Tabelle 8.1 sind Szenarien für ein mögliches CO_2-Entnahmeportfolio dargestellt, die alle hier diskutierten Optionen enthalten.

Das bedeutet, dass der Bedarf an CO_2-Entnahme um Treibhausgasneutralität zu erreichen, in Deutschland lokal gedeckt werden könnte, da in den Szenarien des REMIND-Modells dieser Studie die Restemissionen nur bei 49 $MtCO_2$äq/Jahr liegen. Aufgrund der bestehenden Unsicherheit über die zukünftige Senkenleistung der Biosphäre sowie des Risikos, dass durch Umwelteinflüsse wie Waldbrände oder Schädlinge der Kohlenstoffspeicher im Wald verloren geht, sollten auch technische CO_2-Senken, beispielsweise durch Bioenergienutzung mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung, entwickelt werden. Diese erlauben auch eine Absicherung gegen das Risiko potenziell höherer Restemissionen.

Geologische Speicherung

Die Abscheidung und geologische Speicherung von CO_2 wird sowohl für Emissionen aus industriellen Prozessen benötigt, als auch für einige CO_2-Entnahme Optionen wie BECCS oder DACCS. Dabei wird CO_2 entweder aus den Abgasströmen abgeschieden oder direkt aus der Umgebungsluft gewonnen. Das hochkonzentrierte CO_2 muss dann sicher gespeichert werden, beispielsweise in salinen Aquiferen. Die geologische Speicherung von CO_2 wurde in Deutschland zum Beispiel am Pilotstandort Ketzin erprobt. Dort wurden von 2008 bis 2013 insgesamt 67 $ktCO_2$ gespeichert (GFZ Helmholtz-Zentrum Potsdam, 2021). Die Speicherkapazität wird für Deutschland auf 16 $GtCO_2$ Onshore und 3.8 $GtCO_2$ Offshore geschätzt. In Europa dürften 300 $GtCO_2$ Speicherkapazität vorhanden sein, davon 200 $GtCO_2$ in der Nordsee (Deutsche Energie-Agentur (dena), 2021). Global sind derzeit 26 CCS-Anlagen (Global CCS Institute, 2021) in kommerziellem Betrieb und einige weitere in verschiedenen Stufen der Entwicklung. Die Technologie befindet sich also noch am Anfang der Entwicklung und müsste schnell weiterentwickelt werden, um 2045 in ausreichendem Umfang zur Verfügung zu stehen.

Neben der technologischen Entwicklung der CO_2-Abscheidung und -speicherung müsste auch eine Infrastruktur zum Transport des CO_2, zum Beispiel über Schiffe oder Pipelines aufgebaut werden. Eine weitere Hürde besteht in den derzeitigen gesetzlichen Regelungen. Die Erforschung, Erprobung und Demonstration von Technologien zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten ist im Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid geregelt. Das Gesetz begrenzt die jährliche Speichermenge auf 1,3 $MtCO_2$/Jahr pro Speicher und auf 4 $MtCO_2$/Jahr insgesamt. Diese Menge müsste also erhöht werden. Derzeit wird

den Ländern das Recht eingeräumt, die Speicherung zu verbieten, wovon einige Länder auch Gebrauch gemacht haben. Nicht zuletzt bedarf die Anwendung von CCS einer breiten gesellschaftlichen Trägerschaft, die derzeit in weiten Teilen der Bevölkerung nicht gegeben ist.

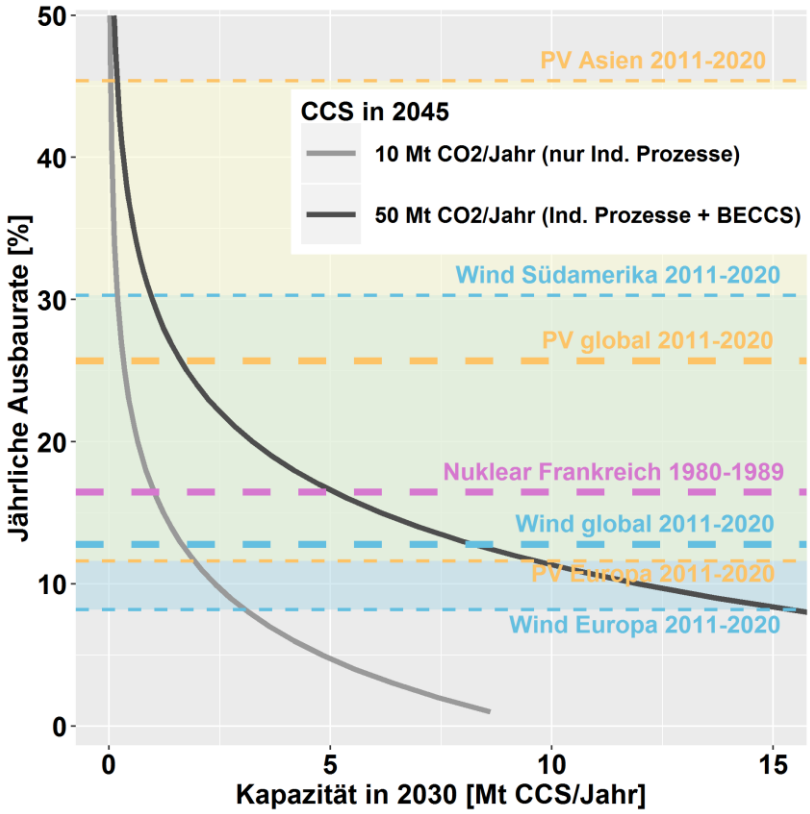


Abbildung 8.2: Jährliche Ausbaurate vs. nötige Kapazität in 2030, um entweder 10 (graue Linie) oder 50 (schwarze Linie) $MtCO_2$/Jahr CCS in 2045 zu erreichen. Zum Vergleich werden historische Ausbauraten von Photovoltaik (PV, gelb), Wind (blau) (IRENA, 2021), und Nuklearenergie (pink) (EIA, 2021) gezeigt. Für Wind und PV werden die globalen Raten und Bandbreiten anhand verschiedener Weltregionen von 2011-2020 gezeigt, für Nuklearenergie nur Frankreich von 1980-1989.

Für die Vermeidung von Emissionen aus industriellen Prozessen werden in den Szenarien 10 Mt CCS/Jahr in 2045 genutzt, für BECCS zusätzlich 40 Mt CCS/Jahr in 2045. Abbildung 8.2 zeigt, wie die nötige Entwicklung von CCS bis zum Jahr 2030 sowohl von der gewünschten Menge in 2045 als auch von den erwarteten jährlichen Ausbauraten abhängt. In der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass die Ausbauraten von Photovoltaik (PV) die Erwartungen weit übertroffen haben. Allerdings sind solche hohen Ausbauraten bei einer granularen Technologie wie PV möglicherweise leichter zu erreichen als bei größeren Anlagen (Wilson et al., 2020). Es ist daher zu erwarten, dass die Ausbauraten von CCS eher im Bereich von Technologien wie Nuklearenergie oder Windkraft anzusiedeln sind. Diese liegen im Mittel bei 10-15 %/Jahr, obwohl zum Beispiel in Südamerika, wo der Ausbau der Windenergie noch am Anfang steht, auch deutlich höhere Raten von bis zu 30 %/Jahr zu beobachten waren (IRENA, 2021). Bei solch hohen Ausbauraten wären

Kapazitäten von 1 Mt CCS in 2030 schon ausreichend, um in 2045 50 Mt CCS zu erreichen. Bei einer Ausbaurate von 15 %/Jahr müssten hingegen in 2030 schon 6 Mt CCS erreicht werden, um in 2045 50 Mt CCS zu erzielen.

BECCS

Beim Wachsen entziehen Pflanzen der Atmosphäre CO_2 durch Photosynthese und binden es in den energiereichen Biomolekülen, aus denen sie aufgebaut sind. Durch die natürliche Zersetzung am Ende der Lebensdauer der Pflanzen aber auch durch die Verbrennung während der energetischen Nutzung wird genau der gebundene Kohlenstoff als CO_2 wieder freigesetzt und gelangt in der Regel so wieder zurück in die Atmosphäre. Bioenergie mit Carbon Capture und Storage (BECCS) wird hier als Oberbegriff für Technologien verwendet, die aus der Biomasse der Pflanzen nutzbare Energie produzieren und das im Prozess freiwerdende CO_2 abfangen und einer langfristigen (geologischen) Speicherung zuführen. In der Literatur wird der Begriff BECCS am häufigsten im Zusammenhang mit der Elektrizitätsgewinnung aus Biomasse verwendet. In diesem Kapitel wird auch eine Umwandlung in andere Energieträger, wie Biogas, Bioflüssigkraftstoffe oder biogenen Wasserstoff unter dem Oberbegriff BECCS betrachtet. Das CO_2-Abscheidungspotenzial hängt dabei maßgeblich von der betrachteten Technologie ab. Bei der Verstromung sowie der Umwandlung von Biomasse in Wasserstoff enthalten die gewonnenen Energieträger keinen Kohlenstoff mehr, weswegen der Großteil des in der Biomasse enthaltenen Kohlenstoffes abgeschieden und gespeichert werden kann. Bei der Umwandlung der Biomasse in energetisch nutzbare Kohlenwasserstoffe wird entsprechend ein kleinerer Anteil des biogen gebundenen Kohlenstoffs abgeschieden. Jedoch ergeben sich durch Substitution fossiler Energieträger zusätzliche CO_2 -Minderungspotenziale.

Technisches Potenzial

Die Abscheidungsraten von CO_2 bezüglich des Kohlenstoffanteils der Biomasse für verschiedene beispielhaft vorgestellte BECCS-Prozesse sind: 99 % bei H_2-Produktion (Cormos, 2015), 90 % bei Stromerzeugung über einen "integrated gasification combined cycle" (Hanssen et al., 2020), 48 % bei der Herstellung von Biokerosin mit Fischer-Tropsch Synthese (Liu et al., 2011) und 40 % Biogas Herstellung (Carbo et al., 2011). Das BECCS-Potenzial ist maßgeblich durch die Verfügbarkeit von nachhaltiger Biomasse limitiert. Die Ariadne-Szenarienannahme bezüglich der verfügbaren Biomasse liegt über die Zeit konstant bei 1 EJ/Jahr. Würde die Hälfte dieser Biomasse

für BECCS-Prozesse genutzt, könnten 20-49 $MtCO_2$ * abgeschieden werden. Derzeit liegt das innerdeutsche Potenzial für energetisch nutzbare Biomasse (Gülle und Klärschlamm ausgeschlossen) bei 1,28 EJ, wobei 0,855 EJ auf Reststoffe entfallen (Thrän et al., 2019).

* Pauschale Annahme: 1 EJ entspricht 54 Mio t. Trockenmasse, davon 50 % Kohlenstoff (27 MtC) entspräche umgerechnet 100 $MtCO_2$

Einordnung

Bisher gibt es für verschiedene BECCS-Technologien nur einige wenige Demonstrationsprojekte (zum Beispiel Decatur, Illinois, USA, eine Bioethanol-Anlage mit geologischer Speicherung in salinen Aquiferen; ein Pilotprojekt einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage von Stockholm Exergi AB, Värtan, Stockholm, Schweden). Die Kosten wurden in Fuss et al. (2018) mit 100-200 $\$/tCO_2$ [gesamte Spannweite aus der Literatur 25-1000 $\$/tCO_2$] angegeben. Eine adäquate geologische Speicherung zeichnet sich durch eine hohe Permanenz aus. Das Monitoring des geologisch gespeicherten CO_2 ist dabei einfach, das Monitoring von direkten und indirekten Emissionen aus der Landnutzungsänderung im Fall von angebauter Biomasse stellt hingegen ein substanzielles Problem dar. Die Flächenintensität im Fall von angebauter Biomasse hängt von der Konversionstechnologie sowie den gewählten Anbaupflanzen ab. Mit Mais würden 0,1 – 0,25 ha pro Tonne abgeschiedenen CO_2 benötigt, im Fall von Miscanthus 0,04 – 0,1 ha/tCO_2* (untere Grenze Biogas + CCS, obere Grenze Bio-H_2 + CCS). Die Vor- und Nachteile bzw. beabsichtigte oder unbeabsichtigten Nebeneffekte des Einsatzes von BECCS können hier nur kurz angerissen werden. Zu den positiven Nebeneffekten von BECCS zählen Innovationspotenziale und daraus entstehende Absatzchancen auf den Weltmärkten, wirtschaftliche Diversifizierung, Energieunabhängigkeit sowie Technologieentwicklung und –transfer. Zudem liefern die energetischen Outputs einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung von Transport und Industrie durch Substitution von fossilen Kohlenwasserstoffen. Negative Nebeneffekte, insbesondere im Fall von Anbaubiomasse, sind direkter und indirekter Landnutzungswandel, Konkurrenz mit Nahrungsmittelproduktion und (Wieder-)Aufforstung um Landflächen, potenzielle Auswirkungen auf die Gesundheit, Biodiversitätsverluste, Entwaldung und Walddegradation sowie Auswirkungen auf Boden und Wasser. Zudem steht BECCS in Konkurrenz um die verfügbare Biomasse mit Pflanzenkohle und langlebigen Produkten aus biogenen Rohstoffen. Je nach geologischem Speicherpotenzial und der zur Verfügung stehender CCS-Einspeisekapazität steht BECCS in Konkurrenzen zu DACCS und anderen CCS Anwendungen, wie beispielsweise der Vermeidung von industriellen Prozessemissionen. Nicht vernachlässigt werden sollte, dass geologische Speicher und Landnutzungsänderungen für den Biomasseanbau in der Bevölkerung häufig umstritten sind.

* Ertragsannahmen nach (Tavakoli-Hashjini et al., 2020) für Brandenburg: Mais 100 GJ/ha, Miscanthus 250 GJ/ha. Kohlenstoffanteil Annahme: vereinfacht konstant mit 18,5 GJ/t Trockenmasse.

DACCS

Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS) ist der Oberbegriff für technische Verfahren zur Abscheidung von CO_2 direkt aus der Umgebungsluft mit anschließender langfristiger, geologischer Speicherung. Da die Konzentration des CO_2 in der Atmosphäre vergleichsweise klein ist, ist für diese Prozesse ein hoher Energieaufwand nötig. Mit Hilfe von Ventilatoren wird die Umgebungsluft in großen Mengen am Ab- oder Adsorbermaterial entlanggeführt. Das in der Umgebungsluft enthaltene CO_2 setzt sich am Ab- oder Adsorbermaterial ab, bis dieses gesättigt ist. Im Anschluss wird das dort gebundene CO_2 durch Ausheizen des Materials wieder freigesetzt und kann im Zuge dessen abgefangen und der langfristigen Speicherung zugeführt werden.

Technisches Potenzial

Durch den hohen Energiebedarf der direkten atmosphärischen Abscheidung, Direct Air Capture (DAC), stellt die zur Verfügung stehende Energie die limitierende Ressource dar. Für die Abscheidung einer Tonne CO_2 aus der Atmosphäre werden perspektivisch nach Angaben eines der führenden DAC-Unternehmen Climeworks 400 kWh elektrische Energie zur Betreibung der Ventilatoren und 1600 kWh thermische Energie zur Materialregeneration benötigt (Beuttler et al., 2019). Zur Einordnung der Größenordnung wird hier illustratorisch das Abscheidungspotenzial berechnet, stünden für das Betreiben von DAC-Anlagen 15 TWh (etwa 3 % der aktuellen innerdeutschen Stromproduktion) zur Verfügung. Der Einfachheit halber wird die thermische Energie in dieser Beispielrechnung durch Wärmepumpen mit einer Effizienz von COP 3 (Coefficient of Performance) bereitgestellt. Damit könnten 16 $MtCO_2$ bei Verfügbarkeit eines CO_2-neutralen Strommixes abgeschieden werden. Dieses Potenzial verringert sich auf 10 $MtCO_2$ bei aktuellem Strommix mit Emissionsfaktor 401g CO_2/kWh.

Einordnung

Bisher wird DACCS nur in Nischenmärkten angewendet. Die Kosten wurden in Fuss et al. (2018) mit 100-300 \$/tCO_2 [gesamte Spannweite aus der Literatur 25-1000 \$/tCO_2] angegeben. Eine adäquate geologische Speicherung zeichnet sich durch eine hohe Permanenz aus. Das Monitoring des geologisch gespeicherten CO_2 ist dabei einfach. Zu den positiven Nebeneffekten von

DACCS zählen Geschäftsmöglichkeiten, potenzielle Anwendungen zur Verbesserung der Raumluftqualität, atmosphärisches CO_2 als Rohstoff zur Herstellung klimaneutraler synthetischer Kraftstoffe (Carbon Capture and Utilization CCU). Negative Nebeneffekte umfassen den hohen Energiebedarf, potenzielle Effizienzeinbußen, wenn der hohe (thermische) Energiebedarf durch fossile Brennstoffe gedeckt wird und derzeit hohe Anfangsinvestitionskosten. Je nach geologischem Speicherpotenzial und der zur Verfügung stehenden CCS-Einspeisekapazität steht DACCS in Konkurrenzen zu BECCS und anderen CCS-Anwendungen, wie beispielsweise der Anwendung von CCS zur Abscheidung industrieller Prozessemissionen.
Material- und Abfallimplikationen sind derzeit noch nicht bekannt, können aber nicht ausgeschlossen werden. Die fehlende Akzeptanz von geologischen Speichern stellt eine politische Herausforderng dar.

(Wieder-)Aufforstung

Wälder binden durch das Wachstum der Bäume atmosphärisches CO_2 in der Biosphäre sowohl in lebender Biomasse als auch im Boden. Aktuell bilden die deutschen Wälder durch ihre verhältnismäßig junge Altersstruktur eine CO_2-Senke in Höhe von 57 $MtCO_2$ (UBA, 2021a). Studien prognostizieren eine deutliche Abnahme dieser CO_2-Senke für die Trendfortschreibung der aktuellen Nutzung und einen Erhalt der aktuellen Senkenleistung nur bei deutlicher Extensivierung der Holzentnahme und Renaturierung der Waldstruktur (Böttcher et al., 2018; Oehmichen, 2018). Um die Senkenleistung der Wälder über das aktuelle Maß hinaus zu erhöhen, würden demzufolge zusätzliche Flächen zur (Wieder-)Aufforstung benötigt werden.

Technisches Potenzial

Für eine stark vereinfachte Abschätzung des CO_2-Entnahme-Potenzials durch Aufforstung wurden aus Doelman et al. (2020) die CO_2 Abscheidungsraten für neu gepflanzte und junge Wälder im gemäßigten Klima mit 7,3 tCO_2/ha pro Jahr entnommen. Die zur Aufforstung zur Verfügung stehenden Flächen sind der limitierende Faktor und wurden für diese Abschätzung illustrativ mit 0,3 Mha angenommen. Daraus ergäbe sich eine Senkenleistung von 2 $MtCO_2$ jährlich. Dabei muss beachtet werden, dass dieser Wert nur für die ersten 25 Jahre nach der Pflanzung gilt und danach die Senkenleistung aufgrund des steigenden Alters des Waldes zunehmend abnimmt. Werden Ackerflächen aufgeforstet, kommt es darüber hinaus zu einer Erhöhung des Bodenkoh-

lenstoffgehalts (Abschätzungen dazu siehe Unterkapitel Bodenkohlenstoffanreicherung), wohingegen eine Aufforstung von Grasland nur einen vernachlässigbaren Anstieg des Bodenkohlenstoffgehalts zur Folge hat.

Einordnung

Bei der (Wieder-)Aufforstung handelt es sich um ausgereifte Praktiken, die ohne Weiterentwicklungsbedarf schon heute großflächig angewendet werden können. Die Kosten wurden in Fuss et al. (2018) mit 5-50 $/tCO$_2$ [gesamte Spannweite aus der Literatur 0-240 $/tCO$_2$] angegeben. Der Kohlenstoffspeicher ist reversibel und erfordert zur Aufrechterhaltung kontinuierliches Management. Zudem sind Wälder anfällig für natürliche und anthropogene Störungen. Es treten Sättigungseffekte innerhalb eines Zeitraums von Jahrzehnten bis Jahrhunderten ein. Das Monitoring der tatsächlich aufgenommenen Mengen an atmosphärischem CO_2 im Wald ist mit einigem Aufwand verbunden. Das Monitoring von direkten und indirekten Emissionen aus der Landnutzungsänderung stellt ein bislang nicht gelöstes substanzielles Problem dar. Die Flächenintensität beträgt 0,14 ha/tCO$_2$ für die jährliche CO_2 Abscheidung durch Neuzuwachs.
(Wieder-)Aufforstung hat positive Auswirkungen auf die Bodenqualität, die Biodiversität bei naturnaher Ausrichtung, den Wasserrückhalt und die Diversifizierung und kann den Bodenkohlenstoffgehalt erhöhen, wenn kohlenstoffverarmte Böden, wie beispielsweise Ackerflächen, aufgeforstet werden. Zu den negativen Nebeneffekten zählen Risiken für die Biodiversität bei Monokulturanbau, Risiken für die Ernährungssicherheit durch erhöhten Flächenbedarf und Reversibilität des Kohlenstoffspeichers durch Störungen wie Feuer, Dürren oder Schädlinge. Zu den politischen Herausforderungen zählen Widerstände im Zusammenhang mit Landnutzungskonkurrenz und Bedenken wegen der Unbeständigkeit der Speicherung.

Terrestrische Waldsenke, Waldverdichtung und Kohlenstoffspeicher in Holzprodukten

Die deutschen Wälder nehmen beim Wachsen atmosphärisches CO_2 auf und leisten damit schon heute eine signifikante CO_2-Entnahme. In den IPCC-Szenarien werden die terrestrischen Waldsenken der bestehenden nationalen Wälder in der Regel jedoch als natürliche und nicht als anthropogene CO_2-Entnahme berücksichtigt. Damit besteht derzeit eine Diskrepanz zwischen dem Beitrag der terrestrischen Waldsenken, der von den Ländern in den nationalen Treibhausgasinventaren angegeben und angerechnet wird, und dem Beitrag der Waldsenken, der in Integrated Assessment Modellen als anthropogen klassifiziert und in Emissionsminderungspfaden berücksich-

tigt wird (Grassi et al., 2021). Dabei sind die natürlichen Senken (wie der Wald und der Ozean) implizit in den verbleibenden Emissionsbudgets in den Emissionsminderungspfaden der Modelle enthalten. Werden sie von den Ländern als anthropogen angerechnet und für die Erreichung der Klimaziele mitberücksichtigt, müsste das Emissionsbudget um diesen Beitrag verkleinert werden, damit es nicht zu einer Doppelzählung kommt. Aus verkleinerten Emissionsbudgets folgt auch, dass Treibhausgasneutralität unter Berücksichtigung der terrestrischen Waldsenken früher erreicht werden muss, um das gleiche Klimaziel zu erreichen.

Im nationalen Treibhausgasinventurbericht von Deutschland wird für das Jahr 2019 die Senkenleistung des Waldes mit 57 $MtCO_2$ angegeben. Die Senkenleistung unterliegt großen zeitlichen Schwankungen, die sich aus der Holznutzung und der Altersstruktur des Waldes ergeben. Aufgrund der Altersstruktur der deutschen Wälder erreichen in den kommenden Jahren viele Bäume ihre Hiebsreife, wodurch Prognosen von einer starken Zunahme der Holzernten und einer damit einhergehenden Schwächung der Senkenleistung der Wälder ausgehen (Böttcher et al., 2018; Oehmichen, 2018; UBA, 2017). Danach würde die Senkenleistung der Wälder bei Fortsetzung der aktuellen Bewirtschaftungstrends im Jahr 2030 nur noch 22 $MtCO_2$ betragen, in den Folgejahren aber wieder ansteigen. (Böttcher et al., 2018) geben für den Zeitraum 2012-2102 eine durchschnittliche jährliche Senkenleistung von 35 $MtCO_2$ pro Jahr an, wenn die aktuellen Bewirtschaftungstrends fortgesetzt werden. Änderungen in der Waldbewirtschaftung wirken sich auf die Senkenleistung der Wälder aus. Auf zwei alternative Bewirtschaftungsweisen soll im Folgenden kurz eingegangen werden.

Im Waldvision-Szenario aus Böttcher et al. (2018) wird auf Renaturierung und Waldverdichtung mit dem Vorbild von Urwäldern gesetzt. Hier steigt die brutto Biomasse-Zuwachsrate bis 2050 um 9 % gegenüber dem Basisszenario (Fortschreibung aktueller Trends). Der renaturierte Wald wächst also schneller und bindet in der gleichen Zeit mehr atmosphärisches CO_2 als ein konventionell genutzter Wald. Das Waldvision-Szenario geht jedoch auch von einer Reduktion der Holzernte bis 2050 um 25 % aus. Im Waldvision-Szenario wird die aktuelle Senkenleistung der deutschen Wälder im betrachteten Zeithorizont bis 2100 erhalten. Eine Reduktion der Holzproduktion bei gleichbleibender oder sogar steigender Holznachfrage führt allerdings zu Landnutzungsänderungen andernorts und resultiert in potenziell hohen Emissionen durch direkte oder indirekte Landnutzungsänderungen.

Auf der anderen Seite könnte das dem Wald entnommene Holz in langlebigen Holzprodukten, zum Beispiel als Baumaterial in Gebäuden, erhalten bleiben. Dadurch kann nicht nur eine CO_2-Senke geschaffen werden, sondern es besteht auch CO_2-Minderungspotenzial durch Substitution

von CO_2-intensiven Baumaterialen wie Beton und Stahl (Churkina et al., 2020). Die Unsicherheiten in der bestehenden Literatur sind bezüglich dieses Zielkonflikts zwischen der Renaturierung mit einhergehender Extensivierung der Holznutzung oder einer Intensivierung der Holzproduktion und anschließender Verwendung in langlebigen Holzprodukten noch besonders groß, weswegen hier keine weiteren Potenzialabschätzungen gemacht werden können. Zur ganzheitlichen Bewertung müssen zusätzlich auch andere Gesichtspunkte neben der reinen Klimawirksamkeit herangezogen werden.

Beschleunigte Verwitterung

Die Verwitterung ist der natürliche Prozess der Gesteinszersetzung durch chemische Vorgänge, bei dem atmosphärisches CO_2 aufgenommen und dauerhaft in den Zerfallsprodukten gebunden wird. Dieser Prozess findet fast ausschließlich an der Materialoberfläche statt, wo Gestein mit Wasser und darin gelöstem atmosphärischen CO_2 in Kontakt treten kann. Durch Mahlen des Gesteins würde die Kontaktoberfläche deutlich erhöht und der Verwitterungsprozess signifikant beschleunigt. Um mit ausreichend Wasser und atmosphärischem CO_2 in Kontakt treten zu können, kann das Gesteinsmehl auf Ackerböden aufgetragen werden. Die Geschwindigkeit des Verwitterungsprozesses hängt von der Gesteinsart, der Korngröße aber auch von der Umgebungstemperatur ab. Basaltgestein hat eine hohe CO_2-Effizienz, ist nur wenig mit schädlichen Spurenelementen versetzt, in großen Mengen vorhanden und könnte sogar Nährstoffe wie Phosphor und Kalium liefern. Es ist daher die derzeit vielversprechendste Gesteinsart.

Technisches Potenzial

Eine Tonne Basaltgestein bindet bei vollständiger Verwitterung etwa 0,3 tCO_2. Bei einer Korngröße von 20 µm hätte Basaltgestein in gemäßigtem Klima eine Halbwertszeit von 12 Jahren (Strefler et al., 2018). Bei einer maximalen Basaltgesteinsmenge von 15 kg/m² (Strefler et al., 2018) könnten 150 Tonnen Basalt auf einem Hektar Land nach 12 Jahren rund 25 Tonnen atmosphärisches CO_2 binden. Da Basaltgestein in ausreichenden Mengen zu Verfügung steht, werden die verfügbaren Ackerflächen zum limitierenden Faktor.

Würden 30 % (3,5 Mha) der gesamtdeutschen Ackerfläche von 11,7 Mha mit der maximalen Basaltgesteinsmenge bedeckt, könnten 9 $MtCO_2$ pro Jahr abgeschieden werden. Um die genannte, jährliche Abscheidungsrate aufrecht zu erhalten, müssten die bereits verwitterten Anteile regelmäßig durch neues Gestein aufgefrischt werden.

Einordnung

Bisher beschränkt sich die Anwendung auf kleinskalige Verwendung im Düngebereich. Die Kosten wurden in Fuss et al. (2018) mit 50-200 $/tCO$_2$ [gesamte Spannweite aus der Literatur 15-3460 $/tCO$_2$] angegeben. Der Kohlenstoff ist permanent gebunden und das Monitoring verhältnismäßig leicht. Die Flächenintensität beträgt 0,4 ha/tCO$_2$ für die jährliche CO$_2$ Abscheidung, steht aber nicht in Konkurrenz zu anderen Technologien und anderen landwirtschaftlichen Aktivitäten.

Insbesondere auf degradierten Böden kann das Aufbringen von Basaltgestein positive Auswirkungen auf die Ernteerträge, die Pflanzennährstoffversorgung, die Bodenfruchtbarkeit, die Feuchtigkeitsversorgung und die Erhöhung des pH-Werts haben sowie zur erhöhten Kationenaustauschkapazität beitragen. Wie groß die positiven Nebeneffekte auf die hoch gemanagten deutschen Böden sind, ist derzeit noch unklar. Zu den negativen Nebeneffekten zählen Risiken für die menschliche Gesundheit durch feinkörniges Material, ökologische Auswirkungen des Mineralienabbaus und –transports, eine mögliche Freisetzung von Schwermetallen und Veränderungen der hydraulischen Bodeneigenschaften. Zu den politischen Herausforderungen gehören der gesellschaftliche Widerstand gegen einen Mineralienabbau im großen Stil. Neuere Literatur weist auf Potenziale durch Wiederverwertung alkalischer Abfallprodukte aus der Industrie hin, die den großflächigen Abbau unnötig machen würde (Beerling et al., 2020). Es besteht Forschungsbedarf, um die zukünftige Relevanz von Verfahren zur beschleunigten Verwitterung besser einordnen zu können.

Pflanzenkohle

Die Pyrolyse ist ein technisches Verfahren, bei dem unter Sauerstoffausschluss organisches Material zersetzt wird. Dabei entsteht sogenannte Pflanzenkohle, die bei geeigneter Wahl der Prozessparameter über Jahrhunderte hinweg stabil ist (Schmidt et al., 2019). Durch die langfristige Bindung des Kohlenstoffs entsteht eine netto CO$_2$ Senke. Pflanzenkohle kann zur langfristigen Lagerung direkt in Ackerböden eingebracht werden. Für degradierte oder schlecht gemanagte Böden kann der Zusatz von Pflanzenkohle die Bodenfruchtbarkeit signifikant erhöhen, allerdings wird für die stark gemanagten europäischen Böden kein nennenswertes Potenzial für diesen Effekt gesehen. Abgesehen von der Bodenfruchtbarkeit kann die Landwirtschaft auch von anderen positiven Nebeneffekten der Pflanzenkohleanwendung im Boden profitieren, wie erhöhte Wasserhaltekapazitäten, verringerte Nitratauswaschung und vor allem die Reduzierung klimaschädlicher Treibhausgasemissionen, zum Beispiel von Lachgas und Methan. Pflanzenkohle kann vor

ihrer dauerhaften Lagerung auf dem Feld im landwirtschaftlichen Materialkreislauf verwendet werden, beispielsweise als Futtermittelzusatz oder Einstreu in Ställen. Auch eine materielle Verwendung außerhalb der Landwirtschaft als Beimischungen in Baumaterialien wird diskutiert.

Technisches Potenzial

Laut Schmidt et al. 2019 kann durch Pyrolyse 30-43 % des Kohlenstoffgehalts der Biomasse in Form stabiler Pflanzenkohle abgeschieden werden. Perspektivisch könnte auch das im Prozess anfallende Öl einer langfristigen Speicherung zugeführt werden, wodurch sich die Abscheidungsrate auf bis zu 74 % erhöhen würde. Würden 0,2 EJ Biomasse für die Produktion stabiler Pflanzenkohle verwendet, könnten 10 $MtCO_2$, bei zusätzlicher, langfristiger Speicherung des Öls sogar 15 $MtCO_2$ abgeschieden werden. Pyrolyse könnte mit erhöhtem Energieaufwand auch aus flüssigen Reststoffen Pflanzenkohle herstellen, dies wird hier allerdings nicht weiter betrachtet. Da Bioenergie Bestandteil der Dekarbonisierung des Energiesystems ist und der energetische Co-Output bei der Pflanzenkohle-Produktion (mit Fokus auf die CO_2-Abscheidung) nur gering ausfällt, ergibt sich eine hohe Nutzungskonkurrenz, insbesondere wenn zur Herstellung Biomasse dediziert angebaut werden muss. Aus energetischer Sicht ist eine Verwendung insbesondere von Anbaubiomasse zur Pflanzenkohleproduktion ökonomisch eher unattraktiv gegenüber anderen energetischen Nutzungsarten (wie zum Beispiel BECCS). Die Kohlenstoffabscheidung durch Pflanzenkohle ist allerdings nicht an das Vorhandensein einer CO_2-Infrastruktur gebunden und kann entsprechend dezentraler verteilt sein. Demzufolge könnten sich die BECCS-Technologien und die Kohlenstoffbindung in Pflanzenkohle bei der Ausschöpfung des dezentral anfallenden Biomassepotenzials durchaus komplementieren. Zudem gibt es Reststoffe im landwirtschaftlichen Materialkreislauf, die nicht für eine energetische Nutzung zur Verfügung stehen, aber prinzipiell in Pflanzenkohle umgewandelt werden könnten (z. B. Stroh als Einstreu in Ställen).

Einordnung

Derzeitige Pyrolyse-Anlagen rentieren sich über den energetischen Nutzen des Pyrolyse-Gases und des Pyrolyse Öls und haben ihre Prozessparameter nicht auf die maximale Produktion von stabiler Pflanzenkohle ausgerichtet. Im Prinzip handelt es sich aber um eine marktreife Technologie, die schon heute zur Verfügung steht. Die Kosten wurden in Fuss et al. (2018) mit 30-120 $\$/CO_2$ [gesamte Spannweite aus der Literatur 10-345 $\$/tCO_2$] angegeben. Die Langzeitstabilität der Pflanzenkohle hängt von den gewählten Prozessparametern ab. Bei günstig gewählten

Parametern liegt die Permanenz bei mehreren Jahrhunderten. Bestimmte Bewirtschaftungsformen, wie beispielsweise das Verbrennen der Residuen auf den Äckern, und extreme Umweltbedingungen wie besonders häufige Wechsel von Frieren und Tauen können die Zersetzung von Pflanzenkohle dennoch signifikant beschleunigen. Da es möglich ist, die Qualität der Pflanzenkohle auch hinsichtlich ihrer Stabilität zu zertifizieren, ist das Monitoring einfach. Schon heute gibt es Zertifizierungsmöglichkeiten über das *European Biochar Certificate* (EBC). Zu den positiven Nebeneffekten zählen zusätzliches Minderungspotenzial durch Substitutionseffekte sowohl des Feedstocks als auch der Nebenprodukte. Zudem ist keine geologische Speicherung nötig, die mit Akzeptanzproblemen und Infrastrukturanforderungen verbunden ist. Weitere positive Nebeneffekte sind die potenzielle Reduktion der landwirtschaftlichen Treibhausgasemissionen und eine Verbesserung der Bodenfruchtbarkeit insbesondere in tropischen Regionen. Pflanzenkohle steht in Konkurrenz mit BECCS um nachhaltige Biomasse und weist einen wesentlich kleineren energetischen Nutzen auf als die BECCS-Technologien.

Bodenkohlenstoffanreicherung

Der Bodenkohlenstoffgehalt ergibt sich aus dem Fließgleichgewicht aus Kohlenstoffeintrag und Kohlenstoffaustritt (überwiegend als gasförmiges CO_2). Derzeit befinden sich die deutschen Ackerflächen nicht im Gleichgewicht, denn es geht im Jahresmittel mehr Kohlenstoff aus dem Boden in Form von CO_2 verloren, als wieder eingetragen wird und der Bodenkohlenstoffgehalt nimmt stetig ab. Wird der Kohlenstoffeintrag durch Veränderungen der landwirtschaftlichen Praktiken erhöht, kann das Gleichgewicht zwischen Eintrag und Austritt wiederhergestellt werden. Dies würde dem Verlust von weiterem Bodenkohlenstoff entgegenwirken. Wird dabei sogar mehr Kohlenstoff eingetragen als über das Jahr verloren geht, kann durch veränderte landwirtschaftliche Praktiken sogar eine Senkenleistung erzielt werden. Die Senkenleistung hält allerdings nur solange an, bis sich aufgrund der veränderten Praktiken der Bodenkohlenstoffgehalt auf einem höheren Fließgleichgewichtsniveau stabilisiert hat; sprich die Sättigung erreicht ist. Auch danach müssen diese Praktiken beibehalten werden, damit der dazugewonnene Bodenkohlenstoff nicht wieder verloren geht und der Boden erneut zur CO_2-Quelle wird. Zu möglichen Praktiken zur Anhebung des Bodenkohlenstoffgehalts zählen unter anderem die Optimierung der Fruchtfolgen, zum Beispiel durch die Integration von Zwischenfrüchten, oder der Anbau von Dauerkulturen. Auch Agroforstsysteme zählen zu den Maßnahmen der Bodenkohlenstoffanreicherung. Durch Pflanzung von Hecken oder Bäumen auf Weide- oder Ackerland können die Wurzeln im Boden zur Anreicherung des Bodenkohlenstoffgehalts beitragen. Zusätzlich binden vor

allem Bäume im Boden aber auch oberirdisch signifikante Mengen CO_2 beim Wachsen.

Technisches Potenzial

Das Sequestrierungspotenzial hängt vom regionalen Mikroklima, der jeweiligen Praxis sowie den Bodenbeschaffenheiten vor Ort ab und die Literaturwerte für den europäischen Raum unterliegen größeren Schwankungen. Wiesmeier et al. (2020) geben für verbesserte Fruchtfolgen und Dauerkulturen auf Ackerflächen ein jährliches Sequestrierungspotenzial von 0,55 - 1,32 tCO_2/ha an. Für Agroforstsysteme auf Ackerflächen geben Wiesmeier et al. (2020) eine potenzielle Speicherung von Kohlenstoff im Boden von bis zu 2,5 tCO_2/ha pro Jahr an. Agroforstsysteme auf Grasland führen hingegen im Schnitt nicht zu nennenswerten Anstiegen des Bodenkohlenstoffgehalts. Bei Agroforstsystemen ist zu beachten, dass zusätzlich zur CO_2-Speicherung im Boden CO_2 auch in der oberirdisch wachsenden Biomasse gebunden wird. Für die Pflanzung von Bäumen auf Acker- oder Weideland werden in Cardinael et al. (2018) die mittleren, jährlichen Kohlenstoffspeicherraten in der oberirdischen Biomasse für den europäischen Raum mit Werten zwischen 2 und 11 tCO_2/ha angegeben. Diese Werte sind abhängig von der gewählten Baumdichte und den klimatischen Bedingungen. Das Abscheidungspotenzial ist im Vergleich zu den Sequestrierungsraten der (Wieder-)Aufforstung hoch. Das ist zum einen damit zu begründen, dass die Rate für (Wieder-)Aufforstung ein Mittelwert aller aufforstbaren Flächen ist und damit auch degradierte Flächen mit geringer Produktivität umfasst. Zum anderen wachsen Bäume in Agroforstsystemen bis zu dreimal so schnell, wie gleichaltrige Bäume in entsprechenden Wäldern (Aertsens et al., 2013).

Sättigungseffekte treten bei der Bodenkohlenstoffanreicherung im Vergleich zu anderen CO_2-Entnahmemöglichkeiten besonders schnell ein. Wiesmeier et al. (2020) geben einen Zeitraum von 25 Jahren an. Für die erste Abschätzung des Potenzials wird der Einfachheit halber angenommen, dass die oben angegebene CO_2-Entnahmerate linear mit der Zeit abnimmt und nach 25 Jahren auf Null fällt. Desweiteren nehmen wir vereinfacht an, dass der Anteil der Ackerflächen, auf denen bodenkohlenstoffanreichernde Maßnahmen etabliert werden, linear mit der Zeit steigt. Würden verbesserte Fruchtfolgen und Dauerkulturen auf 75 % der gesamten deutschen Ackerfläche (8,8 Mha) über einen Zeitraum von 25 Jahren etabliert, könnten im 25. Jahr 3-6 $MtCO_2$ pro Jahr im Boden abgeschieden werden. Durch die Umwandlung von 1,2 Mha Ackerfläche oder Grünland in Agroforstsysteme innerhalb eines Zeitraums von 25 Jahren könnten durch Zunahme der oberirdischen Biomasse 1,5-12,5 $MtCO_2$ pro Jahr abgeschieden werden. Für den Fall, dass Ackerland umgewandelt wird, könnten zusätzlich dazu weitere 1,5 $MtCO_2$ pro Jahr

durch die Erhöhung des Bodenkohlenstoffes gespeichert werden. Bei einer Umwandlung von Grünland in Agroforstsysteme kommt es zu keiner nennenswerten Anhebung des Bodenkohlenstoffgehalts.

Einordnung

Die einzelnen Praktiken sind auch heute schon ausgereift und können im großen Maßstab umgesetzt werden. Die Kosten wurden in Fuss et al. (2018) mit 0-100 $/t$CO_2$ [gesamte Spannweite aus der Literatur –45 - 100 $/t$CO_2$] angegeben. Der negative Literaturwert gibt an, dass manche Praktiken jetzt schon lukrativ sind. Der Kohlenstoff ist im Boden reversibel gebunden, unterliegt Sättigungseffekten und geht wieder verloren, sollten die entsprechenden Praktiken eingestellt werden. Das Monitoring ist sehr kosten- und zeitaufwendig. Die Landintensität beträgt bei Agroforstsysteme 0,4 ha/tCO_2 und bei verbesserten Fruchtfolgen und Dauerkulturen 0,75 - 1,8 ha/tCO_2, aber ohne Flächenkonkurrenz zu anderen landwirtschaftlichen Praktiken oder CO_2-Entnahme Maßnahmen. Auf den gut gemanagten deutschen Böden werden keine signifikanten Verbesserungen der Nährstoffverfügbarkeit und damit Produktivität erwartet, jedoch kann standortspezifisch eine Verbesserung gerade der physikalischen Bodenqualität (zum Beispiel höhere Wasserhaltefähigkeit) erwartet werden. Zusätzlich werden in der Literatur eine verbesserte Resilienz des Bodens sowie positive Auswirkungen auf Boden-, Wasser- und Luftqualität als mögliche positive Nebeneffekte aufgeführt. Zu den negativen Nebeneffekten gehört ein möglicher Anstieg der N_2O-Emissionen und eine potenziell notwendige Zugabe von Stickstoff und Phosphor zur Aufrechterhaltung der Stöchiometrie der organischen Bodensubstanz. Zu den politischen Herausforderungen gehört, dass die Anreizsysteme aufgrund vieler dezentraler Akteure schwierig umzusetzen sind. Zusätzliche Schwierigkeiten entstehen bei der Überwachung, Berichterstattung und Verifikation der Kohlenstoffsenken (Smith et al., 2020).

Wiedervernässung von Mooren

Moore binden im Torfkörper große Mengen organischen Kohlenstoffs. Durch Trockenlegung der Moore dringt Sauerstoff in den Torfkörper ein und es kommt zu organischen Zersetzungen, die hohe Emissionen zur Folge haben, vorwiegend CO_2. In Deutschland sind 95 % aller Moorböden trockengelegt, was zu jährlichen Emissionen von 53 MtCO_2äq/Jahr (UBA, 2021a) auf einer Fläche von rund 1,8 Mha führt. Durch Wiedervernässungsmaßnahmen können der Zersetzungsprozess und die damit verbundenen Emissionen gestoppt werden. Das technische Minderungspotenzial

durch eine Wiedervernässung der Moorböden wird auf bis zu 35 $MtCO_2äq$/Jahr geschätzt (Naturkapital Deutschland – TEEB DE, 2015). Obwohl es sich hier um eine wichtige Vermeidungsoption handelt, wird die Wiedervernässung häufig im Kontext von CO_2-Entnahmen angebracht. Nach dem aktuell geltenden Accounting der EU-Regulierung 2018/841 des LULUCF-Sektors werden Emissionen auf bewirtschafteten Ackerflächen, bewirtschafteten Grünflächen und bewirtschafteten Feuchtgebieten mit der Differenz der entsprechenden Emissionen zum Basisjahr 2005 angerechnet. Eine Wiedervernässung von Mooren führt nach diesem Accounting zu negativen Emissionen, obwohl kein CO_2 aus der Atmosphäre entnommen, sondern vor allem der Austritt von CO_2 verhindert wird.

Im „F*it for 55-Paket*" der EU-Kommission wird vorgeschlagen, das EU-LULUCF Accounting wieder abzuschaffen und direkt die Netto-Emissionen zur Zielerreichung heranzuziehen. Damit würden die Emissionen von trockengelegten Moorböden als anthropogene CO_2-Quellen angerechnet und eine Wiedervernässung würde auch im Accounting eine Vermeidungsoption darstellen.

Langlebige Materialien

Werden Materialen wie Holz oder Kunststoffe, die aus biogenen Rohstoffen oder atmosphärischem CO_2 gewonnen wurden, für die Herstellung langlebiger Produkte verwendet, so können diese Produkte zu temporären CO_2-Senken werden. Die Effektivität der Senkenleistung hängt dabei maßgeblich von der Lebensdauer der Produkte und deren Verbleib nach Ablauf der Nutzungsdauer ab. Plastik für Verpackungen wird kaum länger als ein Jahr verwendet, wohingegen Plastik in der Bauindustrie eine mittlere Lebensdauer von 35 Jahren aufweist (Geyer et al., 2017). Dort dürfte das größte Potenzial für CO_2-Entnahmen durch langlebige, biogene Kunststoffe liegen (Oliveira et al., 2021), wobei das Entnahmepotenzial noch unsicher ist.

Auch für Holz wird in der Bauindustrie im globalen Kontext ein beachtliches Potenzial gesehen (Churkina et al., 2020). Das lässt sich aber nicht unmittelbar auf den nationalen Kontext übertragen. Eine andere Studie zeigt ein höheres CO_2-Entnahmepotenzial, wenn die Biomasse im Wald belassen wird und den dortigen Kohlenstoffspeicher aufbaut und ein geringeres Potenzial, wenn die Biomasse geerntet und zur gezielten Substitution fossiler (Bau-)Materialien verwendet wird (Soimakallio et al., 2021). Für den deutschen Kontext besteht bezüglich dieses Zielkonflikts noch Forschungsbedarf. Ebenfalls fehlen Einsichten bezüglich der Nutzungskonkurrenz um Biomasse zwischen dem Material- und Energiesektor sowie der Nahrungsmittelproduktion.

Erhebliche Reduktionen der Emissionen können jedoch auch jetzt schon im Materialbereich durch Effizienzmaßnahmen wie Kaskadennutzungen, Recycling und Kreislaufwirtschaften erreicht werden.

Technologie	Annahmen zu limitierenden Faktoren (Relation zu Szenarien)				Szenario CO_2-Entnahme Kapazität 2030	Szenario CO_2-Entnahme Kapazität 2045
DACCS	Strombedarf in TWh		CCS Kapazität in $MtCO_2$		DAC-Anlagen für CCU	16 $MtCO_2$/Jahr
	2030	2045	2030	2045		
	-	15 (0,7-1 % der Stromproduktion in 2045 aus den AriadneS-zenarien)	-	16 (von 50)		
BECCS (Annahme hier: Biokerosin aus Fischer-Tropsch Synthese)	Biomasse in		CCS Kapazität in $MtCO_2$		1 $MtCO_2$/Jahr	24 $MtCO_2$/Jahr
	2030	2045	2030	2045		
	0,02 EJ (von 1 EJ)	0,5 EJ (von 1 EJ)	1 (von 7)	24 (von 50)		
Pflanzenkohle	Biomasse				5 $MtCO_2$/Jahr	10 $MtCO_2$/Jahr
	2030		2045			
	0,1 EJ		0,2 EJ			
Wieder-/ Aufforstung	Flächen				1 $MtCO_2$/Jahr	2 $MtCO_2$/Jahr
	2030		2045			
	0,15 Mha		0,3 Mha (ungefähr die Fläche von München, 1 % der gesamtdeutschen Fläche)			
Bestehende Waldsenke (Eine Anrechnung der natürlichen Waldsenke müsste mit einer Reduktion des verbleibenden Emissionsbudgets einhergehen)	Trade-Off zwischen Renaturierung des Waldes und Intensivierung der Holznutzung unsicher, deshalb Trendfortschreibung als Mittelweg				22 $MtCO_2$/Jahr *UBA 2017	35 $MtCO_2$/Jahr *Illustrativ (Mittlere jährliche Senkenleistung im Basis-Szenario für den Zeitraum 2012-2102 aus Böttcher et al. 2018)

<table>
<tr><th>Technologie</th><th colspan="2">Annahmen zu limitierenden Faktoren (Relation zu Szenarien)</th><th>Szenario CO_2-Entnahme Kapazität 2030</th><th>Szenario CO_2-Entnahme Kapazität 2045</th></tr>
<tr><td rowspan="3">Beschleunigte Verwitterung</td><td colspan="2">Ackerfläche (gesamt 11,7 Mha)</td><td rowspan="3">3 $MtCO_2$/Jahr</td><td rowspan="3">9 $MtCO_2$/Jahr</td></tr>
<tr><td>2030</td><td>2045</td></tr>
<tr><td>10 %</td><td>30 %</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Bodenkohlenstoffanreicherung durch Fruchtfolgen, Bodendecker, Dauerkulturen</td><td colspan="2">Ackerfläche (gesamt 11,7 Mha)</td><td>2-4 $MtCO_2$/Jahr</td><td>3- 6 $MtCO_2$/Jahr</td></tr>
<tr><td>2030</td><td>2045</td><td colspan="2" rowspan="3">Vereinfachte Annahme: Lineare Abnahme des im Unterkapitel angegebenen Emissionsfaktors EF(t=0) nach Beginn der neuen Praktiken der Bodenkohlenstoffanreicherung mit der Zeit t bis zur Sättigung nach 25 Jahren
EF(t)=EF(0) • (25Jahre – t) / 25 Jahre
Die CO_2 Entnahme wurde durch
CO_2 Entnahme = $A_{BK} \bullet \Sigma_0^t EF_t$
für eine grobe Abschätzung approximiert.</td></tr>
<tr><td>30 %</td><td>75 %</td></tr>
<tr><td colspan="2">Vereinfachte Annahme: Linearer Ausbau mit jährlich neu umgewandelter Fläche A_{BK} = 0,35 Mha (3 % der Gesamtackerfläche)</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Agroforstsysteme</td><td colspan="2">Ackerfläche (gesamt 11,7 Mha)</td><td>2 – 6 $MtCO_2$/Jahr (davon 1-5 $MtCO_2$/Jahr durch oberirdische Biomasse)</td><td>4 – 14 $MtCO_2$/Jahr (davon 1,5-12,5 $MtCO_2$/Jahr durch oberirdische Biomasse)</td></tr>
<tr><td>2030</td><td>2045</td><td colspan="2" rowspan="2">Annahme: Berechnung der CO_2 Entnahme durch Bodenkohlenstoffanreicherung siehe oben; Noch keine Sättigungseffekte für CO_2 Entnahme durch oberirdische Biomasse</td></tr>
<tr><td>4 %</td><td>10 %</td></tr>
<tr><td colspan="3">Summe</td><td>36 – 42 $MtCO_2$/Jahr (14 – 20 $MtCO_2$/Jahr ohne bestehende Waldsenken)</td><td>103 – 116 $MtCO_2$/Jahr (68 – 81 $MtCO_2$/Jahr ohne bestehende Waldsenken)</td></tr>
</table>

Tabelle 8.1: Szenarien der Abscheidungspotenziale verschiedener Optionen für Deutschland unter der Annahme stringenter Klimapolitik und entsprechender Vergütung aller Optionen.

8.4 Instrumente und Maßnahmen für die Zielerreichung

Deutschland plant zur Erreichung der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 etwa 40 $MtCO_2$/Jahr Restemissionen durch die Entnahme von CO_2 aus der Atmosphäre über Landsenken auszugleichen. Dies setzt eine Vermeidung der übrigen Emissionen voraus, was auf starken Annahmen beruht wie der Vermeidung aller energiebedingten CO_2-Emissionen, der Vermeidung von Prozessemissionen aus der Industrie durch CCS, der Reduktion der Tierbestände. Ob diese ambitionierten Annahmen tatsächlich eintreffen, kann derzeit nicht vorhergesagt werden. Treffen die Annahmen nicht ein, muss mit einem höheren Bedarf an CO_2-Entnahme gerechnet werden. Ob die am Ende tatsächlich benötigte Menge an CO_2-Entnahme alleine durch Landsenken erreicht werden kann, ist höchst unsicher. Prognosen gehen von einem deutlichen Nachlassen der aktuellen Waldsenken in den kommenden Jahrzehnten aufgrund der Altersstruktur der deutschen Wälder aus. Um bis 2045 eine ausreichende Menge von CO_2-Entnahme zur Verfügung zu haben, müssen

daher die entscheidenden Weichen jetzt gestellt und alternative Verfahren zur CO_2-Entnahme aus der Atmosphäre entwickelt werden.

Handlungsbedarf besteht auf mindestens drei Feldern. Es müssen Anreize für die Entwicklung und den Einsatz von CO_2-Entnahme geschaffen werden, Externalitäten im Bereich Haftung, Innovation und Verteilungswirkungen müssen wirksam adressiert werden und es bedarf Deliberationsprozesse, um eine breite gesellschaftliche Trägerschaft zu unterstützen.

Um die Entnahme von CO_2 aus der Atmosphäre anzureizen, ist eine finanzielle Vergütung erforderlich. Bezüglich der Höhe der Vergütung besteht allerdings noch erheblicher Forschungsbedarf. Eine Vergütung in Höhe des CO_2-Preises, etwa durch Integration in das EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS) ist langfristig vorstellbar, kurzfristig besteht jedoch zum einen die Gefahr einer "Wette" auf spätere günstige CO_2-Entnahme und dadurch Verzögerungen bei der Emissionsminderung, zum anderen würden die derzeitigen CO_2-Preise nicht ausreichen, um die nötige technologische Entwicklung voranzutreiben. Die Vergütung könnte alternativ durch einen vorgegebenen Subventionspfad oder durch ein separates Mengenziel für die CO_2-Entnahme erreicht werden. Eine solche Aufspaltung des netto-Null Ziels in separate Mengenziele für Emissionen und Entnahmen kann die Planungssicherheit sowohl bezüglich der Vergütung der CO_2-Entnahme als auch auf Seiten der Emissionsvermeidung erhöhen und die benötigten Innovationen anreizen. Das Entnahmeziel kann dann entweder über Ausschreibungen, die auch technologiespezifisch sein können, oder über ein eigenes ETS mit einem Preiskorridor erreicht werden. Die technologische Entwicklung kann durch Förderung von Forschung und Entwicklung, Subventionen und technologiespezifische Vergütungssätze vorangetrieben werden. Zudem muss die nötige Infrastruktur aufgebaut werden, etwa zum Transport von Biomasse, Gesteinsmehl, oder CO_2.

Bei landbasierten Optionen besteht der Entwicklungsbedarf weniger auf der technologischen Seite, sondern vielmehr hinsichtlich der politischen Rahmenbedingungen. Es bedarf neben einer entsprechenden Vergütung insbesondere der Sicherstellung der Permanenz bzw. einer Klärung der Haftungsfragen bei erneuter Freisetzung des CO_2 und der Überwachung und Verifikation der tatsächlich erfolgten CO_2-Entnahme. Um Emissionen durch indirekte Landnutzungsänderungen zu vermeiden, sollten möglichst umfassend Emissionen im Landsektor erfasst, bepreist oder reguliert werden. Dazu muss die Förderung und Regulierung im Agrar-, Forst- und Landsektor angepasst werden. Es bedarf zusätzlicher Instrumente, um positive Umweltwirkungen (wie z. B. Erhöhung der Biodiversität) zusätzlich zu honorieren und negative Umweltwirkungen (wie z. B. Stickstoffüberschüsse bei Energiepflanzenanbau für BECCS) zu adressieren. Auch Verteilungswirkungen, die z. B. durch einen hohen Energiebedarf und dadurch steigende Energiepreise oder

durch hohe Landrenten aufgrund erhöhter Landnachfrage durch BECCS und Aufforstung entstehen, müssen mitgedacht werden. Auch hier besteht noch erheblicher Forschungsbedarf, wie diese Instrumente genau ausgestaltet werden sollten.

Die CO_2-Entnahme greift in viele Sektoren ein (Land-, Forstsektor, Energiewirtschaft), und benötigt daher breite gesellschaftliche und wirtschaftliche Trägerschaft. Diese muss in sehr kurzer Zeit aufgebaut werden. Es bedarf daher eines breit angelegten Deliberationsprozesses um zu entscheiden, mit welchen Optionen der Bedarf gedeckt werden soll und welche Instrumente nötig sind. Ein solcher Prozess könnte z. B. über eine CO_2-Entnahme-Kommission erfolgen, die verschiedene gesellschaftliche und wirtschaftliche Gruppen an einen Tisch bringt.

Literaturangaben

Aertsens J, De Nocker L, Gobin A, 2013. Valuing the carbon sequestration potential for European agriculture. Land Use Policy, 31:584–594 DOI: 10.1016/j.landusepol.2012.09.003.

Beerling DJ, Kantzas EP, Lomas MR, Wade P, Eufrasio RM, Renforth P, Sarkar B, Andrews MG, James RH, Pearce CR, et al., 2020. Potential for large-scale CO 2 removal via enhanced rock weathering with croplands. Nature, 583(7815):242–248 DOI: 10.1038/s41586-020-2448-9.

Beuttler C, Charles L, Wurzbacher J, 2019. The Role of Direct Air Capture in Mitigation of Anthropogenic Greenhouse Gas Emissions. Front Clim, 1:10 DOI: 10.3389/fclim.2019.00010.

BMU, 2021c. Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/19._Lp/ksg_aendg/Entwurf/ksg_aendg_bf.pdf.

Böttcher H, Hennenberg K, Winger C, K., 2018. Waldvision Deutschland. Beschreibung von Methoden, Annahmen und Ergebnissen. Studie des Öko-Institut e.V. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Waldvision-Methoden-und-Ergebnisse.pdf.

Carbo MC, Smit R, van der Drift B, Jansen D, 2011. Bio energy with CCS (BECCS): Large potential for BioSNG at low CO2 avoidance cost. Energy Procedia, 4:2950–2954 DOI: 10.1016/j.egypro.2011.02.203.

Cardinael R, Umulisa V, Toudert A, Olivier A, Bockel L, Bernoux M, 2018. Revisiting IPCC Tier 1 coefficients for soil organic and biomass carbon storage in agroforestry systems. Environ Res Lett, 13(12):124020 DOI: 10.1088/1748-9326/aaeb5f.

Churkina G, Organschi A, Reyer CPO, Ruff A, Vinke K, Liu Z, Reck BK, Graedel TE, Schellnhuber HJ, 2020. Buildings as a global carbon sink. Nat Sustain, 3(4):269–276 DOI: 10.1038/s41893-019-0462-4.

Cormos C-C, 2015. Biomass direct chemical looping for hydrogen and power co-production: Process configuration, simulation, thermal integration and techno-economic assessment. Fuel Processing Technology, 137:16–23 DOI: 10.1016/j.fuproc.2015.04.001.

Deutsche Energie-Agentur (dena), 2021. Technische CO2-Senken – Kurzgutachten im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Kurzgutachten_dena-LEITSTUDIE_AUFBRUCH_KLIMANEUTRALITAET_Prognos.pdf.

Doelman JC, Stehfest E, Vuuren DP van, Tabeau A, Hof AF, Braakhekke MC, Gernaat DEHJ, Berg M van den, Zeist W-J van, Daioglou V, et al., 2020. Afforestation for climate change mitigation: Potentials, risks and trade-offs. Global Change Biology, 26(3):1576–1591 DOI: https://doi.org/10.1111/gcb.14887.

EIA, 2021. U.S. Energy Information Administration. URL: https://www.eia.gov/international/data/country/FRA/electricity/electricity-generation?pd=2&p=000000000000000000000000000000fvu&u=0&f=A&v=mapbubble&a=-&i=none&vo=value&t=C&g=none&l=249--77&s=315532800000&e=1577836800000&.

Europäisches Parlament, 2018. Verordnung (EU) 2018/841 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 über die Einbeziehung der Emissionen und des Abbaus von Treibhausgasen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft in den Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 und des Beschlusses Nr. 529/2013/EU (Text von Bedeutung für den EWR). [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://op.europa.eu/de/publication-detail/-/publication/f4bb0d04-737f-11e8-9483-01aa75ed71a1.

Fuss S, Lamb WF, Callaghan MW, Hilaire J, Creutzig F, Amann T, Tim Beringer, Garcia W de O, Hartmann J, Khanna T, et al., 2018. Negative emissions—Part 2: Costs, potentials and side effects. Environ Res Lett, 13(6):063002 DOI: 10.1088/1748-9326/aabf9f.

Geyer R, Jambeck JR, Law KL, 2017. Production, use, and fate of all plastics ever made. Science Advances, 3(7):e1700782 DOI: 10.1126/sciadv.1700782.
GFZ Helmholtz-Zentrum Potsdam, 2021. Pilotstandort Ketzin: Überblick. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.co2ketzin.de/standort-ketzin/ueberblick.
Global CCS Institute, 2021. Facilities Database. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://co2re.co/FacilityData.
Grassi G, Stehfest E, Rogelj J, van Vuuren D, Cescatti A, House J, Nabuurs G-J, Rossi S, Alkama R, Viñas RA, et al., 2021. Critical adjustment of land mitigation pathways for assessing countries' climate progress. Nat Clim Chang, 11(5):425–434 DOI: 10.1038/s41558-021-01033-6.
Hanssen SV, Daioglou V, Steinmann ZJN, Doelman JC, Van Vuuren DP, Huijbregts MAJ, 2020. The climate change mitigation potential of bioenergy with carbon capture and storage. Nature Climate Change, 10(11):1023–1029 DOI: 10.1038/s41558-020-0885-y.
IRENA, 2021. Renewable Capacity Statistics 2021. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2021.pdf.
Liu G, Larson ED, Williams RH, Kreutz TG, Guo X, 2011. Making Fischer–Tropsch Fuels and Electricity from Coal and Biomass: Performance and Cost Analysis. Energy Fuels, 25(1):415–437 DOI: 10.1021/ef101184e.
Naturkapital Deutschland – TEEB DE, 2015. Kapitel 5: Klimaschutz durch Wiedervernässung von kohlenstoffreichen Böden. In: Naturkapital und Klimapolitik – Synergien und Konflikte. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://literatur.thuenen.de/digbib_1N51DE/dn055209.pdf.
Oehmichen K, 2018. Die alternativen WEHAM-Szenarien: Holzpräferenz, Naturschutzpräferenz und Trendfortschreibung. Szenarienentwicklung, Ergebnisse und Analyse. Thünen Report 59. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://literatur.thuenen.de/digbib_extern/dn059875.pdf.
Oehmichen K, Klatt S, Gerber K, 2018. Die alternativen WEHAM-Szenarien: Holzpräferenz, Naturschutzpräferenz und Trendfortschreibung - Szenarienentwicklung, Ergebnisse und Analyse. Johann Heinrich von Thünen-Institut, DE [Aufruf am: 19.07.2021] URL: https://doi.org/10.3220/REP1527686002000.
Oliveira CCN de, Zotin MZ, Rochedo PRR, Szklo A, 2021. Achieving negative emissions in plastics life cycles through the conversion of biomass feedstock. Biofuels, Bioproducts and Biorefining, 15(2):430–453 DOI: 10.1002/bbb.2165.
Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, Wünsch M, Ziegenhagen I, 2021. Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. DOI: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf.
Schmidt H-P, Anca-Couce A, Hagemann N, Werner C, Gerten D, Lucht W, Kammann C, 2019. Pyrogenic carbon capture and storage. GCB Bioenergy, 11(4):573–591 DOI: 10.1111/gcbb.12553.
Smith P, Soussana J-F, Angers D, Schipper L, Chenu C, Rasse DP, Batjes NH, Egmond F van, McNeill S, Kuhnert M, et al., 2020. How to measure, report and verify soil carbon change to realize the potential of soil carbon sequestration for atmospheric greenhouse gas removal. Global Change Biology, 26(1):219–241 DOI: 10.1111/gcb.14815.
Soimakallio S, Kalliokoski T, Lehtonen A, Salminen O, 2021. On the trade-offs and synergies between forest carbon sequestration and substitution. Mitig Adapt Strateg Glob Change, 26(1):4 DOI: 10.1007/s11027-021-09942-9.
Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021. Holzeinschlag erreicht 2020 aufgrund von Waldschäden neuen Rekordwert. Statistisches Bundesamt [Aufruf am: 06.08.2021] URL: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2021/04/PD21_192_413.html.

Strefler J, Amann T, Bauer N, Kriegler E, Hartmann J, 2018. Potential and costs of carbon dioxide removal by enhanced weathering of rocks. Environmental Research Letters, 13(3):034010 DOI: 10.1088/1748-9326/aaa9c4.

Tavakoli-Hashjini E, Piorr A, Müller K, Vicente-Vicente JL, 2020. Potential Bioenergy Production from Miscanthus × giganteus in Brandenburg: Producing Bioenergy and Fostering Other Ecosystem Services while Ensuring Food Self-Sufficiency in the Berlin-Brandenburg Region. Sustainability, 12(18):7731 DOI: 10.3390/su12187731.

Thrän D, Lauer M, Dotzauer M, Oehmichen K, Majer S, Millinger M, Jordan M, 2019. Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials (TATBIO). [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/technooekonomische-analyse-und-transformationspfade-des-energetischen-biomassepotentials.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

UBA, 2021a. National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory 1990 – 2019. Climate Change 23/2020. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-15-climate-change_23-2020_nir_2020_en_0.pdf.

UBA, 2017. Projektionsbericht 2017 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envwqc4_g/170426_PB_2017_-_final.pdf.

UBA, 2019. Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität - Rescue Studie. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet.pdf.

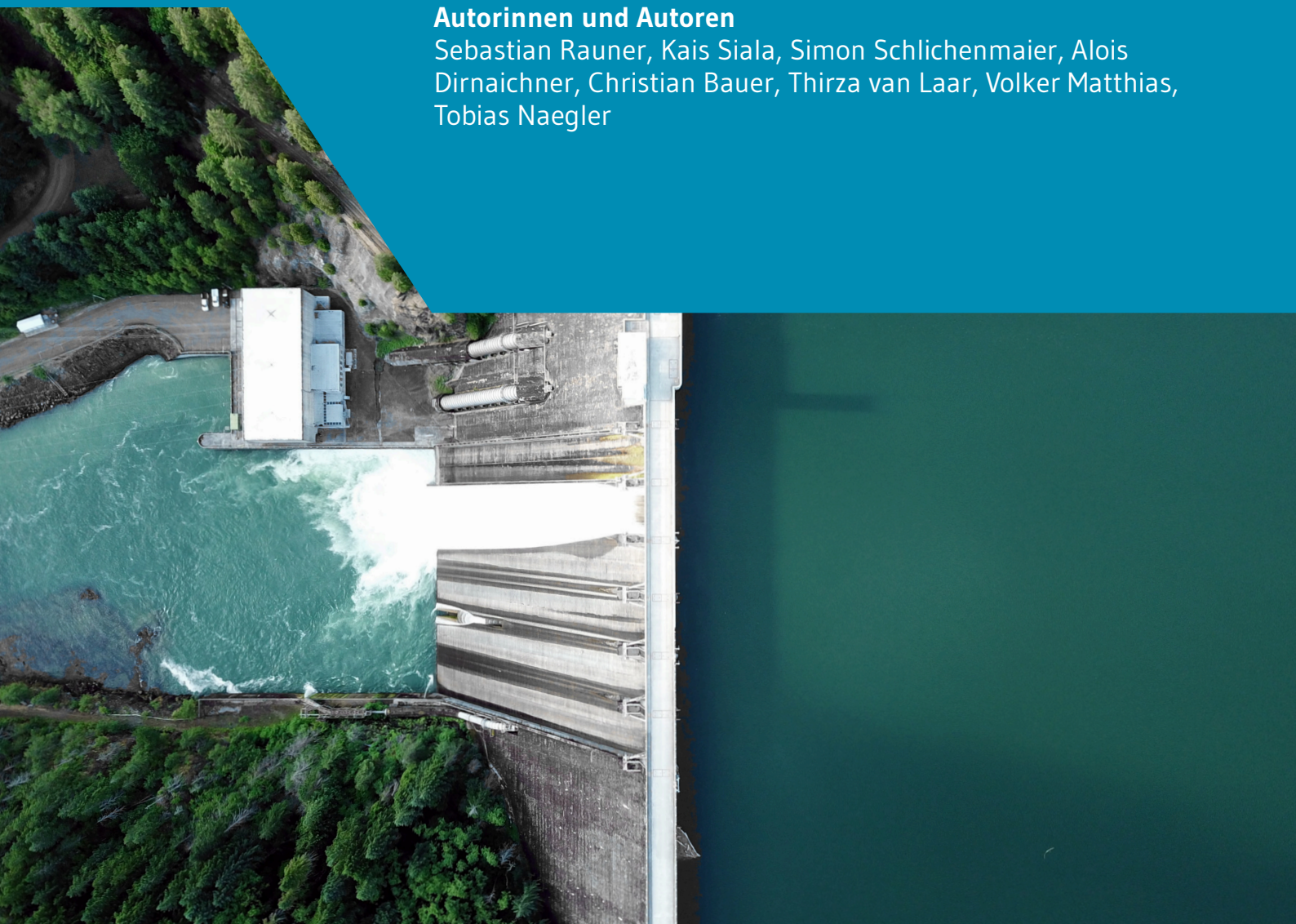
Wiesmeier M, Mayer S, Paul C, Helming K, Don A, Franko U, Franko M, Kögel-Knabner I, 2020. CO2-Zertifikate für die Festlegung atmosphärischen Kohlenstoffs in Böden: Methoden, Maßnahmen und Grenzen. BonaRes Series DOI: 10.20387/BONARES-F8T8-XZ4H.

Wilson C, Grubler A, Bento N, Healey S, Stercke SD, Zimm C, 2020. Granular technologies to accelerate decarbonization. Science, 368(6486):36–39 DOI: 10.1126/science.aaz8060.

9. Umweltwirkungen

9.1	Zusammenfassung	252
9.2	Hintergrund	253
9.3	Methoden	253
9.4	Gesundheitswirkung	254
9.4.1	*Luftverschmutzung*	*254*
9.4.2	*Gesundheitswirkungen der Mobilität*	*258*
9.5	Kritische Materialien für die Energiewende	263
9.6	Landnutzung	268
9.7	Synthese / Handlungsempfehlungen	275
Literaturangaben		277

Autorinnen und Autoren
Sebastian Rauner, Kais Siala, Simon Schlichenmaier, Alois Dirnaichner, Christian Bauer, Thirza van Laar, Volker Matthias, Tobias Naegler



9.1 Zusammenfassung

Die Energiewende bietet großen Zusatznutzen besonders für die öffentliche Gesundheit.
Die verwendeten Szenarien zeigen, dass im Jahr 2045 eine deutliche Verringerung der Luftverschmutzung zu erwarten ist, vorausgesetzt die neuen Filtertechnologiestandards werden stringent umgesetzt. Das hat positive Auswirkungen auf die Gesundheit der Bevölkerung. Durchschnittlich könnte sich bis 2045 durch diesen Effekt die Lebenserwartung im Vergleich zu heute um ca. 0,4 Lebensjahre verlängern, wobei im Ariadne *E-Fuels*-Szenario die im Vergleich der Szenarien höchsten Schäden verbleiben.

Negative Gesundheitswirkungen des Transportsektors werden künftig nicht mehr hauptsächlich durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe entstehen, sondern durch die Produktionsprozesse.
Die indirekten Gesundheitswirkungen der Produktionsprozesse sinken im Gegensatz zu den direkten Auswirkungen nur um ca. 30 % bis 2045. Die notwendige Förderung klimafreundlicher und effizienter Mobilität sollte daher einhergehen mit einer nachhaltigen Transformation der Produktionsprozesse und der Rohstoffgewinnung sowie einer Verringerung des Individualverkehrsaufkommens.

Große Herausforderungen zeigen sich beim Bedarf an kritischen Materialien.
So steigt der Materialbedarf in allen Zielszenarien zur Klimaneutralität 2045, wobei die einzelnen Technologieentwicklungspfade jeweils die Nachfrage nach bestimmten Rohstoffen besonders erhöhen. Zusätzlich zur Erschließung von neuen Rohstoffvorkommen sind politische Maßnahmen erforderlich, um Recycling sowie die Verringerung des Energiebedarfs zu fördern. Außerdem kann die Reduktion der Nachfrage im Transportsektor, unter anderem durch die Verringerung der durchschnittlichen Fahrzeug- und Batteriegröße, dabei helfen, knappe Materialien zu erhalten, die auch für die Energiewende von kritischer Bedeutung sind.

Die Energiewende hat eine deutliche Auswirkung auf die Flächennutzung in Deutschland.
Durch den Ausbau von Wind und Solar steigt die benötigte Fläche von heute 0,7 % auf über 3 % der Landesfläche Deutschlands. Die Nutzung von Wasserstoff und E-Fuels führt durch die geringere Effizienz dieser Energieträger zu zusätzlichen Flächenbedarfen verglichen mit der direkten Elektrifizierung. Dieser Bedarf kann jedoch durch den in den Szenarien unterstellten Rückgang der des Biomasseanbaus kompensiert werden, sodass unterm Strich der Gesamtflächenbedarf für die Erneuerbaren Energien leicht sinkt. Um Flächenkonkurrenz mit anderen Sektoren abzuschwächen, sollten Formen der gemeinsamen Nutzung dieser Flächen etwa für Photovoltaik

(PV)-, Windprojekten und die Landwirtschaft gefördert werden sowie die Nutzung von Dachflächen für Solaranlagen und von biologischen Reststoffen zur Energiegewinnung.

9.2 Hintergrund

Die Transformation hin zu einer klimaneutralen Wirtschaft erfordert einen raschen und tiefgreifenden Umbau des Energiesystems sowie aller Nachfragesektoren (Industrie, Verkehr sowie Gebäude). Dieser Umbau birgt Chancen für den Umwelt- und Naturschutz sowie die öffentliche Gesundheit, aber auch das Risiko unerwünschter Auswirkungen. Diese Risiken hängen von der spezifischen Ausgestaltung der Energiewende ab.

Wie genau das zukünftige Energiesystem und der Technologiemix in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie aussehen und welche Rolle neue Technologien wie Wasserstoff und E-Fuels spielen, ist nicht nur eine Kostenfrage. Relevant ist auch eine Betrachtung der Umweltwirkungen, welche über die Klimawirkung hinausgehen. Nur so ist es Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern möglich, potenzielle Engpässe und Zielkonflikte zu umgehen und den Zusatznutzen der Energiewende zu optimieren.

Die Vergangenheit hat gezeigt, dass der alleinige Fokus auf Klimaschutz bei der Politikgestaltung zu unerwünschten negativen Effekten für die Umwelt führen kann, die wiederum die gesellschaftliche Akzeptanz der Maßnahmen massiv reduzieren kann. Als Beispiele sind die Vermaisung der Landschaft durch die frühe Bioenergieförderung oder der Import von Biosprit aus Biodiversitäts-Hotspots zu nennen. Andererseits lassen sich Zusatznutzen von Klimaschutzmaßnahmen realisieren, so mindert z. B. die Elektrifizierung des Individualverkehrs die Luftverschmutzungssituation im urbanen Kontext.

Die Umweltaspekte der verschiedenen Transformationspfade, welche durch das Energiesystem am meisten belastet werden oder wo zukünftig eine Mehrbelastung zu erwarten ist, werden im Rahmen dieser Studie untersucht. Der Fokus liegt auf den Gesundheitswirkungen des Verkehrssektors sowie auf der Luftverschmutzung durch das Energiesystem. Des Weiteren werden die Nachfrage nach kritischen Materialien sowie der Flächenbedarf untersucht.

9.3 Methoden

Eine Untersuchung der Umweltauswirkungen erfordert die Erweiterung der Systemgrenzen von Integrated Assessment Modellen (IAMs), um die Vorleistungen in den Lieferketten einzubeziehen

und Umweltwirkungen wie Luftverschmutzung, Materialverbrauch und Landverknappung zu berücksichtigen. Diese erweiterte Betrachtung wird durch Kopplungen mit anderen Werkzeugen ermöglicht. Zum Beispiel wird in dieser Studie die Methode der Ökobilanzierung (Englisch: Life Cycle Assessment, kurz LCA) verwendet, um die indirekten Auswirkungen der Verlagerung des ökologischen Fußabdrucks von der Energieerzeugung und -nutzung zur Produktion von Energieanlagen und Endgeräten in einem erneuerbar dominierten Energiesystem abzuschätzen. Atmosphärenchemische Modelle bieten die Möglichkeit, die Entwicklung der Luftschadstoffemissionen abzubilden. Außerdem wird eine Materialflussanalyse durchgeführt, um den Verbrauch von Rohstoffen und die Recyclingraten besser abzubilden. Ein Vorteil dieses modularen Ansatzes ist es, Unsicherheiten, welche mit den jeweiligen Forschungsfeldern assoziiert sind, sichtbar machen zu können. Eine detaillierte Beschreibung der angewandten Methoden ist im Appendix des Berichts zu finden.

In dieser Studie werden mehrere Szenarien analysiert und zuerst auf Systemebene verglichen. Dafür werden nur die Ergebnisse des REMIND-Modells genutzt, um die Analyse rechentechnisch beherrschbar zu halten. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der eingesetzten Treibstoffe (Strom, Wasserstoff, E-Fuels). Die Produktionsketten dieser Treibstoffe beruhen auf der Nutzung unterschiedlicher Materialien und weisen daher unterschiedliche Energieeffizienz- und Landnutzungsbedarfe auf. Auch in der Nutzungsphase verursachen die eingesetzten Technologien unterschiedlich hohe Emissionen. Die Analysen unterscheiden auch zwischen einheimischer Erzeugung und Importen, damit die Schäden in den exportierenden Ländern berücksichtig werden.

9.4 Gesundheitswirkung

9.4.1 Luftverschmutzung

Die anhaltende Corona-Pandemie hat die öffentliche Gesundheit in den Fokus der Aufmerksamkeit gerückt. Luftverschmutzung ist weltweit eine der Hauptursachen von vorzeitigen Todesfällen (Kassebaum et al., 2016) und belastet die öffentliche Gesundheit in Europa mit jährlich ca. 490.000 vorzeitigen Todesfällen (2018), wobei Deutschland mit 76.000 Fällen das am meisten belastete Land in der EU ist (European Environment Agency (EEA), 2020). Die Verbrennung fossiler Energieträger ist mit Abstand die größte Quelle von anthropogener Luftverschmutzung. Diese Studie untersucht die Szenarien auf die wichtigsten Luftschadstoffemissionen sowie deren Wirkung auf die öffentliche Gesundheit.

Abbildung 9.1 zeigt die Entwicklung der wichtigsten Luftschadstoffemissionen des Energiesektors in Deutschland. Bei angenommener effizienter Implementierung von Emissionsstandards und Filtertechnologien führen alle Szenarien zu einer erheblichen Reduktion der Luftverschmutzung, wobei das *E-Fuel*-Szenario die größte Menge an Emissionen in 2045 aufweist.

Die Untersuchung hypothetischer Szenarien ohne eine Verbesserung der Luftverschmutzungsfiltertechnologien (gestrichelte Linien) ermöglicht eine isolierte Analyse der Beiträge der Klimaschutzanstrengung auf die Luftverschmutzung. Hier wird deutlich, dass Klimaanstrengungen unabhängig von der angenommenen Filtertechnologieentwicklung zu erheblichen Reduktionen der Luftverschmutzung führen. Die beiden Szenarien *Technologiemix* und *E-Fuels* weisen die größte Menge verbleibender Emissionen auf, welche in 2045 je nach Schadstoff stellenweise doppelt so hoch wie bei direkter Elektrifizierung und Fokus auf Wasserstoff sind.

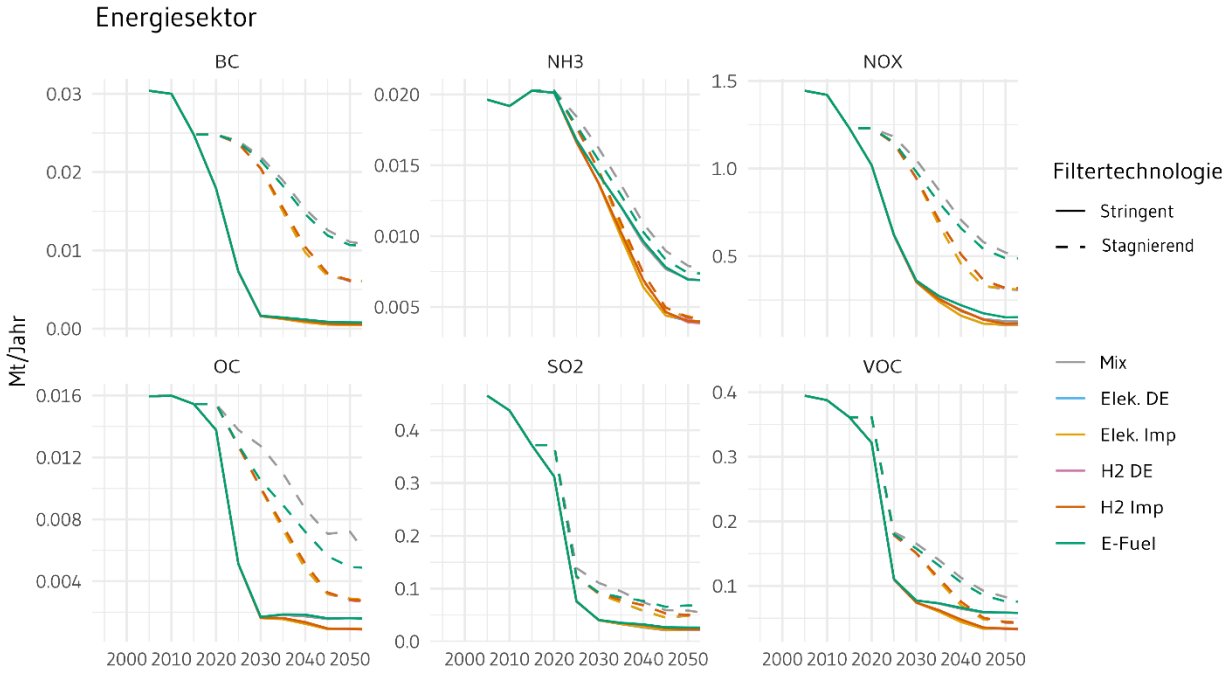


Abbildung 9.1: Luftschadstoffemissionen des Energiesektors in Deutschland für die Fokusszenarien bei stringentem Einsatz von Filtertechnologien (durchgehende Linie) und bei Fixierung der Filtertechnologie auf dem Niveau von 2010 (gestrichelte Linie). BC: Ruß; NH_3: Ammoniak, NOX: Stickstoffoxide, OC: Organischer Kohlenstoff; SO_2: Schwefeldioxid, VOC: Flüchtige organische Verbindungen.

Abbildung 9.2 zeigt beispielhaft die räumliche Verteilung der Gesamt- und Verkehrssektoremissionen von Stickoxiden (NOx) für das Jahr 2020 und für das *Technologiemix*-Szenario im Jahr 2045. Stickoxide schaden der Gesundheit und gelten als Indikator für sämtliche Verkehrsemissionen. Aus Abbildung 9.2 wird deutlich, dass die Gesamtemissionen stark sinken werden, es aber im

Jahr 2045 besonders durch den Verkehrssektor zu substanziellen verbleibenden Emissionen in den Ballungszentren kommt. Die *Technologiemix*- und *E-Fuels*-Szenarien zeichnen sich hierbei durch deutlich höhere verkehrsbedingte Emissionen in den Ballungszentren aus als die *Elektrifizierungs*- und *Wasserstoff*-Szenarien.

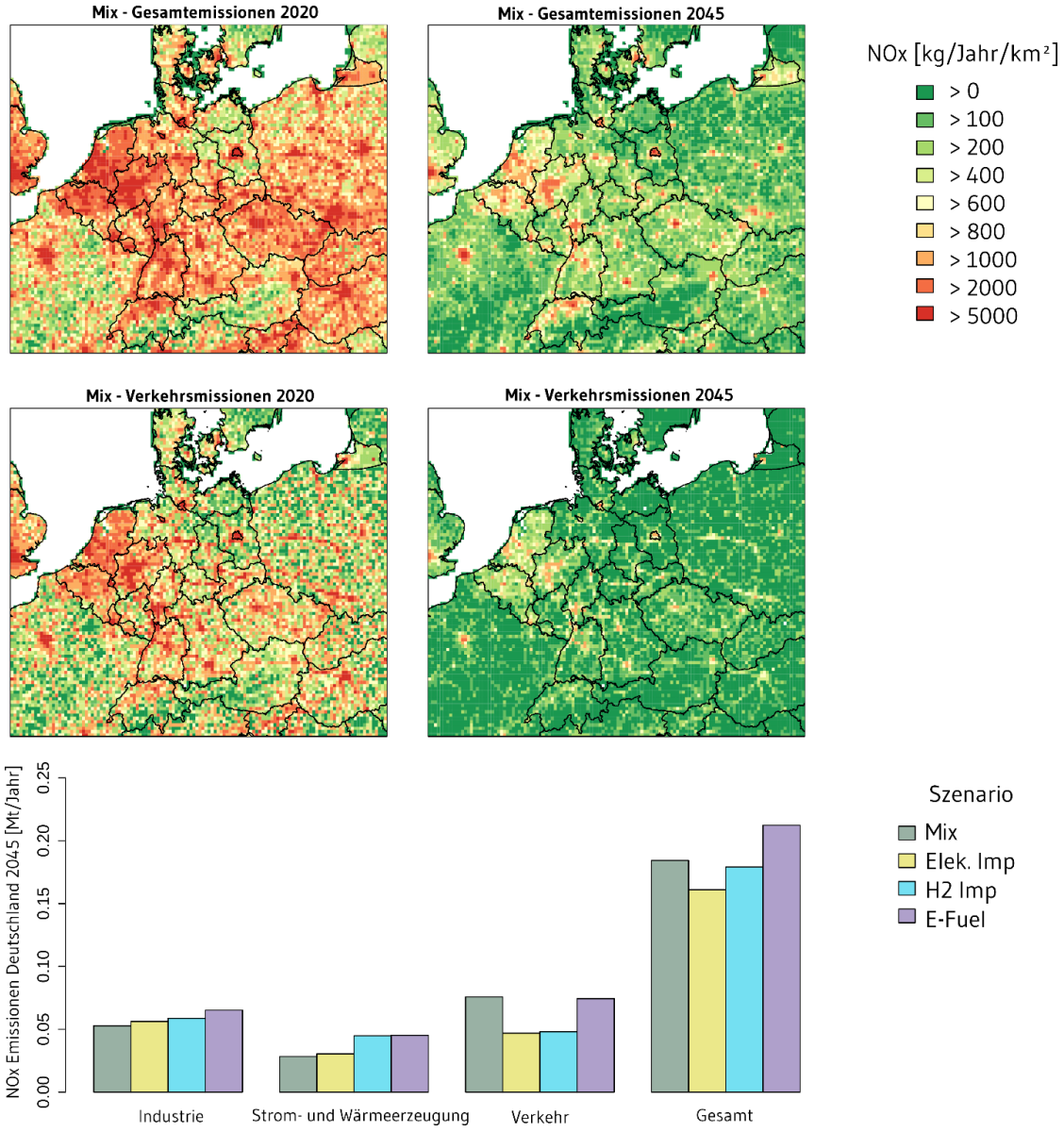


Abbildung 9.2: Oberer Teil: Räumliche Verteilung der NOx ($NO+NO_2$) Gesamt- und Verkehrssektoremissionen für das Jahr 2020 (links) und das Technologiemix-Szenario im Jahr 2045 (rechts). Unterer Teil: Sektorale Verteilung der NOx Emissionen für die Szenarien: Technologiemix, Elektrifizierung (Import), Wasserstoff (Import) und E-Fuels.

Luftverschmutzung wirkt vielfältig auf die menschliche Gesundheit. Neben den gut untersuchten Auswirkungen auf Herzkreislauf-, Lungen- und Krebserkrankungen werden auch negative Effekte auf die kognitive Leistungsfähigkeit (Zhang et al., 2018), Kindersterblichkeit (Heft-Neal et al.,

2018) und Demenz (The Lancet Neurology, 2018) diskutiert. Als Indikator für das erhöhte Risiko durch Luftverschmutzung werden die verlorenen oder durch Krankheit beeinträchtigten Lebensjahre kumuliert über die gesamte hypothetische Lebenserwartung angegeben. Weiterhin wurden assoziierte direkte und soziale Kosten ermittelt.

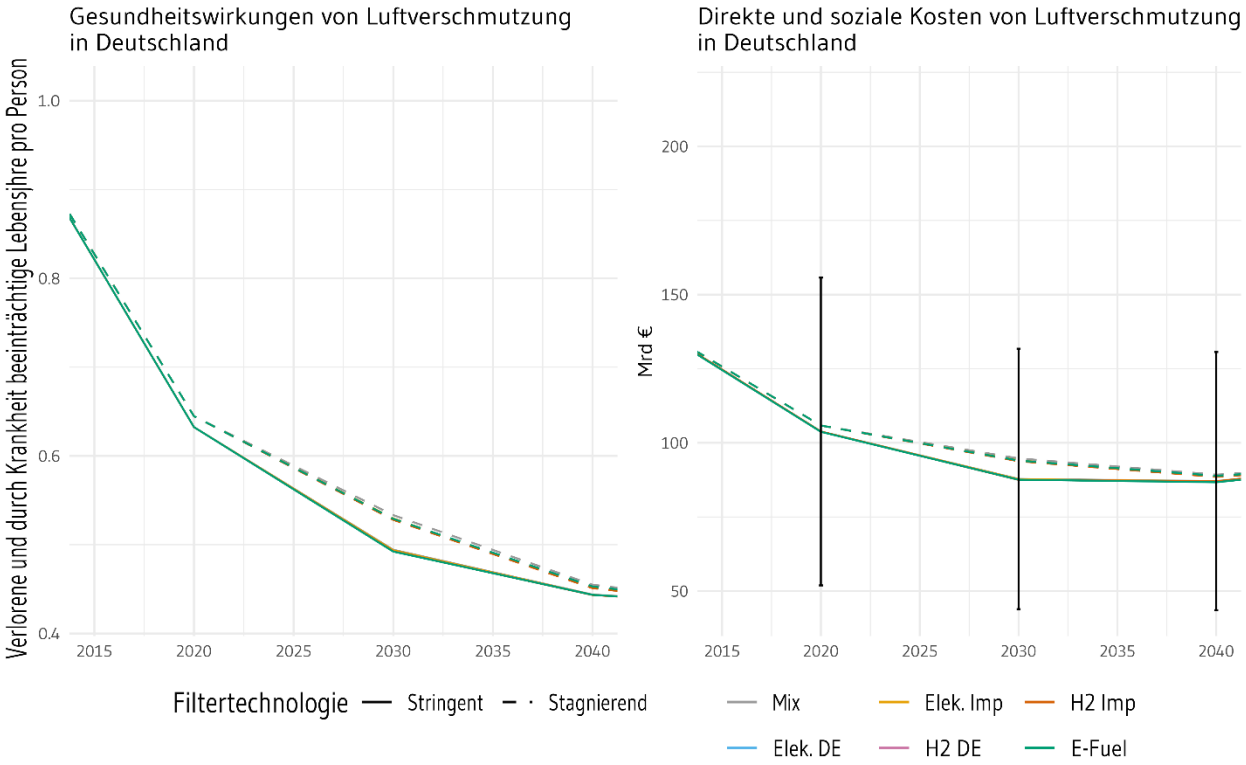


Abbildung 9.3 zeigt die Gesundheitswirkungen und sozialen Kosten der Szenarien bei angenommener stringenter und stagnierender Filtertechnologieumsetzung. Die Verringerung der Emissionen führt zu einer Senkung der Gesundheitseffekte gemessen in den zuvor erläuterten verlorenen gesunden Lebensjahren in allen Szenarien um mehr als die Hälfte auf über 0,45 Jahre pro Person in 2045 in Deutschland bei einer angenommenen Lebenserwartung von durchschnittlich 85 Jahren. Die Szenarien unterscheiden sich dabei nicht signifikant.

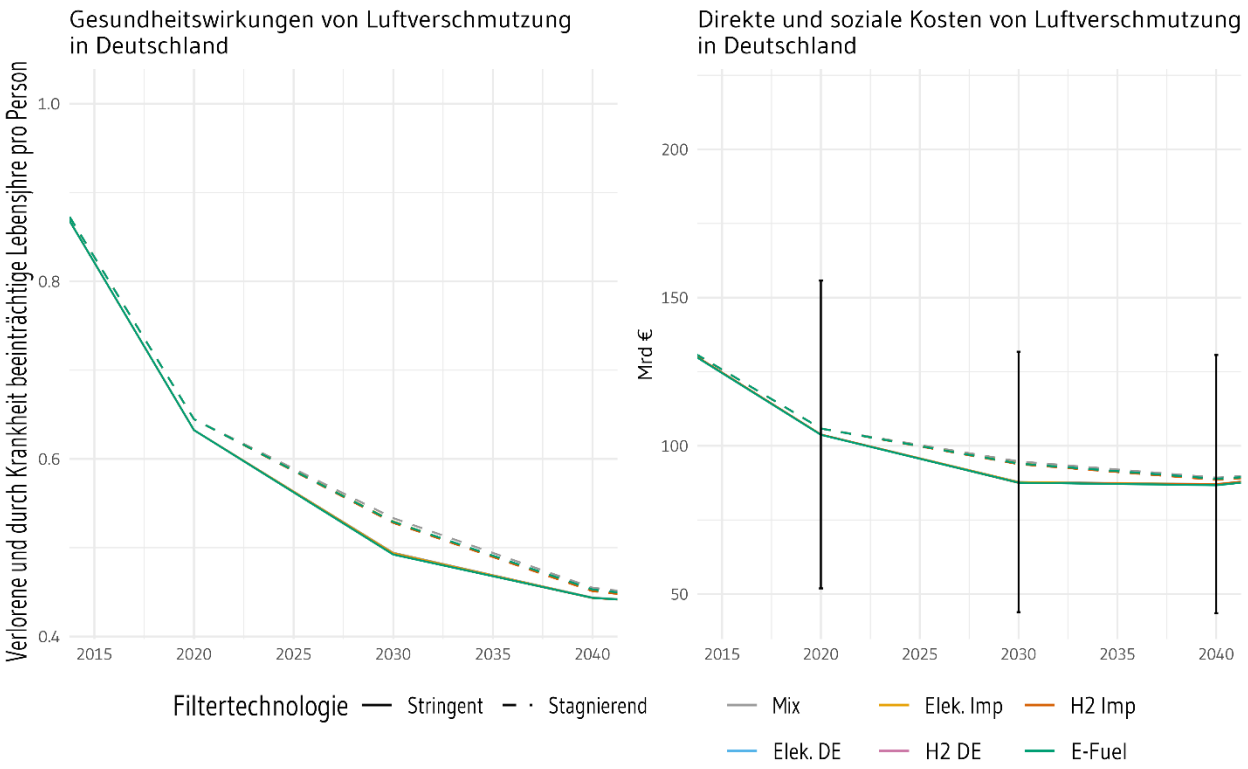


Abbildung 9.3: Gesundheitswirkungen sowie direkte und soziale Kosten durch Luftverschmutzung in Deutschland für die Fokusszenarien bei stringenter Filtertechnologieumsetzung (durchgehende Linie) und bei Fixierung der Filtertechnologie auf dem Niveau von 2010 (gestrichelte Linie). Das Konfidenzintervall bildet die Unsicherheit bei der Übersetzung der Gesundheitsschäden in Geldwerte ab.

Die Übersetzung der Gesundheitswirkungen in monetäre Schäden wirft ethische Fragen auf, ermöglicht aber eine Einordnung der sonst schwer interpretierbaren Schäden. Dazu werden direkte Kosten, welche den Arbeitsausfall durch Krankheit und Produktivitätsminderung sowie die Kosten für das Gesundheitssystem umfassen, betrachtet. Daneben werden die indirekten sozialen Kosten durch einen Ansatz der theoretischen Zahlungsbereitschaft (OECD, 2012) geschätzt, welche auf Befragungen zur Höhe der einer hypothetischen monetären Kompensation beruhen ab der Menschen bereit sind Gesundheitsschäden durch Luftverschmutzung in Kauf zu nehmen. Da die Höhe der ermittelten monetären Kompensation abhängig ist von der Wirtschaftsleistung einer Volkswirtschaft, stagnieren die sozialen Kosten trotz sinkender Gesundheitswirkungen bei

knapp unter 100 Mrd. Euro jährlich. Die Unsicherheit in den auf diese Weise ermittelten Geldwerten ist jedoch substanziell und führt zu einer Bandbreite von 40 bis 135 Mrd. Euro.

9.4.2 Gesundheitswirkungen der Mobilität

Bei den gesundheitlichen Auswirkungen des Verkehrs stehen in der Regel die direkten Effekte im Vordergrund: Verkehrsunfälle, Atemwegsprobleme durch Luftschadstoffe aus Verbrennungsmotoren und lärmbedingter Stress. Der größte Anteil an dieser Belastung, der auch weiterhin steigt, kann auf den Autoverkehr zurückgeführt werden: Das ICCT Institut schätzt die Anzahl der vorzeitigen Todesfälle durch Luftverschmutzung im Verkehr in Deutschland auf 13.000 im Jahr, zwei Drittel der Fälle werden durch Diesel Pkw verursacht (Anenberg et al., 2019). Diese Auswirkungen können durch eine Elektrifizierung der Fahrzeugantriebe vermieden werden. Eine vollständige Analyse der Gesundheitswirkungen verschiedener Flottenszenarien sollte die Wertschöpfungskette mit einbeziehen (Cox et al., 2020). Zu diesem Zweck wird das Energiesystemmodell REMIND mit einem detaillierten Transportsystemmodell (EDGE-T) gekoppelt. Die resultierenden Flottenszenarien werden mit Hilfe von Lebenszyklusanalysen auf ökologische und gesundheitliche Auswirkungen untersucht. Mit dem Energiesystemmodell werden Szenarien der zukünftigen Entwicklung des Stromsektors ermittelt. Die so ermittelten Daten des Stromsektors werden auf Prozessdaten der Lebenszyklusanalyse übertragen. Eine Beschreibung der Methodik findet sich im Appendix. Auch die Bewertung der Luftschadstoffwirkungen basiert auf Methoden der Lebenszyklusanalyse. Nicht alle Datensätze lassen eine räumliche Unterscheidung des Emissionsstandorts zu. Da die Ergebnisse in diesem Fall für die gesamte Fläche Deutschlands gemittelt werden, ist davon auszugehen, dass der Zusatznutzen durch geringere Luftschadstoffbelastungen in Ballungsräumen durch diese Analyse systematisch unterschätzt wird.

In Abbildung 9.4 werden die Gesundheitseffekte pro Fahrzeug-Kilometer für durchschnittliche Elektroautos mit denen von Verbrennerfahrzeugen auf Wirkungs- (Abbildung 9.4a, Einheit: Verlorene gesunde Lebensjahre, Disability-Adjusted Life Years, DALYs) und auf Stoffflussebene (Abbildung 9.4b) nach der ReCiPe2008 Charakterisierungsmethode verglichen. Die Gesundheitsfolgen des Klimawandels, der durch die Treibhausgase verursacht wird, werden hier nicht berücksichtigt. Als Hintergrundszenario wird für die E-Autos das Ariadne-Szenario *Elektrifizierung (inländisch)* angenommen, für die Fahrzeuge mit Ottomotor wird im Jahr 2045 zwischen konventionellem Kraftstoff im Szenario *Trend* und mehrheitlich synthetischen Kraftstoffen im Szenario *E-Fuels* unterschieden.

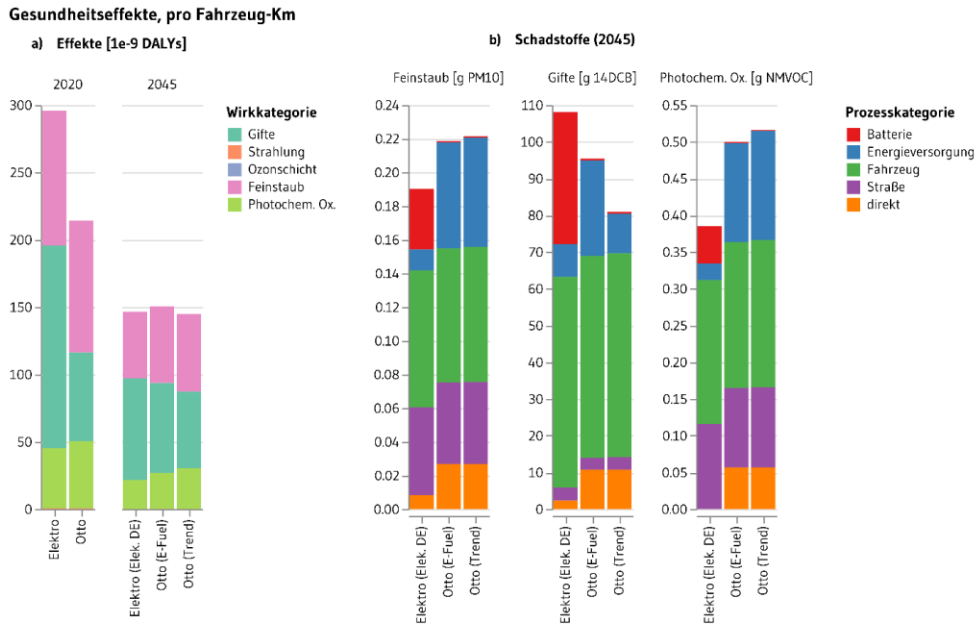


Abbildung 9.4: Gesundheitseffekte (verlorene gesunde Lebensjahre, Disability-Adjusted Life Years) von durchschnittlichen Elektrofahrzeugen und Fahrzeugen mit Ottomotor pro Fahrzeug-km in verschiedenen Ariadne-Szenarien auf a) Gesamteffekt- und b) Wirkungskategorieebene für die Jahre 2020 (nur Effekte) und 2045. Betrachtet werden Gifte, (ionisierende) Strahlung, Ozonbildung, Feinstaub und photochemische Oxidationsmittelformation (Sommersmog). Gesundheitliche Folgen von Treibhausgasemissionen sind nicht berücksichtigt.

Im Jahr 2020 überwiegen die negativen Gesundheitseffekte durch Umweltgifte bei der Erzeugung der Elektrizität für batterieelektrische Fahrzeuge (battery electric vehicle, BEV) in Kohlekraftwerken und entlang der Wertschöpfungskette bei der Herstellung von Batterien. In der Feinstaub Kategorie halten sich die (direkten) Emissionen der Fahrzeuge mit Ottomotor (OMF) und die Emissionen aus der Kohleverstromung die Waage. Für das Jahr 2045 sieht die Bilanz der BEVs vor dem Hintergrund einer erneuerbaren Stromerzeugung deutlich besser aus. Die verbleibenden Feinstaubemissionen entstehen bei der Gewinnung und der Aufbereitung von Stahl und Aluminium für den Fahrzeugbau, beim Straßenbau und bei der Batterieherstellung (auch hier fällt in erster Linie die Bereitstellung von Kobalt und Lithium für die Kathode und von Kupfer für die Anode ins Gewicht). Die OMFs der Zukunft verfügen über ausgereifte Filtertechnologien (EURO-7), dementsprechend ist der Beitrag der Abgasemissionen zur Feinstaubbelastung gering. Größer ist der Fußabdruck der Ölraffinerien und der Verbrennung der Gase bei der Ölförderung (Flaring) in der Prozesskategorie Energieversorgung. Ein ähnliches Bild zeigt sich bei den photochemischen Oxidationsmitteln (PO), die für Sommersmog verantwortlich sind. Beide Stoffflusskategorien sind mit Verbrennungsvorgängen verknüpft. In der Kategorie der Umweltgifte schlagen die höheren Materialverbräuche der BEFs vor allem bei der Batterieherstellung zu Buche. Unter

den einzelnen Prozessen leisten die größten Beiträge die Verbringung von Abfällen aus der Kupferschmelze (12 %) und der Minenabraum von Silberminen (12 %), aus denen Schadstoffe ins Grundwasser gelangen. Zwischen den beiden Szenarien mit OMF zeigt sich hier ein größerer Unterschied bei den Auswirkungen durch die Energieversorgung, der auf den hohen Stromverbrauch zur Erzeugung der synthetischen Kraftstoffe zurückzuführen ist.

In Abbildung 9.5 sind die Folgen direkter (links) und indirekter Emissionen (rechts) der deutschen Autoflotte für die Jahre 2020 und 2045 abgebildet. Die Auswirkungen aus indirekten Emissionen übersteigen die direkten Wirkungen um eine Größenordnung. In allen Szenarien verringern Filtertechnologien und zunehmende Elektrifizierung die Gesundheitseffekte durch direkte Emissionen. Während sich im Jahr 2030 noch kaum szenariospezifische Unterschiede zeigen, sind im Jahr 2045 die niedrigsten (direkten) schädlichen Auswirkungen im Szenario mit der ambitioniertesten Elektrifizierungsstrategie (*Elektrifizierung (inländisch)*) zu erwarten. Der Fußabdruck durch direkte Emissionen der Flotte mit einem synthetischen Kraftstoffanteil (58 %) in *E-Fuels* ist im Vergleich zum *Trend*-Szenario durch einen etwas höheren Elektroanteil (50 % in *Trend* gegenüber 60 % in *E-Fuels*) geringer. Bei den Gesundheitseffekten, die durch Emissionen entlang der Herstellungs-, Energiebereitstellungs- und Entsorgungskette entstehen, ist der Unterschied zwischen den Szenarien überraschend gering. Hier gleichen sich die Wirkungen durch Batterieherstellung (*Elektrifizierung (inländisch)*), die Folgen der Treibstoffbereitstellung (*Trend*) und der Fußabdruck eines höheren Strombedarfs (*E-Fuels*) in etwa aus.

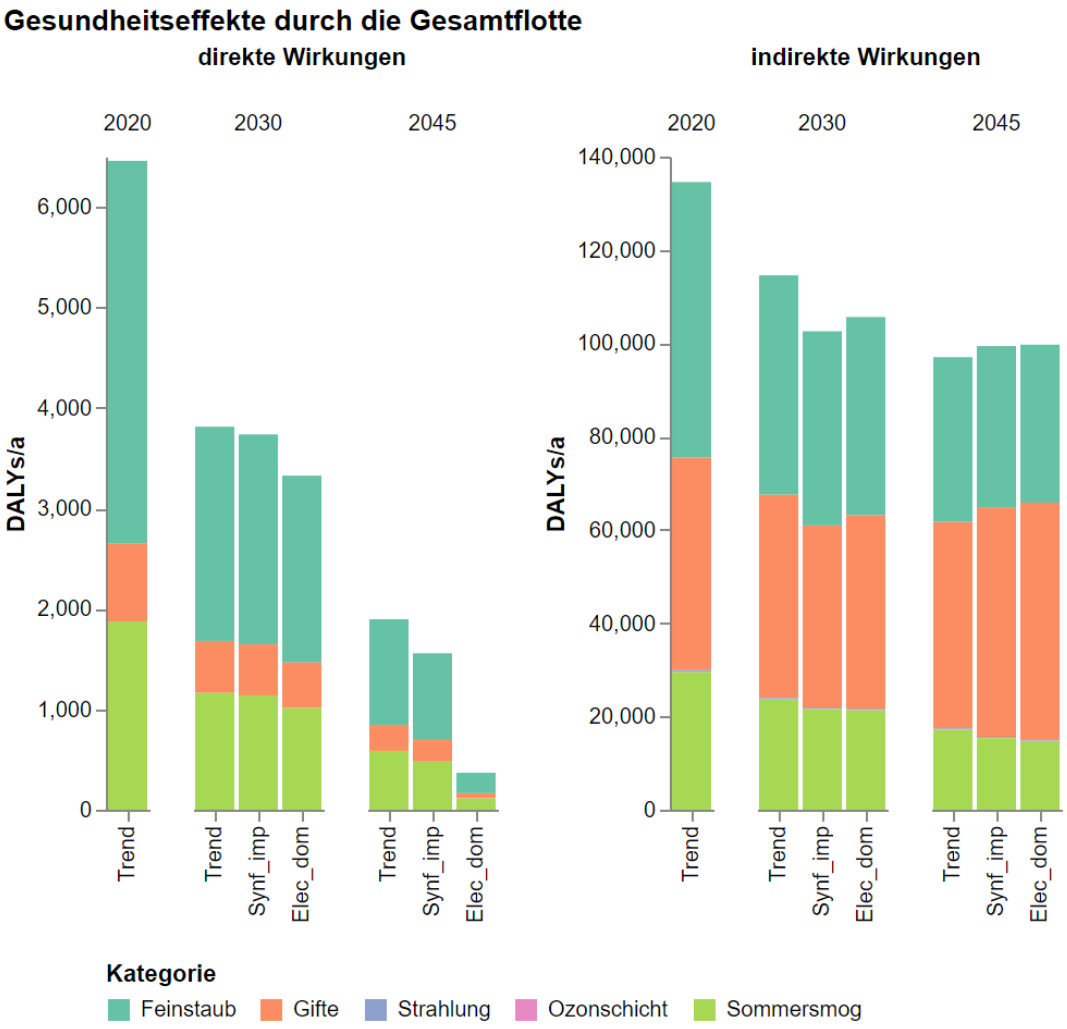


Abbildung 9.5: Verlorene gesunde Lebensjahre (DALYs) als Folge des motorisierten Individualverkehrs in Deutschland in den Jahren 2020 und 2045 für verschieden Szenarien. Unterschieden werden die Folgen direkter Emissionen auf der linken und die Folgen indirekter Emissionen auf der rechten Seite.

Die wesentliche Grundannahme, unter der diese Ergebnisse zu interpretieren sind, ist eine größtenteils unveränderte industrielle Produktionsweise. Es fließen zwar Abschätzungen zur Verbesserung von Filtertechnologien für einzelne Prozesse ein, doch werden die Prozesse an sich nicht ausgetauscht. Der Grund hierfür ist die mangelnde Datenlage hinsichtlich der Umweltbilanz zukünftiger nachhaltigerer Produktionsprozesse. In dieser Hinsicht kann von einer Verzerrung zu Lasten der materialintensiveren Elektrofahrzeuge gesprochen werden. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass die Auswirkungen, die mit der Lebenszyklusanalyse nach ISO14040 abgeschätzt werden, als linear skalierend angenommen werden. Durch großen zusätzlichen Ressourcenbedarf können allerdings überproportionale Schäden entstehen. Außerdem nicht berücksichtigt werden gesellschaftliche Auswirkungen, die durch problematische Geschäftspraktiken in Ländern mit nicht ausreichender Regulierung entstehen (zum Beispiel bei der Kobaltförderung im

Kongo) oder durch Übernutzung knapper Ressourcen (zum Beispiel bei der Förderung von Lithium in Chile) (Frischknecht, 2012).

Des Weiteren werden nicht in allen Datensätzen die Emissionen in Stadt und Land unterschieden. Dies führt zu einer systematischen Unterschätzung der Auswirkungen der direkten Emissionen, welche oft in dicht besiedelten Räumen stattfinden. Umgekehrt werden die Auswirkungen der Emissionen einiger Prozesse (z. B. zur Rohstoffgewinnung), die in abgelegenen Gebieten stattfinden, überschätzt.

Aus diesen Resultaten können die folgenden Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Die verschiedenen Antriebsoptionen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer gesamten (globalen) schädlichen Auswirkung auf die menschliche Gesundheit im Sinne von verlorenen Lebensjahren nicht wesentlich, da Differenzen bei den direkten Emissionen durch Unterschiede in den indirekten Emissionen ausgeglichen werden.
- Über alle Szenarien hinweg gehen die direkten Emissionen zurück, die geringsten Gesundheitswirkungen aus dem direkten Betrieb finden sich im Szenario mit einem hohen Anteil an batterieelektrischen Fahrzeugen.
- Schäden durch Ressourcenabbau, Metallherstellung und Verarbeitung in produzierenden Ländern sind vergleichbar in allen Szenarien.
- Bei konventionellen Fahrzeugen mit synthetischen Kraftstoffen gleicht die Gesundheitsbelastung durch den Stromverbrauch zur Herstellung der Kraftstoffe etwa den Gesundheitswirkungen aus der Bereitstellung fossiler Kraftstoffe.

Zur Verbesserung der Umweltbilanz der Pkw-Flotte legen die Ergebnisse nahe, die aus Sicht des Klimaschutzes notwendige Förderung klimafreundlicher und effizienter Elektromobilität mit einer strengen Regulierung der Produktionsprozesse und der Rohstoffgewinnung in der Lieferkette zu kombinieren (siehe auch Öko-Institut (2017)). Die Ergebnisse unterstreichen auch die Notwendigkeit, die Verkehrswende über die Antriebswende hinaus zu denken: Ein Rückgang des motorisierten Individualverkehrs und des Fahrzeugbestandes durch eine Verlagerung auf öffentliche Verkehrsmittel und Fahrräder mindert auch die Umweltwirkungen der Produktionsprozesse.

9.5 Kritische Materialien für die Energiewende

Erneuerbare Energien benötigen im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken mehr und vielfältigere Metalle/Materialien (Watari et al., 2018; Zepf et al., 2014); die Materialanforderungen für Elektrofahrzeuge sind ein seit Jahren diskutiertes Thema (Kushnir and Sandén, 2012; Ziemann et al., 2013). Die Problematik der Materialverfügbarkeit ist also nicht grundlegend neu und wird bereits auf nationaler sowie internationaler Ebene erforscht und kontrolliert (European Commission, 2020; Marscheider-Weidemann et al., 2021; Watari et al., 2020).

Im Zuge dieser Analyse soll aufgezeigt werden, welche Metalle/Materialien für Deutschland kritisch sind bzw. werden können und welche Möglichkeiten zur Abschwächung der Materialproblematik bestehen. Betrachtet werden die Entwicklung des spezifischen Bedarfs (zum Beispiel pro kW installierte Leistung oder pro kWh Speicherkapazität) für 26 Materialien und über 50 Technologien in verschiedenen Technologieklassen im Zeitraum bis 2045 sowie Subtechnologieroadmaps, welche zu einem höheren (*RM1*) bzw. niedrigeren (*RM2*) Materialbedarf führen. Eine detailliertere Beschreibung der Subtechnologieroadmaps befindet sich im Anhang.

Die Kritikalität bezieht sich dabei ausschließlich auf die geologischen Beschränkungen (Lagerstätten und Produktionskapazitäten) der einzelnen Materialien. Faktoren wie beispielsweise geopolitische Risiken aufgrund der Lage der Abbaustätten werden nicht berücksichtigt.

Zur Abschätzung der Kritikalität der einzelnen Materialien wird der kumulierte Bedarf mit globalen Werten für Ressourcen[27] und Reserven[28] des jeweiligen Materials abgeglichen, die über den deutschen Anteil am globalen BIP auf Deutschland heruntergerechnet wurden. Beim Vergleich des Bedarfs mit Reserven und Ressourcen muss beachtet werden, dass diese Größen dynamisch z. B. von den Weltmarktpreisen und Fortschritten im Bereich der Abbautechnologien abhängen und somit keine fixen Grenzen für den Materialbedarf darstellen. Eine detailliertere Beschreibung der Methodik befindet sich im Anhang.

Anhand des Abgleichs des Bedarfs aller 26 Materialien mit den Deutschland zugeordneten Reserven und Ressourcen konnten insbesondere sechs Materialien (Kobalt, Dysprosium, Iridium, Lithium, Nickel und Vanadium) als potenziell kritisch identifiziert werden.

[27] Ressourcen = Eine Konzentration von natürlich vorkommendem festen, flüssigen oder gasförmigen Material in oder auf der Erdkruste in einer solchen Form und Menge, dass die wirtschaftliche Gewinnung eines Rohstoffs aus der Konzentration derzeit oder potenziell möglich ist (U. S. Geological Survey, 2020).

[28] Reserven = Der Teil der Ressourcen, der zum Zeitpunkt der Bestimmung wirtschaftlich abgebaut oder gefördert werden könnte. Der Begriff "Reserven" setzt nicht voraus, dass die Förderanlagen vorhanden und in Betrieb sind (U. S. Geological Survey, 2020).

In Abbildung 9.6 ist der kumulierte Bedarf der Jahre 2015 – 2045 für die verschiedenen Szenarien und die beiden Roadmaps auf Basis von REMIND-Szenarienergebnissen dargestellt. Dabei sind die verschiedenen Technologieklassen, in denen die Materialien benötigt werden, farblich differenziert.

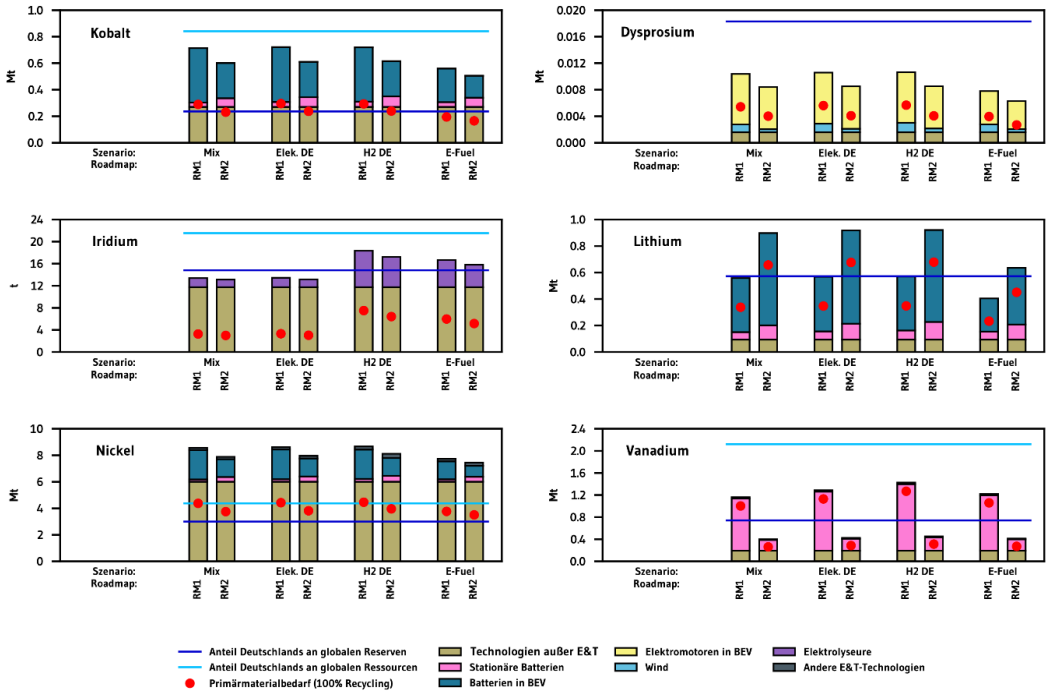


Abbildung 9.6: Kumulierter Bedarf (2015-2045) ausgewählter Materialien nach Technologieklassen, Primärmaterialbedarf insgesamt, sowie ggf. Vergleich mit dem Deutschland zugeordneten Anteil an globalen Reserven und Ressourcen (hell- und dunkelblaue Linie). Der rote Punkt kennzeichnet jeweils den Primärmaterialbedarf, das heißt die Menge, die abgebaut werden muss, selbst wenn 100 % der Materialien nach der Lebenszeit der Technologien wieder recycelt und dem System zugeführt werden.

Anhand der Ergebnisse in Abbildung 9.6 wird ersichtlich, dass sich der Bedarf an kritischen Materialien in allen betrachteten Szenarien in einem vergleichbaren Rahmen bewegt. Insbesondere Kobalt, Dysprosium, Lithium und Nickel werden in erster Linie für die Elektrifizierung des Transportsektors benötigt, die in allen Szenarien in einem ähnlichen Ausmaß erfolgt. Treiber für den Bedarf sind in erster Linie Batterien im Verkehrssektor (Kobalt, Nickel, Lithium) und Elektromotoren (Dysprosium). Auffällig ist allerdings, dass die Roadmap-Auswahl für Lithium einen gegenläufigen Effekt zu Kobalt und Nickel hat. Das bedeutet, dass der Einsatz von Batterietechnologien für den Verkehr, die nur einen geringen Kobalt- bzw. Nickelgehalt aufweisen, zwar Engpässe bezüglich Kobalt und Nickel reduzieren kann, dies jedoch durch einen höheren Bedarf an Lithium erkauft wird – und umgekehrt. Andere Anwendungen im Energiesektor sind stationäre Batterie-

speicher (Kobalt, Vanadium) und Permanentmagnete für Windkraftanlagen (Dysprosium). Vanadium reagiert auch sehr stark auf die Roadmap-Auswahl, das heißt die Frage, welche Batterietypen im stationären Bereich eingesetzt werden. In *RM1*, in der Vanadium-Redox-Flow Batterien einen Marktanteil von ca. 30 % im stationären Segment im Jahr 2045 aufweisen, werden die Reserven für alle Szenarien deutlich überschritten. Etwas anders gelagert ist der Fall von Materialien wie Iridium, die in erster Linie für Technologien im Wasserstoffsektor notwendig sind. Der Bedarf an Iridium (insbesondere für Elektrolyseure) liegt in denjenigen Szenarien, in denen größere Menge an Wasserstoff entweder für die direkte Nutzung oder als Ausgangsbasis für synthetische Kraftstoffe benötigt werden (*Wasserstoff (inländisch)* und *E-Fuels*), deutlich über den Szenarien, in denen Wasserstoff nur eine untergeordnete Rolle spielt (*Technologiemix* und *Elektrifizierung (inländisch)*). Kobalt, Iridium und Nickel haben einen nicht zu vernachlässigenden Bedarf für Anwendungen jenseits der Energie- und Transportsektoren (zum Beispiel als Legierungsmetall).

Bei allen Materialien kann ein ambitioniertes Recycling den Primärmaterialbedarf deutlich reduzieren. Jedoch übersteigt der kumulierte Materialbedarf je nach Roadmap die Deutschland zugeordneten Reserven im Falle von Kobalt, Iridium, Lithium und Vanadium, und sogar die Ressourcen im Falle von Nickel. Lediglich bei Dysprosium erreicht der kumulierte Bedarf in 2045 ca. die Hälfte der Deutschland zugeordneten Reserven. Die Verhältnisse würden sich drastisch ändern, wenn die Anteile an Ressourcen und Reserven anders verteilt werden. Eine Verteilung z. B. nach dem Anteil Deutschlands an der Weltbevölkerung führt zu „deutschen" Reserven und Ressourcen, die ca. um einen Faktor drei niedriger liegen als im Falle einer Verteilung nach Bruttoinlandsprodukt (BIP). Die hier angenommene Verteilung stellt daher eher einen für Deutschland günstigen Fall dar.

In Abbildung 9.7 ist der jährliche Bedarf der einzelnen Materialien für die Jahre 2020 – 2045 in den jeweiligen Szenarien abgebildet. Die dargestellten Bandbreiten ergeben sich dabei aus den Unterschieden der beiden verwendeten Roadmaps. Dieser Materialbedarf kann durch Primärmaterial oder – falls vorhanden – recyceltes Material gedeckt werden. Anhand der Ergebnisse in Abbildung 9.7 wird ersichtlich, dass der jährliche Bedarf der einzelnen Materialien bis ca. 2035 stark ansteigt. Danach stabilisiert sich der Bedarf auf einem höheren Niveau. Ausnahmen bilden hierbei Dysprosium und Vanadium, die nach 2035 einen Bedarfsrückgang verzeichnen. Je nach Roadmapauswahl steigt der Lithiumbedarf ab 2040 noch einmal signifikant an, während der Kobaltbedarf abnimmt. Dies ist bedingt durch den Einsatz lithiumreicher, kobaltarmer Batterien im Verkehrssektor in *RM2*. Im Falle von Kobalt, Dysprosium, Lithium und Nickel ist der Treiber in erster Linie der schnelle Ausbau einer elektrifizierten Fahrzeugflotte. Der Iridium-Bedarf spiegelt

den Aufbau einer H_2-Infrastruktur wider. Der Vanadiumbedarf hängt stark davon ab, inwieweit Vanadium-Redox-Flow-Batterien als Kurz-Mittelfrist-Speicher zum Einsatz kommen.

Die Analyse zeigt, dass es unabhängig von der technischen Transformationsstrategie in Zukunft bei den meisten hier untersuchten Materialien zu Engpässen kommen kann. Ursache ist dabei die zum Teil deutlich steigende Nachfrage bei denjenigen Energie- und Verkehrstechnologien (Batterien, Permanentmagnete in Elektromotoren und Windkraftanlagen, Elektrolyseure), die einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten können. In den nachfolgenden Abschnitten werden Möglichkeiten erläutert, wie diese Engpässe potenziell abgeschwächt werden können.

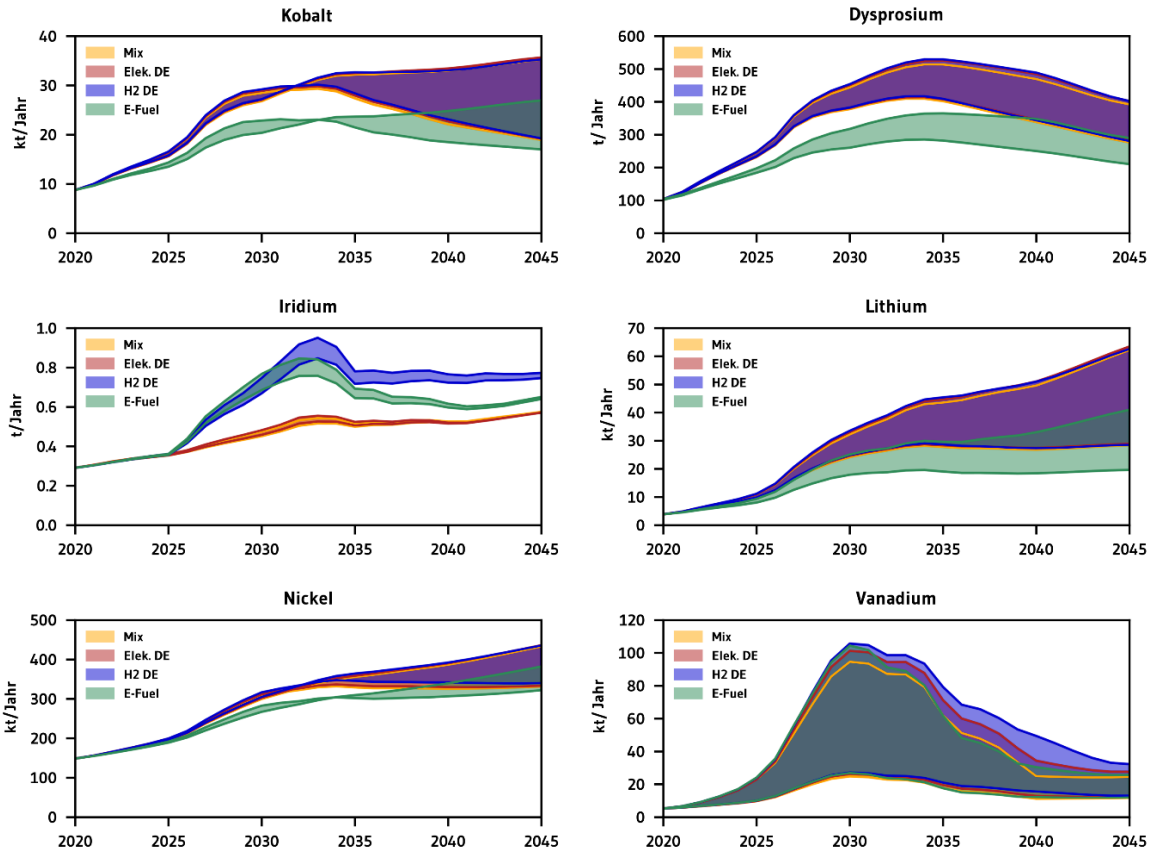


Abbildung 9.7: Jährlicher Bedarf (2020-2045) ausgewählter Materialien pro Szenario. Die dargestellten Bandbreiten der Ergebnisse reflektieren den unterschiedlichen Bedarf in den beiden Subtechnologie-Roadmaps (RM1 und RM2).

Reduktion der Nachfrage im Transportsektor: Durch den Ausbau des öffentlichen Nahverkehrs (insofern er einen Verzicht auf das eigene Autos ermöglicht), den Ausbau von Car-Sharing-Konzepten und den Ausbau der Radinfrastruktur könnte der Fahrzeugbedarf in Deutschland und da-

mit einhergehend der Materialbedarf reduziert werden. Ein zusätzlicher Hebel wäre eine Reduzierung der durchschnittlichen Fahrzeug- und insbesondere Batteriegröße, sowie ggf. höhere Marktanteile von Plug-in-Hybriden mit geringerer elektrischer Reichweite und kleinerer Batterie als reine BEVs.

Steigerung der Materialeffizienz: In der Kalkulation des Gesamtbedarfs sind bereits Annahmen zur Senkung des spezifischen Materialbedarfs einberechnet. Durch entsprechende Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten muss ermöglicht werden, dass die hier unterstellte Reduktion des spezifischen Bedarfs der einzelnen Materialien in den relevanten Technologien auch realisiert werden kann.

Recycling: Recycling ist langfristig unumgänglich, um zu verhindern, dass immer neue Lagerstätten erschlossen und ausgebeutet werden müssen, die ggf. zu sehr hohen Kosten und nur mit erhöhter Umweltbelastung zu erschließen sind. Der Aufbau von Recycling-Anlagen benötigt allerdings eine lange Vorlaufzeit. Daher ist die rasche Entwicklung von Recycling-Strategien und ein entschlossener Aufbau der entsprechenden Infrastrukturen erforderlich. Zudem sollten die Technologien, soweit möglich, so aufgebaut werden, dass das Recycling der kritischen Materialien möglichst einfach zu bewerkstelligen ist.

Erschließung neuer Lagerstätten und deutlicher Ausbau der Produktionskapazitäten nötig: Im globalen Kontext führt der zu erwartende deutliche Anstieg des Bedarfs der hier untersuchten Materialien dazu, dass aktuelle Produktionskapazitäten deutlich ausgebaut und neue Lagerstätten erschlossen werden müssen. Diese Herausforderungen sind absehbar und lassen sich, wie erwähnt, auch nicht durch eine bestimmte technische Transformationsstrategie des Energiesystems (z. B. direkte Elektrifizierung vs. H_2 vs. E-Fuels) umgehen.

9.6 Landnutzung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien (PV und Wind) wird sich auf die Flächennutzung in Deutschland auswirken. Außerdem spielt die Anbaubiomasse eine entscheidende Rolle im Energiesektor (aktuell: 7,3 % der Fläche Deutschlands), weil sie unter anderem in der Produktion von emissionsarmen Kraftstoffen eingesetzt wird und in Bioenergiekraftwerken mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung (BECCS) benutzt werden kann. Ein steigender Flächenbedarf[29] im Energiesektor würde mit der Landwirtschaft konkurrieren, und dieser Nutzungskonflikt könnte durch die

[29] Der Flächenbedarf wird definiert als die konkrete Flächeninanspruchnahme je Leistungseinheit, sowie die spezifischen Raumwirkungen, die die Landnutzung für andere Zwecke qualitativ beschränken (Peters et al., 2015).

Auswirkungen des Klimawandels auf die landwirtschaftliche Produktivität noch verschärft werden. Aus diesem Grund ist es wichtig zu verstehen, wie sich der gesamte Flächenbedarf für den Energiesektor entwickelt und welche Risiken damit verbunden sind.

Um die Szenarien anhand des aus der Dekarbonisierung resultierenden Flächenbedarfs zu vergleichen, werden aktuelle und prognostizierte Flächenbedarfskoeffizienten aus der Literatur verwendet (Bons et al., 2019; Kelm et al., 2019). Zuerst wird der Flächenbedarf für Anbaubiomasse zur energetischen Nutzung betrachtet, da er aktuell im Energiesektor am größten ist. Danach wird der von Wind- und PV-Kraftwerken in Deutschland verursachte Flächenbedarf analysiert. Der Fokus liegt auf diesen zwei Technologien, da sie eine wichtige Rolle in der erneuerbaren Stromerzeugung spielen. Abbildung 9.8 stellt den gesamten Flächenbedarf von Anbaubiomasse, Solar- und Onshore-Windanlagen in Deutschland in Bezug auf die Gesamtfläche Deutschlands für die Jahre 2020, 2030 und 2045 und für alle betrachteten Szenarien dar.

Der zukünftige Flächenbedarf der Anbaubiomasse lässt sich schwer abschätzen, da er von verschiedenen Faktoren abhängt. Dazu zählen physiologische und ökologische Faktoren (Entwicklung der Bodenqualität, der Biodiversität und der Wasserverfügbarkeit), technische Faktoren (technologischer Fortschritt zur Erhöhung des Ertrags), und wirtschaftliche und politische Faktoren (Wirtschaftlichkeit und Konkurrenz mit anderen landwirtschaftlichen Aktivitäten). Deswegen wurden Abschätzungen des Flächenbedarfs und des Primärenergieertrags aus einer aktuellen, detaillierten Studie des Deutschen Biomasseforschungszentrums (Thrän et al., 2019) entnommen. Diese Studie hat drei Pfade untersucht: eine konstante Entwicklung des Flächenbedarfs für Anbaubiomasse bei 2,6 Mio. ha (davon 2,35 Mio. ha für die energetische Nutzung in 2015), eine Senkung auf 1 Mio. ha, oder ein Anstieg auf 4 Mio. ha bis 2050. Welcher Pfad relevant ist, hängt von den politischen Vorgaben zur gewünschten Anbaufläche ab. Angesichts der bereits erwähnten Risikofaktoren wird im Folgenden angenommen, dass in 2050 nur eine Million Hektar für die Anbaubiomasse zur Verfügung stehen. Somit können in allen untersuchten Szenarien etwa 379 PJ pro Jahr in 2030 bzw. 303 PJ pro Jahr in 2045 Primärenergie aus der Anbaubiomasse in Deutschland bereitgestellt werden. Unter diesen Annahmen sinkt der Anteil des Flächenbedarfs für Anbaubiomasse zur energetischen Nutzung von 6 % der Fläche Deutschland in 2020 auf 2,8 % in 2045 (bzw. von 12 % auf 5,9 % der landwirtschaftlichen Flächennutzung). Das setzt eine Ertragssteigerung von 65 % zwischen 2020 und 2045 voraus, die durch verbessertes Landmanagement und den Umstieg auf mehrjährigen Kulturen mit höheren Erträgen (wie Miscanthus) möglich ist (Thrän et al., 2019). Nichtsdestotrotz stellen der Klimawandel, die Bodendegradation,

der Biodiversitätsverlust, die Wasserkonkurrenz, die Energie- und Rohstoffverknappung und der nichtnachhaltige Konsum Risikofaktoren dar (Fehrenbach et al., 2017).

Ähnlich zu Fehrenbach et al. (2017) wird der Biomasse aus Reststoffen kein Flächenbedarf zugerechnet. Ihr Beitrag schwankt zwischen 884 PJ pro Jahr in 2020 und 889 PJ pro Jahr in 2045. Die Biomasse (sowohl aus Reststoffen als auch aus Anbau) dient zur Nutzung fester Biomasse, die 39,8 % der Nachfrage in 2030 ausmacht, gefolgt von der Herstellung von flüssigen Kraftstoffen (39,6 %) und Biomasseverstromung (12,7 %). In 2045 dient die Biomasse fast ausschließlich zur Herstellung von flüssigen Kraftstoffen (83,5 % der Nachfrage). Außerdem gewinnen die BECCS-Technologien im gleichen Zeitraum an Signifikanz, da ihr Anteil im Primärenergiebedarf von 6,6 % auf 63,8 % steigt (heute wird die Technologie nicht eingesetzt).

Im Folgenden wird die direkte Nutzfläche für Windparks und PV- Freiflächenanlagen betrachtet. Die Flächenbedarfskoeffizienten für Windparks beinhalten sowohl den Flächenbedarf für Fundamente als auch die Fläche zwischen Windkraftanlangen. Eine Voruntersuchung mittels Lebenszyklusanalyse des indirekten Flächenbedarfs, zum Beispiel für die notwendige Straßeninfrastruktur oder den Bergbau, hat gezeigt, dass dieser vernachlässigbar ist (<10 %). Aus Abbildung 9.8 lässt sich zuerst herauslesen, dass der Flächenbedarf von Wind und PV im Gegensatz zur Anbaubiomasse steigen wird, so dass sich der gesamte Flächenbedarf bis 2045 wenig ändert. Die Szenarien unterscheiden sich kaum in 2030. Der abgeschätzte Flächenbedarf für Wind und PV liegt bei 7000 km², also ca. 2 % der Fläche Deutschlands, und wird hauptsächlich von Onshore-Wind beansprucht. Der dargestellte Flächenbedarf durch Photovoltaik wird ausschließlich durch Freiflächenanlagen verursacht (37,5 % der installierten Photovoltaikkapazität), weil Dachflächenanlagen nicht zum Flächenbedarf beitragen. In allen Szenarien steigt die installierte Kapazität von Wind und Solar bis 2045 sehr stark (Onshore-Wind: +86 %, Solar: +56 % gegenüber 2030 im Szenario *Technologiemix*), jedoch verbessern sich auch die Effizienz und der spezifische Flächenbedarf pro Leistungseinheit, so dass sich die gesamte Nutzfläche auf ca. 2,5 - 4.5 % beziffert (+54 % Flächenbedarf gegenüber 2030 im Szenario *Technologiemix*). Verglichen mit 2020 entspricht dies einem Anstieg von +334 % im Szenario *Technologiemix*. Am höchsten ist der Flächenbedarf im Szenario *Wasserstoff (einheimisch)*. Jedoch ignoriert diese Darstellung den Flächenbedarf durch Importe von Biomasse, Strom, Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe, wodurch die Szenarien, die eine inländische Versorgung vorsehen, im Nachteil sind. Andererseits findet dieser Flächenbedarf außerhalb Deutschlands statt und ist somit für die innenpolitische Diskussion um den Flächenbedarf in Deutschland weniger relevant.

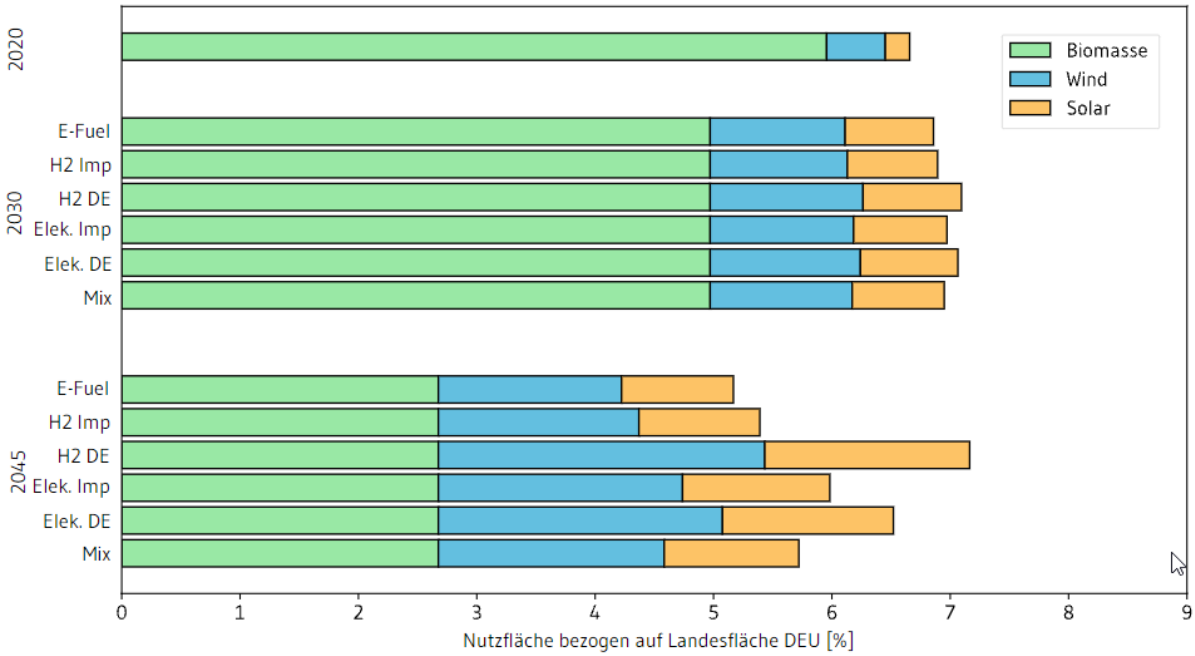


Abbildung 9.8: Gesamter Flächenbedarf von Biomasseanbau, Solar- und Onshore-Windanlagen in Deutschland bezogen auf die Landesfläche Deutschlands für die Jahre 2020, 2030 und 2045 und für alle betrachteten Szenarien.

Der Hochlauf der erneuerbaren Energien aus Wind und PV führt zu einer deutlichen Erhöhung des Flächenbedarfs von heute 0,7 % auf über 3 % der Gesamtfläche von Deutschland. Jedoch schließt die Solar- und Windenergienutzung weitere Flächennutzungen nicht aus (Peters et al., 2015; Wirth, 2021). Die Räume mit Windenergienutzung können sowohl landwirtschaftlich als auch gewerblich genutzt werden, da das Fundament, die Kranstellfläche und die Zuwegung zu den Windturbinen nur einen Bruchteil des Flächenbedarfs dauerhaft beanspruchen (ca. 5 %, je nach Turbinengröße). Agriphotovoltaikanlagen ermöglichen die gleichzeitige Nutzung der Flächen für die Landwirtschaft und die Energiegewinnung, und können in manchen Fällen sogar den landwirtschaftlichen Ertrag erhöhen (Wirth, 2021). Im Vergleich zur Biomasse aus nachwachsenden Rohstoffen zur Stromherstellung sind Agriphotovoltaikanlagen bis zu 32-mal flächeneffizienter (Wirth, 2021). Darüber hinaus können schwimmende Photovoltaikanlagen in Wasserreservoiren installiert werden und damit Fläche auf dem Land sparen und Verluste durch Verdunstung reduzieren.

Der produzierte Strom aus Wind und PV wird zum Teil zur Herstellung von Wasserstoff und sonstigen synthetischen Kraftstoffen verwendet. Je nach Szenario unterscheiden sich die Anteile der Endenergiekraftstoffe und somit auch ihre entsprechenden Flächenverbräuche. Fügt man den Flächenbedarf durch Importe hinzu (zum Beispiel aus grünem Wasserstoff aus Spanien), ergibt

sich eine neue Reihenfolge der Szenarien bezüglich ihrer Umweltwirkungen in Abbildung 9.9. Tendenziell fällt der Flächenbedarf in den Szenarien mit Fokus auf importierten synthetischen Kraftstoffen und Wasserstoff am höchsten aus, da die Transformationskette zur Herstellung von Wasserstoff bzw. von synthetischen Kraftstoffen niedrigere Effizienzen als die direkte Elektrifizierung aufweisen. Die Importe verlagern den Flächenbedarf ins Ausland und beanspruchen ca. 0,3 – 1,1 Mio. ha, was ungefähr 0,7 – 3 % der Landesfläche Deutschlands entspricht.

Die Differenz zwischen Szenarien mit Fokus auf einheimischer Produktion bzw. auf Importen lässt sich durch die Modellannahmen erklären. Das REMIND-Modell schätzt die Importe unabhängig von der Herkunft ab. In der aktuellen Berechnung wird davon ausgegangen, dass diese Energie in anderen Ländern produziert wird, wo das Verhältnis zwischen Wind und PV-Kapazitäten ähnlich zu Deutschland ist, und wo die Flächenbedarfskoeffizienten pro Einheit Energie lediglich 5 % niedriger sind. Jedoch ist es durchaus möglich, aus Ländern zu importieren, die bessere Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energien als Deutschland aufweisen, was zu einer deutlich besseren Flächeneffizienz führen kann.

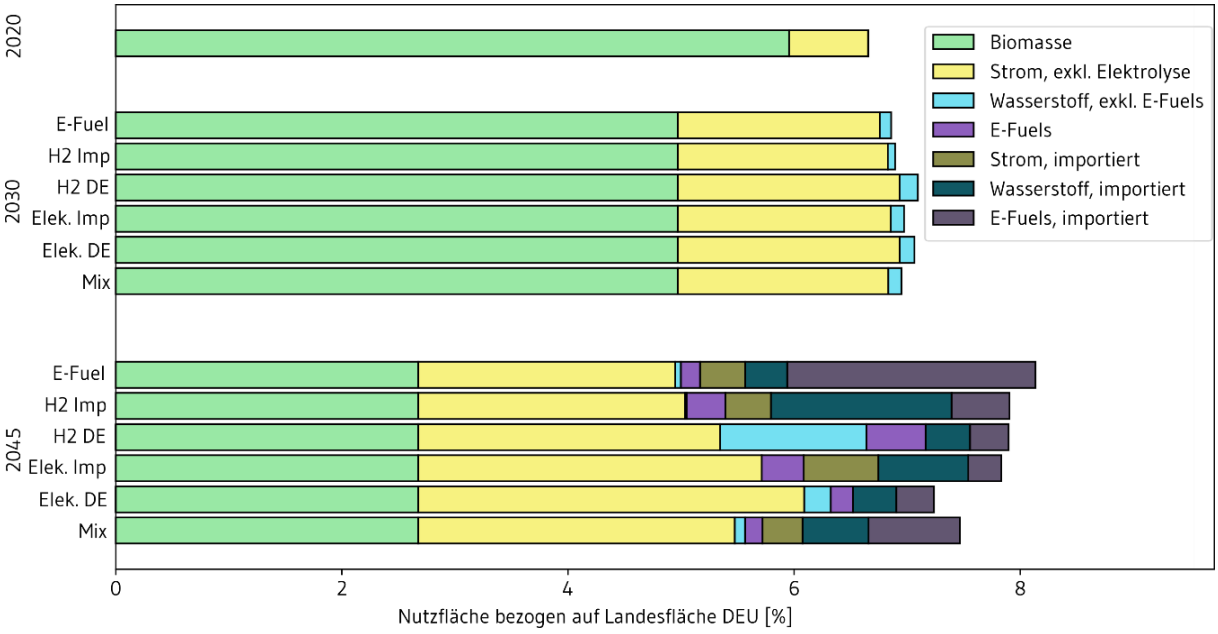


Abbildung 9.9: Gesamter Flächenbedarf weltweit von Anbaubiomasse, Strom (aus Wind und PV), Wasserstoff (aus Elektrolyse) und synthetischen Kraftstoffen bezogen auf die Landesfläche Deutschlands für die Jahre 2020, 2030 und 2045 und für alle betrachteten Szenarien.

Beim Vergleich der spezifischen Flächenbedarfe (in km² pro Einheit Sekundärenergie in TWh) in Abbildung 9.10 bestätigt sich die Erkenntnis, dass die Strombereitstellung am effizientesten ist (11,6 km²/TWh für Wind Onshore und 14 km²/TWh für PV in 2045 im Szenario *Technologiemix*),

gefolgt von Wasserstoffbereitstellung (13,9 km²/TWh in 2045) und der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen (19,2 km²/TWh). Der spezifische Flächenbedarf für die Sekundärenergie aus Wind, PV und Anbaubiomasse liegt aber deutlich höher bei 20,4 km²/TWh, weil die Anbaubiomasse trotz Ertragssteigerungen einen spezifischen Flächenbedarf von 203,6 km²/TWh in 2045 aufweist.

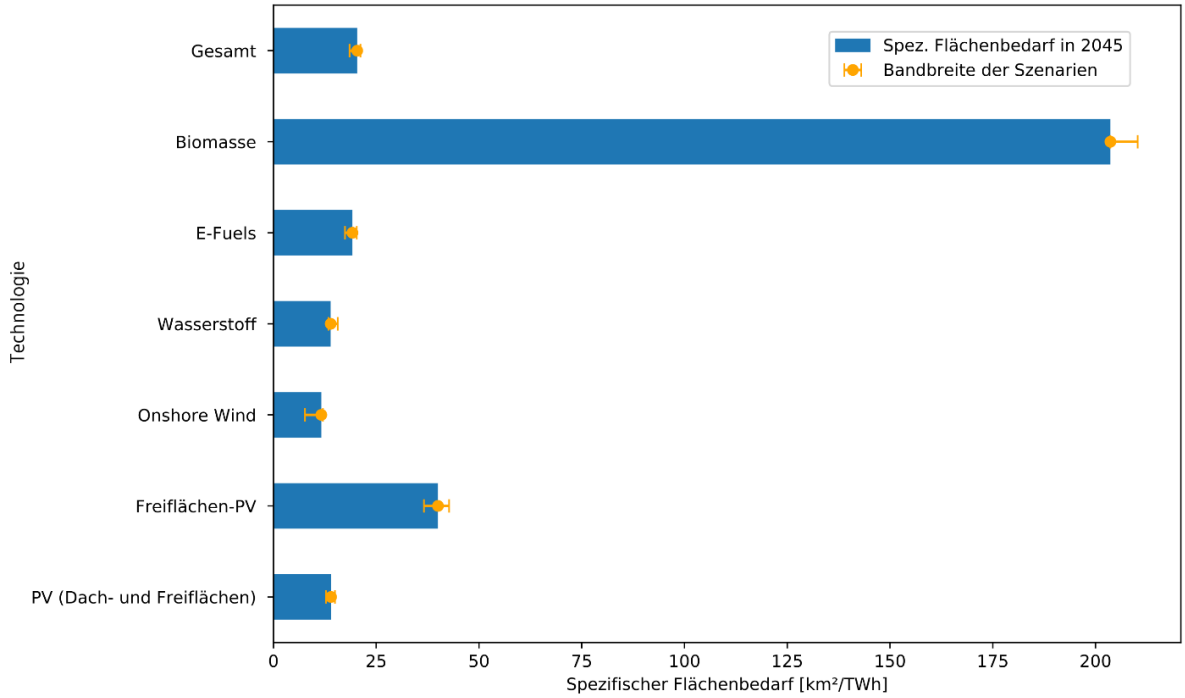


Abbildung 9.10: Spezifischer Flächenbedarf der verschiedenen Technologien im Jahr 2045 für das Technologiemix-Szenario. Die orangen Linien zeigen szenarienbezogene Bandbreiten (Elektrifizierung (inländisch), Elektrifizierung (Import), Wasserstoff (inländisch), Wasserstoff (Import), E-Fuels).

Aus dieser Analyse lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

Die Energiewende hat eine deutliche Auswirkung auf die Flächennutzung in Deutschland: Trotz des steigenden Flächenbedarfs von Wind und Solar in Deutschland von heute 0,7 % auf über 3 % in 2045, könnte die Einschränkung des Biomasseanbaus auf 1 Mio. ha in 2050 dazu führen, dass der gesamte Flächenbedarf aus erneuerbaren Energien sinkt. Je nach Technologiepfad ändert er sich von 2,4 Mio. ha (6,7 % der Landesfläche Deutschlands) zu 1,8 – 2,6 Mio. ha (5,2 – 7,2 %). Der Anstieg ist durch den wachsenden Strombedarf getrieben, dazu kommen zusätzliche Belastungen für die Bereitstellung von Wasserstoff und E-Fuels von ca. 0,4 % bis über 2,3 % je nach Technologiepfad. Zusätzlich beanspruchen Importe von Strom, Wasserstoff und E-Fuels Flächen im Ausland, die 0,7 – 3 % der Landesfläche Deutschlands entsprechen.

Unsicherheit beim Flächenbedarf durch Biomasse: Der prognostizierte Flächenbedarf durch nachwachsende Rohstoffe zur Energiegewinnung setzt politische Vorgaben zur Einschränkung des Sektors auf 1 Mio. ha in 2050 voraus sowie eine Verbesserung des Ertrags durch den Umstieg auf mehrjährigen Kulturen. Zu diesen Annahmen kommen Unsicherheiten wegen des Klimawandels und des Konsumverhaltens der Gesellschaft, die diese Entwicklung gefährden können. Manche Risikofaktoren (z. B. die Bodendegradation, Biodiversitätsverlust, die Wasserkonkurrenz mit anderen Sektoren) können auf nationaler Ebene bekämpft werden, um den Ertrag aus der Landwirtschaft aufrecht zu erhalten. Die Einhaltung dieser Rahmenbedingungen ist umso wichtiger, weil die Sekundärenergie aus Anbaubiomasse eine deutlich niedrigere Flächeneffizienz aufweist als andere Kraftstoffe (ca. 11-mal schlechter als Strom).

Um Konflikte mit anderen Nutzungsformen abzumildern sollten diese Punkte beachtet werden:

Priorisierung von Technologien ohne zusätzlichen Flächenbedarf: Die Ergebnisse setzen voraus, dass die Mehrheit der Solarphotovoltaikanlagen in 2045 auf Dachflächen installiert sind, und dass etwa dreiviertel der Primärenergie aus Biomasse aus Reststoffen stammt. Dies kann nur gelingen, wenn diese innerhalb einer nationalen Dekarbonisierungsstrategie priorisiert werden, zum Beispiel durch die Integration von Dachflächenanlagen in allen öffentlichen Gebäuden und die Schaffung von einer angemessenen Infrastruktur zur Aufwertung von landwirtschaftlichen Reststoffen.

Synergetische Flächennutzung: Konzepte zur gleichzeitigen Nutzung von Flächen, z. B. für Windenergiegewinnung und Landwirtschaft oder die Agriphotovoltaik könnten dabei helfen, die Umweltwirkungen durch Landnutzung zu reduzieren. Die Förderung von Bioenergie der zweiten und dritten Generation kann dazu dienen, den Flächenbedarf der Bioenergie und deren Effekte auf die Umwelt abzumildern.

Indirekte synthetische Kraftstoffe und Wasserstoff führen zu zusätzlichen Flächenbedarfen: Beschränkt man sich auf Flächen in Deutschland, würde das Szenario zur Herstellung einheimischen Wasserstoffs (*Wasserstoff (einheimisch)*) zum höchsten Flächenbedarf führen. Wenn Flächen im In- und Ausland berücksichtigt werden, dann schneidet das Szenario mit Fokus auf synthetische Kraftstoffe am schlechtesten ab (2,9 Mio. ha, +9 % gegenüber *Technologiemix*), gefolgt von Wasserstoffs- und Elektrifizierungsszenarien (+5,9 % für *Wasserstoff (Import)* und +3,5 % für *Elektrifizierung (Import)* gegenüber *Technologiemix*). Um die Umweltwirkungen durch Landnutzung zu minimieren soll also die direkte Elektrifizierung gefördert werden.

9.7 Synthese / Handlungsempfehlungen

Die Analyse der Szenarien zeigt, dass die zeitnahe und tiefgreifende Dekarbonisierung entscheidend ist, um die Auswirkungen des Energiesystems auf die öffentliche Gesundheit zu reduzieren. So führen alle Szenarien zu einer erheblichen Reduktion der Gesundheitseffekte durch Luftverschmutzung von heute 0,8 auf knapp über 0,4 verlorene gesunde Lebensjahre pro Person, wobei das *Technologiemix*- und das *E-Fuels*-Szenario zu den höchsten verbleibenden Emissionen in den Ballungszentren führen. Ein stringenter Einsatz von Filtertechnologien führt zwar zu einer weiteren Verminderung, diese fällt aber bei allen Szenarien relativ gering aus. Klimaschutz kann also als eine Art Versicherung gesehen werden gegen eine nicht stringente Umsetzung von Filtertechnogien.

Auch im Mobilitätssektor führen die Klimaschutzanstrengungen zu einer erheblichen Reduktion der Gesundheitswirkungen von Elektro- sowie konventionellen Fahrzeugen. Die verschiedenen Antriebsoptionen allerdings unterscheiden sich hinsichtlich ihrer gesamten (globalen) schädlichen Auswirkung auf die menschliche Gesundheit im Sinne von verlorenen Lebensjahren nicht wesentlich. Jedoch führen Elektrofahrzeuge zu einer Verschiebung. Die Auswirkungen verlagern sich weg von deutschen Straßen und Städten hin zu Schäden durch Ressourcenabbau sowie Metallherstellung und -verarbeitung in produzierenden Ländern. Da diese Produktionsprozesse aber als größtenteils statisch angenommen werden und die tatsächlichen Gesundheitseffekte dort dank geringerer Bevölkerungsdichte erheblich schwächer sind, sollten diese Schäden als Obergrenze interpretiert werden. Die notwendige Förderung klimafreundlicher und effizienter Elektromobilität sollte daher einhergehen mit einer nachhaltigen Transformation der Produktionsprozesse und der Rohstoffgewinnung sowie einer Reduktion des Individualverkehrsaufkommens.

Herausforderungen zeigen sich beim Materialbedarf von kritischen Materialien. Das Hochfahren von erneuerbarer Infrastruktur erhöht den Bedarf besonders bis 2035 und stabilisiert sich dann auf hohem Niveau. Recycling kann für die Reduzierung dieses Bedarfs also erst in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts eine größere Rolle spielen. Generell erhöht sich der Bedarf an den betrachteten seltenen Erden in allen Szenarien und vervielfacht sich für Materialien, welche in Lithium-Ionen-Batterien benötig werden (Co, Li, Ni). Einzelne Szenarien führen zwar zu einem geringeren Anstieg für bestimmte Materialien, so fällt der Lithiumbedarf im *E-Fuels*-Szenario geringer aus, neue Technologien führen aber wiederum zu neuen Bedarfen für z. B. Iridium bei einem Fokus auf E-Fuels und Wasserstoff.
Als kritisch werden Kobalt, Dysprosium, Iridium, Lithium, Nickel und Vanadium eingestuft. Da

eine Substitution kaum möglich ist, sollte ein Fokus, neben dem effizienten Recycling dieser Stoffe auch auf der Reduzierung des Bedarfs sowie der Erschließung von neuen Lagerstätten liegen. Die Energiewende muss also durch eine nachhaltige und technisch-, wirtschafts- und außenpolitisch abgestimmte Rohstoffstrategie begleitet werden, um Engpässe zu vermeiden und sicher zu stellen, dass der deutschen Wirtschaft ausreichend Materialien zur Verfügung stehen, um weiterhin eine hohe heimische Wertschöpfung im Energie- und Automobilsektor zu gewährleisten.

Des Weiteren wird die Energiewende deutliche Auswirkungen auf die Flächennutzung in Deutschland haben. Der Flächenbedarf der erneuerbaren Energien könnte sinken, falls die Einschränkung des Biomasseanbaus den steigenden Flächenbedarf durch Wind Onshore und Freiflächenphotovoltaik kompensiert. Hier schneiden die Szenarien mit Fokus auf direkte Elektrifizierung besser ab als Dekarbonisierungspfade, die auf Wasserstoff oder synthetische Kraftstoffe setzen. In allen Fällen ist die Förderung von Dachphotovoltaikanlagen und die Nutzung von Biomasse aus Reststoffen unabdingbar, um den Flächenbedarf zu minimieren. Synergien mit der Landwirtschaft, zum Beispiel durch Agriphotovoltaik oder die gleichzeitige Nutzung von Flächen für Windprojekte und für landwirtschaftliche Aktivitäten, sollten ebenso ausgeschöpft werden. Zusammen mit einem umweltgerechten Management der Land- und Wasserressourcen kann sichergestellt werden, dass der Ertrag von nachwachsenden Rohstoffen zur Energiegewinnung ausreichend hoch wird, um die Biomassenachfrage zu decken und Auswirkungen auf die Biodiversität zu minimieren.

Literaturangaben

Anenberg S, Miller J, Henze D, Minjares R, 2019. A global snapshot of the air pollution-related health impacts of transportation sector emissions in 2010 and 2015 | International Council on Clean Transportation. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://theicct.org/publications/health-impacts-transport-emissions-2010-2015.

Bons M, Döring M, Klessmann C, Knapp J, Tiedemann S, Pape C, Horst D, Reder K, Stappel M, 2019. Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land. Umweltbundesamt (Climate Change) [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/analyse-der-kurz-mittelfristigen-verfuegbarkeit-von.

Cox B, Bauer C, Mendoza Beltran A, van Vuuren DP, Mutel CL, 2020. Life cycle environmental and cost comparison of current and future passenger cars under different energy scenarios. Applied Energy, 269:115021 DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115021.

European Commission, 2020. Study on the EU's list of Critical Raw Materials - Final Report (2020). DOI: 10.2873/11619.

European Environment Agency (EEA), 2020. Air quality in Europe - 2020 report. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.eea.europa.eu//publications/air-quality-in-europe-2020-report.

Fehrenbach H, Köppen S, Breitmayer E, Essel R, Baur F, Kay S, Wern B, Bienge K, von Geibler J, Kauertz B, et al., 2017. Biomassenkaskaden: Mehr Ressourceneffizienz durch stoffliche Kaskadennutzung von Biomasse – von der Theorie zur Praxis. Umweltbundesamt [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pools/Forschungsdatenbank/fkz_3713_44_100_biomassekaskaden_bf.pdf.

Frischknecht R, 2012. Umweltaspekte von Elektroautos. Uster (CH) [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://esu-services.ch/fileadmin/download/frischknecht-2012-Umweltaskpekte-Elektroautos.pdf.

Heft-Neal S, Burney J, Bendavid E, Burke M, 2018. Robust relationship between air quality and infant mortality in Africa. Nature, 559(7713):254–258 DOI: 10.1038/s41586-018-0263-3.

Kassebaum NJ, Arora M, Barber RM, Brown J, Carter A, Casey DC, Charlson FJ, Coates MM, Coggeshall M, Cornaby L, et al., 2016. Global, regional, and national disability-adjusted life-years (DALYs) for 315 diseases and injuries and healthy life expectancy (HALE), 1990–2015: a systematic analysis for the Global Burden of Disease Study 2015. The Lancet, 388(10053):1603–1658 DOI: 10.1016/S0140-6736(16)31460-X.

Kelm T, Metzger J, Jachmann H, Günnewig D, Püschel M, Schicketanz S, Kinast P, Thylmann M, Nazerian V, 2019. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz - Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.html.

Kushnir D, Sandén BA, 2012. The time dimension and lithium resource constraints for electric vehicles. Resources Policy, 37(1):93–103 DOI: 10.1016/j.resourpol.2011.11.003.

Marscheider-Weidemann F, Langkau S, Baur S-J, Billaud M, Deubzer M, Eberling E, Erdmann L, Haendel M, Krail M, Loibl A, et al., 2021. Rohstoffe für Zukunftstechnologien 2021 - DERA Rohstoffinformationen 50. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-50.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

OECD, 2012. Mortality risk valuation in environment, health and transport policies. OECD Publishing DOI: 10.1787/9789264130807-en.

Öko-Institut, 2017. Strategien für die nachhaltige Rohstoffversorgung der Elektromobilität. Synthesepapier zum Rohstoffbedarf für Batterien und Brennstoffzellen. Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Nachhaltige_Rohstoffversorgung_Elektromobilitaet/Agora_Verkehrswende_Synthesenpapier_WEB.pdf.

Peters W, Schicketanz S, Hanusch M, Rohr A, Kothe M, Kinast P, 2015. Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMV) [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/ministerien/bmvi/bmvi-online/2015/BMVI_Online_08_15.html.

The Lancet Neurology, 2018. Air pollution and brain health: an emerging issue. The Lancet Neurology, 17(2):117 DOI: 10.1016/S1474-4422(17)30462-3.

Thrän D, Lauer M, Dotzauer M, Oehmichen K, Majer S, Millinger M, Jordan M, 2019. Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials (TATBIO). [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/technooekonomische-analyse-und-transformationspfade-des-energetischen-biomassepotentials.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

U. S. Geological Survey, 2020. Mineral commodity summaries 2020. DOI: 10.3133/mcs2020.

Watari T, McLellan B, Ogata S, Tezuka T, 2018. Analysis of Potential for Critical Metal Resource Constraints in the International Energy Agency's Long-Term Low-Carbon Energy Scenarios. Minerals, 8(4) DOI: 10.3390/min8040156.

Watari T, Nansai K, Nakajima K, 2020. Review of critical metal dynamics to 2050 for 48 elements. Resources Conservation and Recycling, 155 DOI: 10.1016/j.resconrec.2019.104669.

Wirth H, 2021. Recent Facts about Photovoltaics in Germany. Fraunhofer ISE [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf.

Zepf V, Simmons J, Reller A, Ashfield M, Rennie C, 2014. Materials critical to the energy industry: An introduction. 2nd Aufl. BP p.l.c., London and United Kingdom.

Zhang Xin, Chen X, Zhang Xiaobo, 2018. The impact of exposure to air pollution on cognitive performance. Proceedings of the National Academy of Sciences, 115(37):9193–9197 DOI: 10.1073/pnas.1809474115.

Ziemann S, Grunwald A, Schebek L, Muller DB, Weil M, 2013. The future of mobility and its critical raw materials. Revue De Metallurgie-Cahiers D Informations Techniques, 110(1):47–54 DOI: 10.1051/metal/2013052.

10. Verteilungswirkungen

10.1 Zusammenfassung 280
10.2 Hintergrund 280
10.3 Methodik 282
10.4 Verteilungswirkungen einer CO_2-Bepreisung 285
10.4.1 Analyse der Mehrkosten für Haushalte durch CO_2-Preise ohne Rückverteilung 285
10.4.2 Analyse der Mehrkosten für Haushalte durch CO_2-Preise mit Rückverteilung 290
10.5 Fazit 296
Literaturangaben 298

Autorinnen und Autoren
Kathrin Kaestner, Stephan Sommer



10.1 Zusammenfassung

In diesem Kapitel werden die Verteilungswirkungen von Klimaschutzinstrumenten untersucht, wobei der Fokus auf der CO_2-Bepreisung mit unterschiedlichen Rückverteilungsoptionen liegt. In der aktuellen Diskussion um die Klimapolitik nehmen Verteilungseffekte eine zentrale Rolle ein. Um diese für eine CO_2-Bepreisung zu untersuchen, wird zunächst die CO_2-Intensität des Konsums verschiedener Gütergruppen berechnet. Anschließend wird mithilfe der Konsumausgaben privater Haushalte aus der aktuellen Welle der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) (Destatis, 2020a) näherungsweise die Kostenbelastung einer CO_2-Bepreisung für verschiedene Einkommensgruppen ermittelt.

Die Analyse zeigt, dass eine CO_2-Bepreisung ohne Rückverteilung grundsätzlich regressiv wirkt, sodass einkommensschwächere Haushalte relativ stärker belastet werden als wohlhabendere Haushalte. Neben diesen vertikalen entstehen auch horizontale Verteilungseffekte, da auch Haushalte innerhalb gleicher Einkommensgruppen unterschiedlich stark belastet werden. Diese Verteilungseffekte können jedoch durch ein entsprechendes Rückverteilungsdesign der Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung abgeschwächt oder sogar umgekehrt werden.

Eine pauschale Pro-Kopf-Rückverteilung der Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung zeigt sich als besonders geeignet zur Umkehrung der regressiven Effekte und führt sogar zu einer Umverteilung, bei der einkommensschwächere Haushalte netto entlastet und einkommensstärkere Haushalte netto belastet werden. Bei einer Senkung des Strompreises über die Reduktion der EEG-Umlage und der Stromsteuer fällt dieser Effekt schwächer aus, insbesondere bei höheren CO_2-Preisen, und kann die Regressivität nicht vollständig umkehren, da einkommensstarke Haushalte durch höhere Stromverbräuche auch stärker von einer Strompreissenkung begünstigt werden. Eine zusätzliche Senkung der Mehrwertsteuer kann dabei helfen, einkommensschwache Haushalte stärker zu entlasten, hat aber weiterhin eine weniger starke progressive Wirkung als eine Pro-Kopf-Pauschale.

10.2 Hintergrund

In der aktuellen Diskussion um die Klimapolitik spielen Gerechtigkeitsaspekte und Verteilungseffekte eine herausragende Rolle. Zum einen wird dies durch das jüngst getroffene Urteil des Bundesverfassungsgerichtes deutlich, welches die Bundesregierung dazu auffordert, im Sinne der

intergenerationalen Gerechtigkeit die Klimaziele und -instrumente für die Zeit nach 2030 zu konkretisieren und zu verschärfen. Zum anderen spiegelt sich dies auch im aktuellen Bundestagswahlkampf wider, in dem die Höhe des Benzinpreises eine prominente Rolle eingenommen hat.

Wie vor knapp 100 Jahren von Pigou (1920) gezeigt wurde, ist aus ökonomischer Sicht die Bepreisung von klimaschädlichen Emissionen die kosteneffektivste Maßnahme, um diese zu reduzieren. Mit dem von der Bundesregierung im Jahr 2019 verabschiedeten Klimaschutzgesetz setzt die Bundesregierung diese Erkenntnis zumindest im Ansatz um, da in dessen Zentrum ein CO_2-Preis steht, der zu Jahresbeginn auf 25 Euro/tCO_2 festgesetzt wurde und nach 2021 schrittweise steigen soll (Edenhofer et al., 2020).

Wenn sie ihre intendierte Lenkungswirkung entfalten, entstehen durch CO_2-Steuern üblicherweise Verteilungseffekte (Poterba, 1991). Energieintensive Aktivitäten, wie etwa Autofahren oder Heizen, weisen zumindest kurzfristig eine unelastische Preiselastizität der Nachfrage auf (die Mengenreduktion fällt im Vergleich zur Preissteigerung unterproportional schwach aus). Dadurch wirken CO_2-Steuern häufig regressiv, das heißt, dass einkommensschwache Haushalte relativ gesehen besonders stark belastet werden (Pizer & Sexton, 2019). Neben diesen vertikalen Verteilungseffekten über Einkommensgruppen hinweg kommt es auch zu horizontalen Verteilungseffekten (Cronin et al., 2019). Diese entstehen dadurch, dass Haushalte innerhalb derselben Einkommensgruppen in unterschiedlich starkem Ausmaß Emissionen verursachen, etwa durch unterschiedlich lange Pendelstrecken oder unterschiedlich großen zu beheizenden Wohnraum.

Diese Verteilungseffekte aus der CO_2-Bepreisung können durch eine geschickte Rückverteilung der Einnahmen abgeschwächt oder sogar umgekehrt werden (siehe z. B. Kalkuhl et al., 2021). Da einkommensschwache Haushalte üblicherweise einen geringeren CO_2-Fußabdruck aufweisen als einkommensstarke Haushalte, werden sie durch einen CO_2-Preis auch absolut weniger stark belastet. Eine Pro-Kopf-Rückverteilung der Einnahmen, wie sie beispielsweise in der Schweiz umgesetzt wird (Baranzini & Carattini, 2017), kann einkommensschwache Haushalte netto entlasten, während einkommensstarke Haushalte weiterhin belastet werden, und somit sogar eine progressive Wirkung entfalten (Frondel, 2020; Metcalf, 2009). Darüber hinaus kann mit einer solchen Rückverteilung die soziale Akzeptanz eines CO_2-Preises insgesamt gesteigert werden (Sommer et al., 2020).

Bislang hat die Bundesregierung ein solches Konzept noch nicht implementiert, obwohl es von vielen unterschiedlichen Akteuren gefordert wird (z. B. Bach et al., 2020; Bündnis 90/Die Grünen, 2021; Paritätischer Gesamtverband & Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND),

2021; Verbraucherzentrale Bundesverband e. V., 2020). Stattdessen setzt die Bundesregierung auf einen Mix von Rückverteilungsoptionen (Abbildung 10.1), welche einerseits die Bürger entlasten sollen, beispielsweise durch die Senkung der EEG-Umlage und die Erhöhung der Pendlerpauschale. Andererseits sollen mit den Einnahmen Fördermaßnahmen, etwa zur Gebäudeeffizienz oder Elektromobilität, finanziert werden.

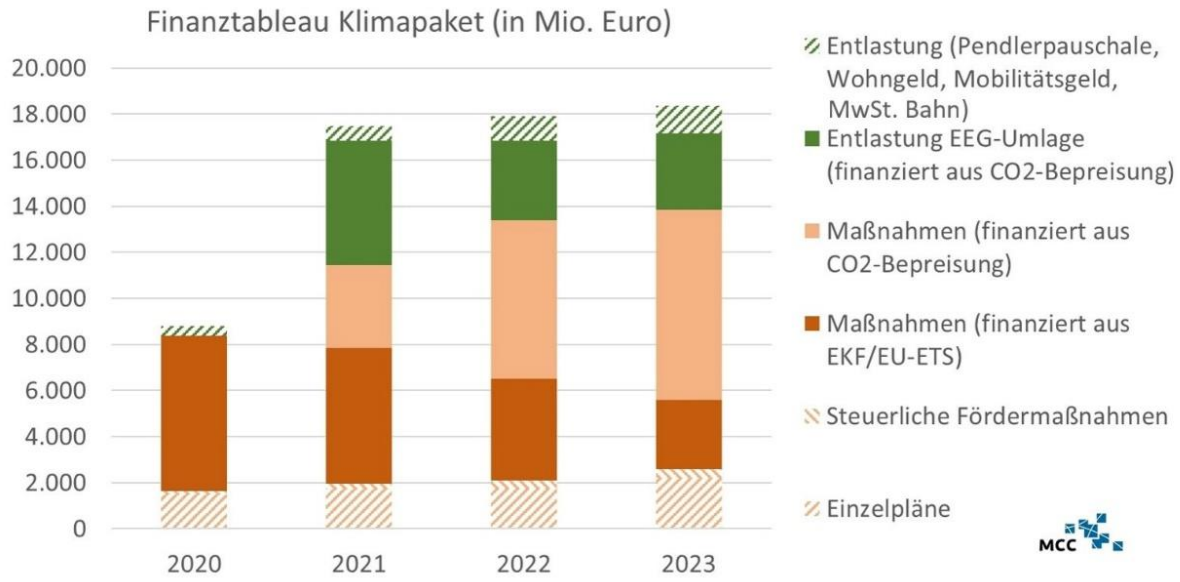


Abbildung 10.1: Übersicht über Maßnahmen im Klimapaket, Quelle: Knopf (2020).

Im Folgenden werden die Verteilungseffekte von Klimaschutzinstrumenten empirisch analysiert. Aufgrund der herausragenden Bedeutung der CO_2-Bepreisung im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung konzentriert sich diese Analyse auf die CO_2-Bepreisung und die Quantifizierung der Verteilungswirkungen unterschiedlicher Formen der Rückverteilung. Da der Anfang dieses Jahres eingeführte CO_2-Preis für die Bereiche Wärme und Verkehr gilt, also für Sektoren, die noch nicht durch das EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS) abgedeckt sind, wird die Analyse ausdrücklich für einen CO_2-Preis, der in diesen Sektoren wirkt, durchgeführt. Die Verteilungseffekte weiterer Klimaschutzinstrumente werden abschließend in qualitativer Form beschrieben.

10.3 Methodik

In dieser Analyse werden die Verteilungseffekte auf Basis der CO_2-Intensität des Konsums berechnet (vgl. Grainger & Kolstad (2010) für die USA sowie Gill & Möller (2018) und Preuß et al. (2019) für Deutschland). Ausgangspunkt der Analyse ist die Verknüpfung der direkten und indi-

rekten CO_2-Emissionen, die jeweils beim Konsum bestimmter Güter und Dienstleistungen anfallen, mit den Konsumausgaben der privaten Haushalte für die entsprechenden Gütergruppen. Die Analyse stützt sich dabei auf die aktuelle Welle der Umweltökonomischen Gesamtrechnung (UGR) für das Jahr 2015 (Destatis, 2019) und die Konsumausgaben für das Jahr 2015 aus der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) (Destatis, 2020b). Diese Verknüpfung der beiden Datensätze ergibt für jede Gütergruppe die CO_2-Intenstität, das heißt die Emissionen je verausgabtem Euro (Vektor *g*).

Im nächsten Schritt wird die CO_2-Intensität mit den Ausgaben, *a*, der privaten Haushalte für jeden Verwendungszweck kombiniert. Dazu wird die aktuelle Welle der EVS für das Jahr 2018 (Destatis, 2020a) verwendet. Daraus ergeben sich die Gesamtemissionen der Haushalte, $e = g*a$, für einen durchschnittlichen Warenkorb. Schließlich werden die CO_2-Emissionen eines jeden Haushalts mit einem CO_2-Preis, τ, multipliziert und somit die geschätzten Mehrkosten der Haushalte durch einen CO_2-Preis berechnet: $\tau*e$. Mit dieser Analyse können nicht nur durchschnittliche Veränderungen der Belastungen, sondern explizit Veränderungen für einzelne sozioökonomische Gruppen ermittelt werden. In dieser Analyse werden daher die finanziellen Auswirkungen beispielsweise nach Einkommensklassen unterschieden.

Eine implizite Annahme dieser Betrachtungsweise ist, dass die Zusatzkosten durch die Einführung (und Erhöhung) eines CO_2-Preises vollständig an Konsumenten weitergegeben werden. Eine kürzlich veröffentlichte Analyse von Montag et al. (2020) zeigt, dass diese Annahme ein pessimistisches Bild für die Verbraucherseite zeigt, da die Inzidenz von Steuern auf Kraftstoffe auf lediglich 40 - 80 % geschätzt wird.[30] Dieser Punkt wird hier durch eine Sensitivitätsanalyse adressiert, in der unterschiedliche CO_2-Preise angenommen werden. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass ein Grenzausgleich stattfindet, sodass in der Analyse der CO_2-Preis nicht nur auf die inländische Produktion, sondern auch auf alle Importe angewendet wird. Durch den Fokus auf den CO_2-Preis in den Bereichen Gebäudewärme und Verkehr, in dem direkte CO_2-Emissionen für den Großteil der Emissionen verantwortlich sind, hat diese Annahme nur geringe Auswirkung auf die Ergebnisse.

Schließlich stellt der vorgestellte Ansatz lediglich eine statische Betrachtungsweise dar. Jedoch ist anzunehmen, dass Haushalte auf Preissteigerungen mit Nachfrageanpassungen reagieren,

[30] Montag et al. (2020) zeigen diese Erkenntnis für eine temporäre Preissenkung durch eine Senkung der Mehrwertsteuer im Rahmen des Corona-Konjunkturprogramms. Es ist möglich, dass sich die Inzidenz von den geschätzten Werten für permanente Erhöhungen einer CO_2-Steuer unterscheidet.

indem sie etwa ihr Verbrauchsverhalten anpassen oder ihren Gerätebestand bzw. ihre Heizinfrastruktur austauschen. Beide Aspekte können über die langfristige Preiselastizität berücksichtigt werden. Dazu wird im Rahmen des Projektes auf Basis eines Quadratic Almost Ideal Demand Systems (QUAIDS) (Banks et al., 1997; Deaton & Muellbauer, 1980; Nikodinoska & Schröder, 2016; Schulte & Heindl, 2017) ein Mikrosimulationsmodell entwickelt, welches eine dynamische Analyse durch die Berücksichtigung von Verhaltensanpassungen umfasst. Dieses flexible Modell ist in der Lage, zu quantifizieren, wie Haushalte auf Änderungen des Einkommens sowie der Güterpreise reagieren. Damit ist ein QUAIDS deutlich flexibler und präziser bei Analyse der Wohlfahrtsänderungen (Kohn & Missong, 2003). Um bereits in dieser Analyse Verhaltensänderungen zu berücksichtigen, werden die von Pothen & Tovar Reaños (2018) auf Basis der EVS-Wellen von 1993 bis 2013 ermittelten Elastizitäten zugrunde gelegt.

Box: Daten

Zur Bestimmung der CO_2-Emissionen der Haushalte werden drei Datenquellen aufbereitet und verknüpft: Informationen über das Konsumverhalten von Haushalten stammen aus der letzten Welle der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) aus dem Jahr 2018. Alle fünf Jahre werden im Zuge der EVS ca. 52.000 Haushalte auf freiwilliger Basis detailliert zu ihren quartalsweisen Einnahmen und Ausgaben, Lebensverhältnissen, Geld- und Sachvermögen sowie zur Ausstattung mit ausgewählten Gebrauchsgütern befragt. Für die Analyse werden die Daten der EVS in mehreren Schritten aufbereitet. Dazu gehört zunächst eine Hochrechnung der Quartalswerte auf Jahreswerte. Da eine einfache Hochrechnung von Quartalswerten für unregelmäßige und seltene Ausgaben ein verzerrtes Bild der Ausgaben wiedergeben würde, werden fehlende Ausgaben, insbesondere bei fehlenden Angaben zu Heizkosten und Verkehr gemäß Schulte & Heindl (2017) und Nikodinoska & Schröder (2016) imputiert. Anschließend werden Haushalte mit extremen Angaben aus der Analyse entfernt, indem alle Haushalte, deren ausgabefähiges Einkommen unterhalb des 1 %- bzw. oberhalb des 99 %-Perzentils liegt, als Ausreißer definiert werden.

Zusätzlich zur EVS wird die Umweltökonomische Gesamtrechnung (UGR) genutzt, welche für Deutschland den CO_2-Gehalt für 52 verschiedene Gütergruppen nach Endverwendung sowie die direkten CO_2-Emissionen verschiedener Heiz- und Kraftstoffe enthält. Hierbei kann unterschieden werden, ob nur die CO_2-Emissionen der inländischen Produktion oder auch der Importe, berücksichtigt werden. Die Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung (VGR) gibt für diese Gütergruppen die Konsumausgaben der privaten Haushalte in Euro an. Durch die Verknüpfung dieser Informationen

aus der VGR mit der UGR können die CO_2-Emissionen je verausgabten Euro für jede Gütergruppe bestimmt und anschließend mit den Ausgabendaten der EVS verrechnet werden. Bei der Verrechnung muss beachtet werden, dass die UGR/VGR-Daten nach statistischer Güterklassifikation in Verbindung mit den Wirtschaftszweigen (Classification of Products by Activity, CPA) und nicht nach Verwendungszweck klassifiziert sind, sodass bei der Verknüpfung mit der EVS die Anzahl der Gütergruppen auf 42 Ausgabekategorien reduziert wird. Durch die unterschiedliche Klassifizierung können ca. 8 % der gesamten CO_2-Emissionen, insbesondere durch erneuerbare Energien wie Biomasse, nicht in die Analyse eingeschlossen werden, da sie keiner Ausgabekategorie in der EVS zugeordnet werden können. Da die aktuellen Daten zum CO_2-Gehalt nach Gütergruppen des privaten Konsums in Inland aus der UGR aus dem Jahr 2015 stammen, die Ausgabenwerte aus der EVS aber aus 2018, werden die Werte gemäß des Verbraucherpreisindex vom Statistischen Bundesamt (Destatis, 2021) angepasst.

10.4 Verteilungswirkungen einer CO_2-Bepreisung

10.4.1 Analyse der Mehrkosten für Haushalte durch CO_2-Preise ohne Rückverteilung

Basierend auf den CO_2-Emissionen nach Güterbereichen für die Produktion im Inland und den Importen aus der UGR 2015 (Destatis, 2019) und den gesamten Konsumausgaben aus der VGR 2015 (Destatis, 2020b) ergibt sich durch die Verknüpfung mit den durchschnittlichen Konsumausgaben aus der EVS 2018 (Destatis, 2020a) ein durchschnittlicher Ausstoß von 13,3 tCO_2 pro Haushalt für Deutschland. Betrachtet man den durchschnittlichen Ausstoß pro Kopf, ergibt sich ein Wert von ca. 7,2 tCO_2. Die errechneten Werte sind vergleichbar mit Preuß et al. (2019), die auf gleichem Wege die CO_2-Emissionen für das Jahr 2013 berechnen. Die CO_2-Emissionen steigen dabei mit höherem Einkommen an, sodass Haushalte im untersten Einkommensquartil[31] ca. 8,8 tCO_2 im Jahr ausstoßen und Haushalte im obersten Einkommensquartil mit einem Ausstoß von 17 t fast das Doppelte davon verursachen (Abbildung 10.2). Betrachtet man die Emissionen nach Gütergruppen, so machen die Emissionen aus dem Wärme- und Verkehrssektor mit 7 tCO_2 ca. die Hälfte der gesamten Haushaltsemissionen aus.

[31] Äquivalenzgewichtetes Nettoeinkommen.

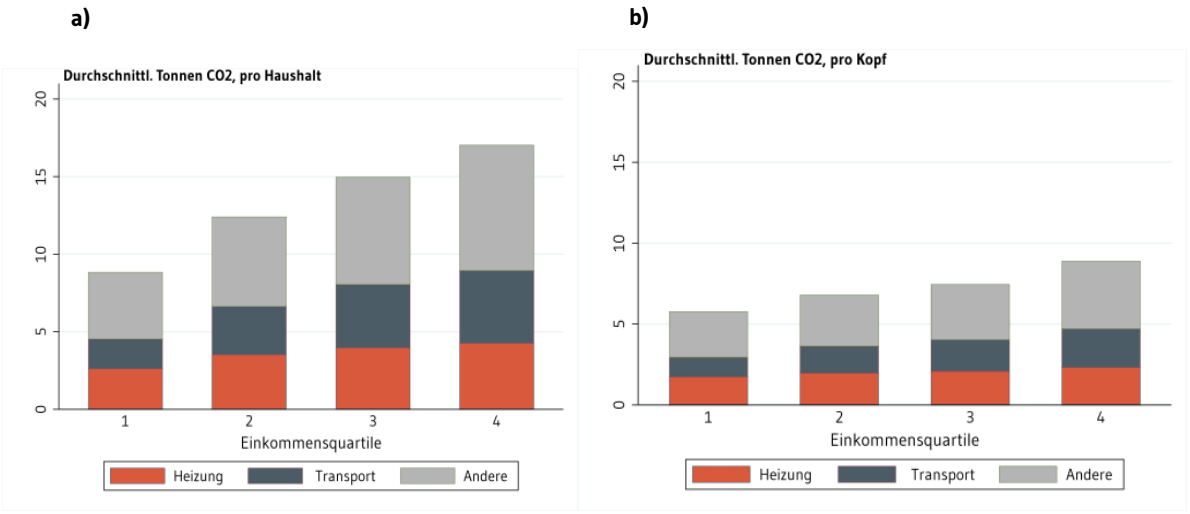


Abbildung 10.2: Jährliche CO_2-Emissionen nach Einkommensquartilen, a) pro Haushalt und b) pro Kopf.

Davon ausgehend können im Folgenden für verschiedene Szenarien die Auswirkungen einer CO_2-Bepreisung in den Bereichen Gebäudewärme und Verkehr auf die Ausgaben der privaten Haushalte bestimmt werden. Basierend auf den Szenarien dieser Studie wird für unterschiedliche Preishöhen in diesem Rahmen die Steuerbelastung der Haushalte berechnet. Der Fokus liegt dabei auf drei unterschiedlichen Preisen: 55 Euro, 130 Euro und 197 Euro pro Tonne CO_2. Diese Preise stecken die Bandbreite an berechneten zukünftigen Preisen der verschiedenen Modelle und Szenarien ab. Der Preis von 55 Euro/tCO_2 wird durch das TIMES-Modell berechnet und stellt die untere Preisgrenze der Modelle dar. Auch wenn dieser Preis für die avisierten Ziele niedrig ist, ist er für die Analyse der Verteilungswirkungen interessant, da er dem für 2025 vorgesehenen Preis für Deutschland entspricht. Die obere Grenze von 197 Euro/tCO_2 wird durch das REMIND-Modell in dem Szenario *Elektrifizierung (inländisch)* berechnet, während der Preis von 130 Euro basierend auf den Erkenntnissen der vorherigen Kapitel im Mittelpunkt dieser Analyse steht (für Details zum TIMES- und REMIND-Modell siehe Appendix des Berichts).

Um die Kostenbelastung für die privaten Haushalte zu bestimmen, wird berücksichtigt, dass Haushalte auf durch den CO_2-Preis induzierte Preissteigerungen mit einem Nachfragerückgang reagieren und dadurch die konsumbedingten Emissionen sinken. Diese Verhaltensänderung hängt somit von der Preiselastizität der Nachfrage der Haushalte ab. Für diese Analyse werden die von Pothen & Tovar Reaños (2018) mithilfe der EVS bestimmten Preiselastizitäten verwendet, welche für verschiedene Gütergruppen nach Ausgabenquartilen vorliegen. Es zeigt sich, dass die Nachfrage nach den meisten Güterkategorien unelastisch ist, das heißt der Rückgang der nachgefragten Menge ist kleiner als die Preisänderung. Beispielsweise schätzen Pothen & Tovar

Reaños (2018), dass die Preiselastizität für die Gütergruppe "Transport" bei ca. -0,5 liegt. Dies würde bedeuten, dass eine 1-prozentige Erhöhung von Transportpreisen die Nachfrage um 0,5 % reduzieren würde. Die geschätzten Preiselastizitäten unterscheiden sich je nach Höhe der Gesamtausgaben der Haushalte und nach Gütergruppen. Steigen beispielsweise die Preise im Verkehrssektor, so reagieren Haushalte mit niedrigen Gesamtausgaben (also tendenziell einkommensschwächere Haushalte) doppelt so stark wie Haushalte im obersten Ausgabenquartil.

Tabelle 10.1 zeigt die durchschnittliche Senkung der CO_2-Emissionen im Transport- und Gebäudesektor sowie die daraus entstehenden Mehrkosten pro Haushalt für verschiedene Höhen einer CO_2-Bepreisung im Bereich Gebäudewärme und Verkehr. Ein CO_2-Preis von 55 Euro führt laut Berechnungen zu einer Senkung der CO_2-Emissionen im Transport- und Gebäudesektor um 10 %, während ein CO_2-Preis von 130 Euro bereits zu Emissionsminderungen von 26 % und zu durchschnittlichen jährlichen Mehrausgaben von 676 Euro pro Haushalt führt. Beträgt der CO_2-Preis hingegen 197 Euro/t, können die Emissionen um 39 % gesenkt werden, wobei dies zu durchschnittlichen Mehrausgaben in Höhe von 838 Euro pro Jahr führt.

CO_2-Preis (€/t)	55	130	197
Senkung CO_2-Emissionen (%)	10 %	26 %	39 %
Kosten pro Haushalt (€/a)	344	676	838

Tabelle 10.1: Auswirkungen unterschiedlicher CO_2-Preise auf CO_2-Emissionen und Mehrausgaben.

Neben der Betrachtung von Durchschnittswerten können mittels der verwendeten Methode auch die Mehrausgaben für unterschiedliche Einkommensgruppen berechnet werden. Dafür werden die Haushalte der EVS anhand der Haushaltsnettoäquivalenzeinkommen (siehe Box Nettoäquivalenzeinkommen) in vier gleich große Gruppen (Quartile) unterteilt. Tabelle 10.2 zeigt die durchschnittliche Steuerbelastung in den Einkommensgruppen für einen CO_2-Preis von 55, 130 und 197 Euro/tCO_2. Das einkommensschwächste Viertel weist im Durchschnitt ein Nettoäquivalenzeinkommen in Höhe von etwa 15.500 Euro pro Jahr auf. Bei einem CO_2-Preis von 130 Euro/tCO_2 und keinerlei Rückverteilung steigen die Mehrausgaben dieser Haushalte durchschnittlich um 436 Euro pro Jahr. Dies entspricht 2,8 % ihres Einkommens. Bei einem Preis von 197 Euro/tCO_2 betragen die Mehrausgaben mit 542 Euro etwa 3,5 % des Einkommens.

Box: Nettoäquivalenzeinkommen

Das Nettoeinkommen der Haushalte aus der EVS wird basierend auf der sogenannten modifizierten OECD-Äquivalenzskala gewichtet (OECD, 2009). Das Nettoäquivalenzeinkommen bezeichnet das Gesamteinkommen eines Haushalts nach Steuern und anderen Abzügen, geteilt durch die Anzahl der Haushaltsmitglieder, die in gleichgestellte Erwachsene umgerechnet werden; die Haushaltsmitglieder werden dabei nach ihrem Alter gewichtet. Durch diese Gewichtung werden Lebensstandards unabhängig von der Haushaltsgröße und Zusammensetzung vergleichbar.

Das Nettoäquivalenzeinkommen wird in drei Schritten berechnet:

1. Alle monetären Einkommen, die jedes Mitglied eines Haushalts aus irgendeiner Quelle erhält, werden addiert; dazu gehören Einkommen aus Arbeit, Investitionen und Sozialleistungen sowie alle anderen Haushaltseinkommen. Von dieser Summe werden gezahlte Steuern und Sozialbeiträge abgezogen.
2. Um Unterschiede in der Größe und Zusammensetzung eines Haushalts zu berücksichtigen, wird das gesamte Nettohaushaltseinkommen durch die Anzahl der "äquivalenten Erwachsenen" dividiert, wobei die modifizierte OECD-Skala allen Haushaltsmitgliedern ein Gewicht wie folgt zuweist:
    - 1,0 für den ersten Erwachsenen;
    - 0,5 für die zweite und jede weitere Person im Alter von 14 Jahren und älter;
    - 0,3 für jedes Kind unter 14 Jahren.
3. Die Gewichte werden gemäß der Haushaltsmitglieder addiert und ergeben die Anzahl der "äquivalenten Erwachsenen", durch welche das Nettoeinkommen geteilt wird. Ein Haushalt mit einem erwachsenen Paar und einem Kind hat somit ein Gewicht von 1 + 0,5 + 0,3 = 1,8. Die sich daraus ergebende Zahl wird schließlich als Nettoäquivalenzeinkommen bezeichnet.

In dieser Analyse werden die Haushalte in vier gleich große Gruppen (Quartile) aufgeteilt, die anhand des Nettoäquivalenzeinkommens erstellt werden. Das einkommensschwächste Viertel stellt somit das 1. Quartil, die 25 % einkommensstärksten Haushalte das 4. Quartil dar.

Da die CO_2-Emissionen nur unterproportional mit dem Einkommen steigen (Abbildung 10.2), ergibt sich eine regressive Verteilungswirkung der CO_2-Bepreisung bei ausbleibender Rückverteilung der Einnahmen. Die Mehrausgaben der einkommensstärksten 25 % der Haushalte bei einem Preis von 130 Euro/tCO_2 belaufen sich mit durchschnittlich 862 Euro auf lediglich 1,7 % des

Haushaltseinkommens. Bei einem Wert von 197 Euro/tCO_2 steigen die Mehrkosten auf 1.070 Euro und damit rund 2 % des Einkommens. Obwohl in beiden Fällen die absoluten Ausgaben des obersten Quartils doppelt so hoch sind wie die der untersten 25 %, zahlt das oberste Quartil einen deutlich geringeren Anteil relativ zu seinem Einkommen. Im untersten Quartil beläuft sich die Mehrbelastung durch einen CO_2-Preis in Höhe von 130 Euro auf 2,8 %, bei einem Preis von 197 Euro auf 3,5 % des Haushaltsnettoeinkommens.

Einkommensquartil	CO_2-Preis (€)	1	2	3	4
Haushaltsnetto-äquivalenzeinkommen		15.448	25.161	34.766	53.460
Durchschnittliche Kosten pro Haushalt (€/a)	55	222	324	394	438
	130	436	634	772	862
	197	542	783	956	1.070
Anteil am Einkommen	55	1,4 %	1,3 %	1,1 %	0,8 %
	130	2,8 %	2,5 %	2,2 %	1,7 %
	197	3,5 %	3,1 %	2,8 %	2,1 %

Tabelle 10.2: Mehrausgaben über Einkommensquartile (ohne Rückverteilung).

Neben diesen vertikalen entstehen durch eine CO_2-Bepreisung auch horizontale Verteilungseffekte, da Haushalte innerhalb einer Einkommensgruppe aufgrund ihrer heterogenen CO_2-Intensität unterschiedlich stark belastet werden. Abbildung 10.3 stellt für die vier Einkommensgruppen den Median der absoluten Mehrkosten dar, welche sich für deutsche Haushalte durch einen CO_2-Preis von 130 Euro ergeben würden. Auch wenn die Mehrkosten im Mittel mit dem Einkommen ansteigen, zeigen die Interquartilsabstände (die Spanne des 25 %- und 75 %-Perzentils), in welchem Rahmen sich die Mehrkosten für die mittleren 50 % der jeweiligen Einkommensgruppen bewegen. Dabei wird insbesondere die große Streuung der Mehrkosten in allen Einkommensklassen deutlich. Beispielsweise sind die absoluten Mehrausgaben für einen beachtlichen Teil der Haushalte im niedrigsten Einkommensquartil höher als für jene im höchsten Einkommensquartil. Darüber hinaus zeigt sich, dass die Streuung mit steigendem Einkommen zunimmt. Dies bedeutet also, dass die CO_2-Intensität und damit die Belastung der Haushalte mit steigendem Einkommen heterogener, die Lebensstile also unterschiedlicher werden.

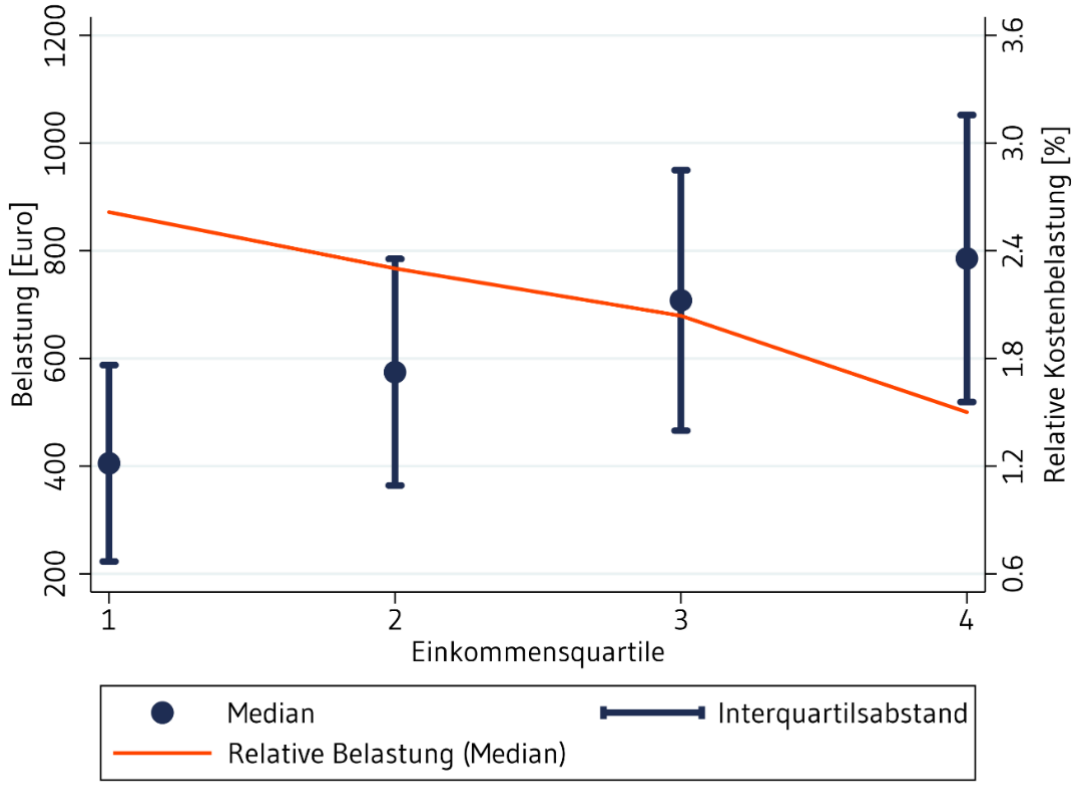


Abbildung 10.3: Absolute und relative Belastung der Einkommensquartile ohne Rückverteilung (130 Euro/tCO_2).

10.4.2 Analyse der Mehrkosten für Haushalte durch CO_2-Preise mit Rückverteilung

Die regressiven Verteilungseffekte können aber abgeschwächt werden, indem die Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung rückverteilt werden. Dazu könnte etwa eine Pro-Kopf-Rückverteilung eingeführt werden, über die das gesamte zusätzliche Steueraufkommen gleichmäßig an alle Bürgerinnen und Bürger zurückverteilt wird. Eine Alternative ist die Senkung der Stromkosten, etwa durch die Finanzierung der EEG-Umlage aus Steuermitteln und der Senkung der Stromsteuer auf das von der Europäischen Union in der Energiesteuerrichtlinie (2003/96/EG) festgelegte Minimum von 1 Euro/MWh bzw. 0,1 ct/kWh.

Die Netto-Belastung nach einer Pro-Kopf-Rückverteilung wird wieder für alle drei CO_2-Preise (Tabelle 10.3) berechnet. Bei einem Preis von 130 (197) Euro/tCO_2 ergibt sich ein jährlicher Rückzahlungsbetrag von 325 (400) Euro, der unabhängig von Alter, Einkommen, etc. bedingungslos ausgezahlt wird. Da diese Zahlung zu einem Einkommenszuwachs der Haushalte führt, wird zunächst mithilfe der Ausgabenelastizitäten von Pothen & Tovar Reaños (2018) berücksichtigt, dass Haushalte den Einkommensgewinn nutzen, um ihren Konsum zu steigern. Dadurch werden

die Emissionseinsparungen durch einen CO_2-Preis im Mittel nur minimal (0,01 t) abgeschwächt, insgesamt wird aber immer noch eindeutig CO_2 eingespart.

Tabelle 10.3 zeigt die Kostenbelastung der Einkommensquartile nach der Rückerstattung: Während bei einem CO_2-Preis von 130 Euro ein durchschnittlicher Haushalt im obersten Einkommensquartil mit einer Belastung von 149 Euro (0,3 % des Einkommens) weiterhin netto belastet wird, kann die Pauschale im untersten Quartil die ursprüngliche Steuerzahlung überkompensieren, sodass der mittlere Haushalt dort mit 118 Euro etwa 0,8 % zusätzliches Einkommen erhält. Bei einem Preis von 197 Euro/tCO_2 ist die Entlastung mit 1 % des Einkommens bei Haushalten des untersten Einkommensquartils noch größer, während die Belastung im obersten Einkommensquartil ebenfalls 0,3 % des Einkommens entspricht.

Einkommensquartil	CO_2-Preis (€)	1	2	3	4
Haushaltsnetto-äquivalenzeinkommen		15.448	25.161	34.766	53.460
Durchschnittliche Belastung nach Rückerstattung pro Haushalt (€/a)	55	-62	-24	9	76
	130	-118	-47	16	149
	197	-144	-60	19	185
Anteil am Einkommen	55	-0,4 %	-0,1 %	0 %	0,1 %
	130	-0,8 %	-0,2 %	0 %	0,3 %
	197	-1,0 %	-0,2 %	0 %	0,3 %

Tabelle 10.3: Steuerlast nach Rückverteilung über eine Pro-Kopf-Pauschale über Einkommensquartile.

Dieser nun progressive Verlauf ist ebenfalls in Abbildung 10.4 für einen Preis von 130 Euro/tCO_2 dargestellt. Ebenso wie vor der Rückverteilung zeigen die abgebildeten Interquartilsabstände, dass die Steuerlast auch innerhalb der Einkommensquartile unterschiedlich verteilt ist und die Streuung mit steigendem Einkommen zunimmt. Dementsprechend gibt es einerseits auch Haushalte im untersten Einkommensquartil, die durch eine CO_2-Bepreisung inklusive Rückverteilung netto belastet werden. Diese Haushalte sind durch besonders hohe Emissionen gekennzeichnet, die beispielsweise mit dem Betrieb einer Ölheizung einhergehen. Andererseits gibt es durchaus Haushalte im obersten Einkommensquartil, die von einer solchen Politik netto begünstigt würden, da sie einen Lebensstil aufweisen, der mit besonders geringen Emissionen einhergeht.

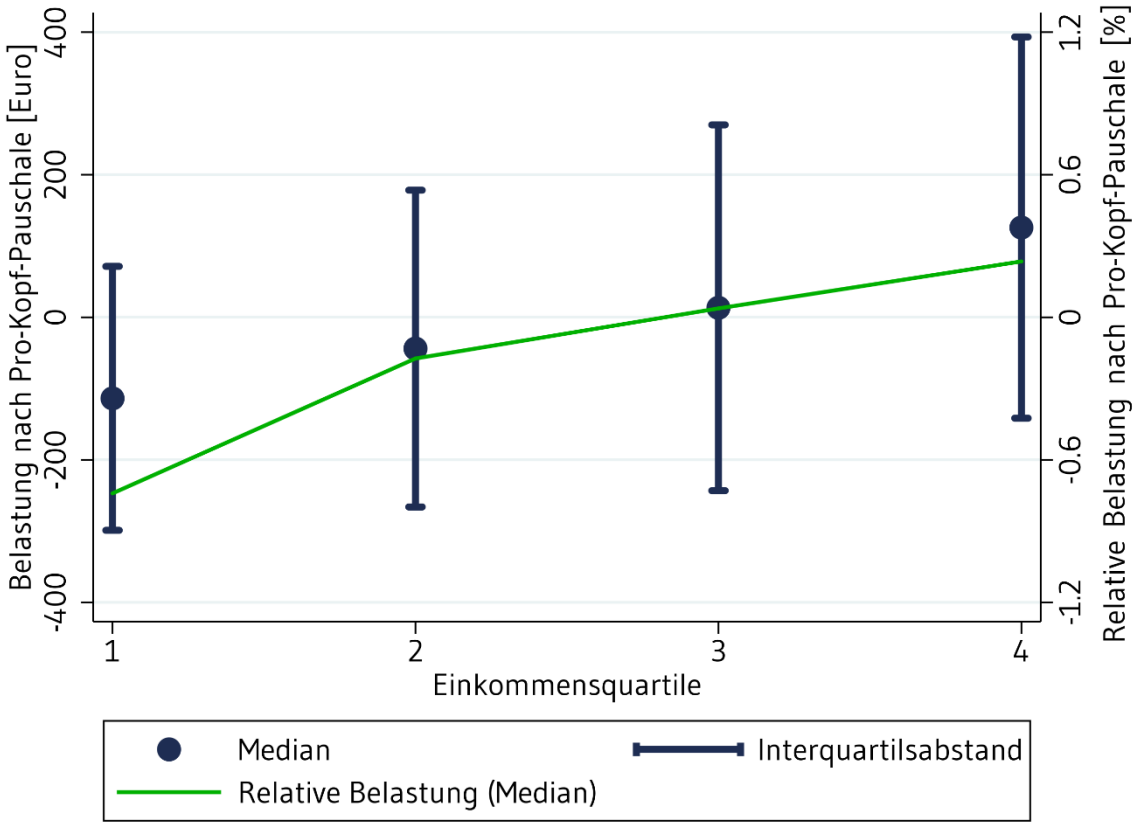


Abbildung 10.4: Absolute und relative Verteilung der Steuerlast nach Pro-Kopf-Pauschale (nach CO_2-Preis von 130 Euro).

Eine zweite Möglichkeit zur Rückverteilung der Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung ist die Senkung der Strompreise, deren Verteilungseffekte im Folgenden dargestellt werden. Die Senkung der Strompreise kann beispielsweise durch die Abschaffung der EEG-Umlage und die Senkung der Stromsteuer auf den EU-Mindestsatz von 0,1 Cent/kWh erreicht werden. In dieser Analyse wird davon ausgegangen, dass das dadurch geringere Steueraufkommen durch die Einnahmen aus dem CO_2-Preis gegenfinanziert wird. Bereits ein CO_2-Preis von 55 Euro/tCO_2 reicht aus, um die EEG-Umlage abzuschaffen und die Stromsteuer auf den EU-Mindestsatz zu senken. Da dafür nur ca. zwei Drittel der Einnahmen aus dem niedrigsten betrachteten CO_2-Preis notwendig sind, könnten bei einem CO_2-Preis von 130 Euro/tCO_2 weitere Verbrauchssteuern gesenkt werden. In dieser Analyse wird zunächst angenommen, dass der verbleibende Teil der CO_2-Steuereinnahmen in den allgemeinen Staatshaushalt fließt. Durch die Abschaffung der EEG-Umlage und Senkung der Stromsteuer reduziert sich der durchschnittliche Strompreis in der Analyse um rund 30 %. Da anders als bei der Pro-Kopf-Rückverteilung nun nicht das gesamte Steueraufkommen

der CO_2-Bepreisung rückverteilt wird, fällt auch die Abschwächung der regressiven Verteilungseffekte deutlich niedriger aus als bei einer Pro-Kopf-Rückverteilung. In der Folge ist die durchschnittliche Belastung in allen Einkommensquartilen weiterhin positiv (Tabelle 10.4).

Ähnlich wie bei einer Pro-Kopf-Verteilung entspricht die Senkung des Strompreises und die damit verbundene Einsparung der Stromkosten annahmegemäß einem Einkommenszuwachs, der sich auf den Konsum aller Güter auswirkt. Da die Strompreissenkung aber die Kosten der CO_2-Bepreisung im Schnitt nicht überkompensiert, ist der Gesamteffekt netto weiterhin negativ, sodass die Haushaltsausgaben und Emissionen sinken. Nichtsdestotrotz wirkt eine CO_2-Bepreisung auch nach einer Rückverteilung über die Strompreissenkung größtenteils regressiv. Dies liegt an der Struktur der Stromausgaben, die sich nicht gleichmäßig über die Einkommensgruppen verteilen, sondern tendenziell in den oberen Einkommensgruppen höher sind. Dadurch werden einkommensstarke Haushalte absolut stärker durch eine Strompreissenkung entlastet. Auch wenn einkommensstarke Haushalte mehr CO_2-Emissionen verursachen, werden sie somit netto weniger belastet, während einkommensschwache Haushalte netto weniger entlastet werden. Dies erklärt den weiterhin regressiven Netto-Effekt der Rückverteilung, wie in Abbildung 10.5 für einen CO_2-Preis von 130 Euro/tCO_2 zu sehen ist: Zwischen den ersten beiden Quartilen bleibt die relative Belastung zunächst gleich und sinkt danach bis zum 4. Quartil leicht.

Einkommensquartil	CO_2-Preis (€)	1	2	3	4
Haushaltsnetto-äquivalenzeinkommen		15.448	25.161	34.766	53.460
Durchschnittliche Belastung nach Rück-erstattung pro Haushalt (€/a)	55	23	82	122	154
	130	231	383	489	565
	197	330	523	659	759
Anteil am Einkommen	55	0,1 %	0,3 %	0,4 %	0,3 %
	130	1,5 %	1,5 %	1,4 %	1,1 %
	197	2,1 %	2,1 %	1,9 %	1,5 %

Tabelle 10.4: Steuerlast nach Rückverteilung per Strompreissenkung über Einkommensquartile.

Während bei einem CO_2-Preis von 55 Euro/tCO_2 die Strompreissenkung noch eine schwache progressive Wirkung entfaltet und Haushalte im unteren Einkommensquartil noch anteilig am Einkommen weniger belastet werden als Haushalte im obersten Einkommensquartil, gilt dies nicht

mehr ab einem Preis von 130 Euro (Tabell 10.4). Da bereits ein CO_2-Preis von 55 Euro für die betrachteten Strompreissenkungen ausreicht, führt ein höherer CO_2-Preis annahmegemäß nur zu einer höheren Belastung, aber nicht wie bei der Pro-Kopf-Rückverteilung zu einer höheren Rückverteilung. Auch wenn die Ausgaben für Heizung und Verkehr ebenfalls mit dem Einkommen ansteigen, steigen sie nicht proportional mit dem Einkommen an, sodass höhere CO_2-Preise die unteren Einkommensgruppen relativ stärker treffen und durch die höhere Entlastung durch die Strompreissenkung im obersten Einkommensquartil sich weiterhin ein regressiver Verlauf der Belastung abzeichnet.

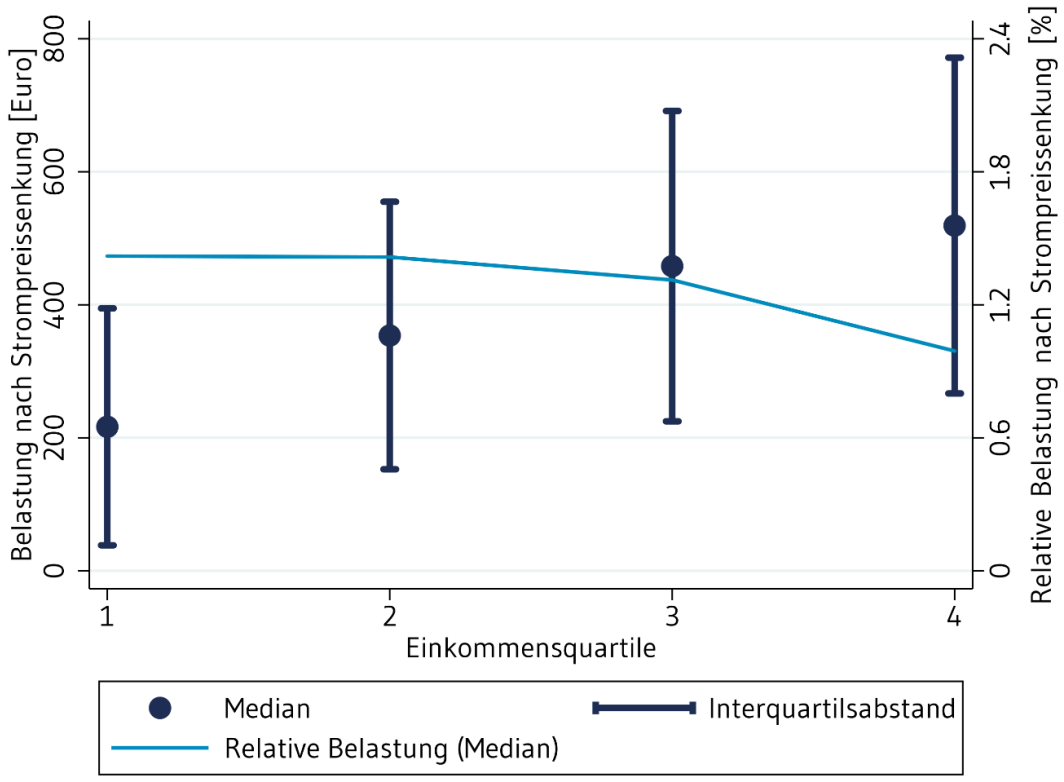


Abbildung 10.5: Absolute und relative Verteilung der Steuerlast nach Rückverteilung per Strompreissenkung (130 Euro/tCO_2).

Da bereits ein CO_2-Preis von 55 Euro ausreicht, um die Kosten für die untersuchte Strompreissenkung zu finanzieren und so bei steigenden CO_2-Preisen lediglich die Kostenbelastung der Haushalte steigen würde, während ein Großteil der Einnahmen ungenutzt bliebe, wird in dieser Analyse auch eine ergänzende Einnahmenverwendung für den Preis von 130 Euro/tCO_2 betrachtet. Zusätzlich zur Strompreissenkung können mit den übrigen Einnahmen weitere Verbrauchssteuern, wie z. B. Mehrwertsteuer (MwSt.), gesenkt werden. Indem für alle Gütergruppen die aktuellen Mehrwertsteuersätze (Europäische Kommission, 2021) angewendet werden, zeigt die Analyse, dass nach Finanzierung der Strompreissenkung bei einem CO_2-Preis von 130 Euro die

Mehrwertsteuer gleichmäßig um ungefähr 17 % reduziert werden kann. Dies bedeutet, dass der reguläre Mehrwertsteuersatz von 19 % auf 15,8 % und der reduzierte Satz von 7 % auf 5,8 % fiele.

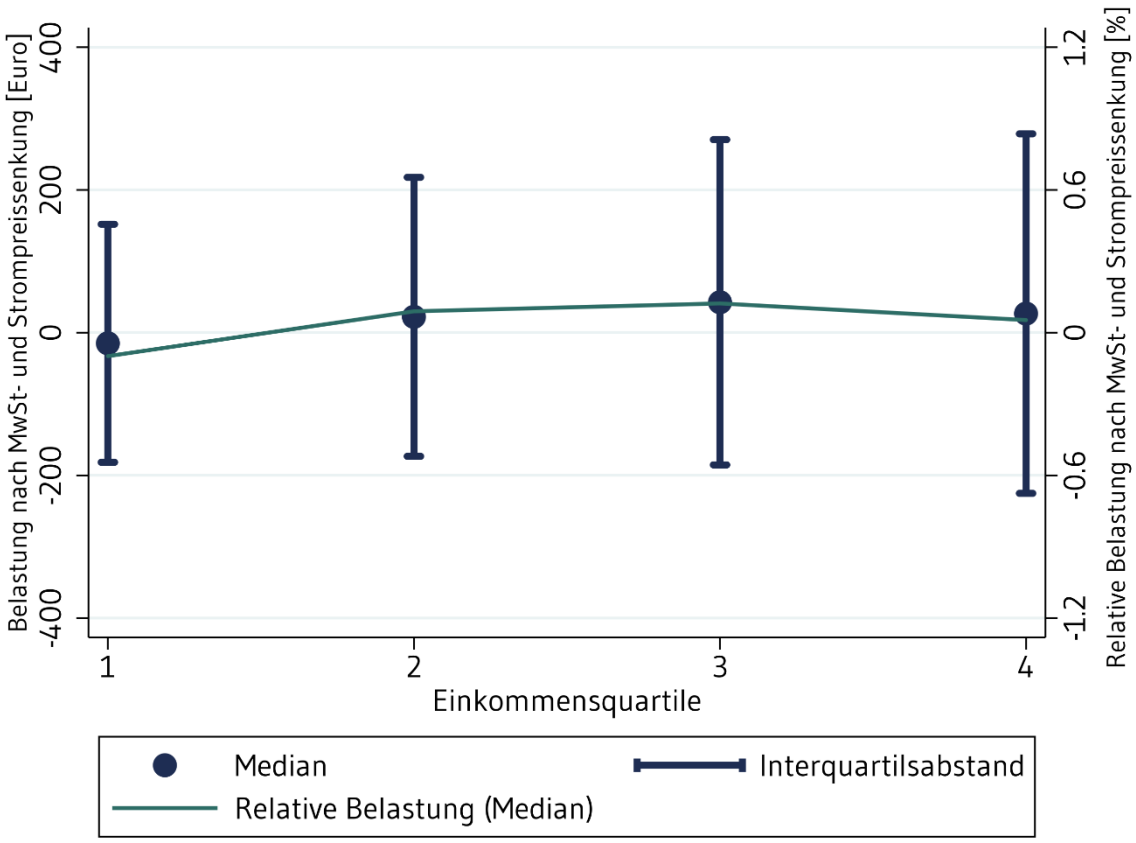


Abbildung 10.6: Absolute und relative Verteilung der Steuerlast nach Rückverteilung per Strompreis- und Mehrwertsteuersenkung (130 Euro/tCO_2).

Durch eine kombinierte Strompreis- und Mehrwertsteuersenkung werden bei einem CO_2-Preis von 130 Euro Haushalte im untersten Einkommensquartil relativ am wenigsten belastet, sodass die Regressivität, die ohne Rückverteilung entsteht, abgeschwächt wird. Außerdem werden diese Haushalte nun im Mittel netto wie bei einer Pro-Kopf-Pauschale entlastet. Mit zunehmenden Einkommen steigt die relative Kostenbelastung tendenziell an, sinkt aber im obersten Einkommensquartil wieder ab. Daher führt diese Rückverteilung weiterhin zu einer weniger starken Progressivität als eine Pro-Kopf-Pauschale, sondern belastet Haushalte in den mittleren Einkommensschichten am stärksten (Abbildung 10.6). Während einkommensstarke Haushalte vergleichsweise stark von einer Strompreissenkung profitieren, wirkt eine Mehrwertsteuersenkung zugunsten einkommensschwächerer Haushalte, sodass sich im Mittel die Entlastungen teilweise

ausgleichen. Insgesamt werden Haushalte bei einer kombinierten Strompreis- und Mehrwertsteuersenkung jedoch sehr viel geringer absolut und relativ belastet als bei einer reinen Strompreissenkung (Abbildung 10.7).

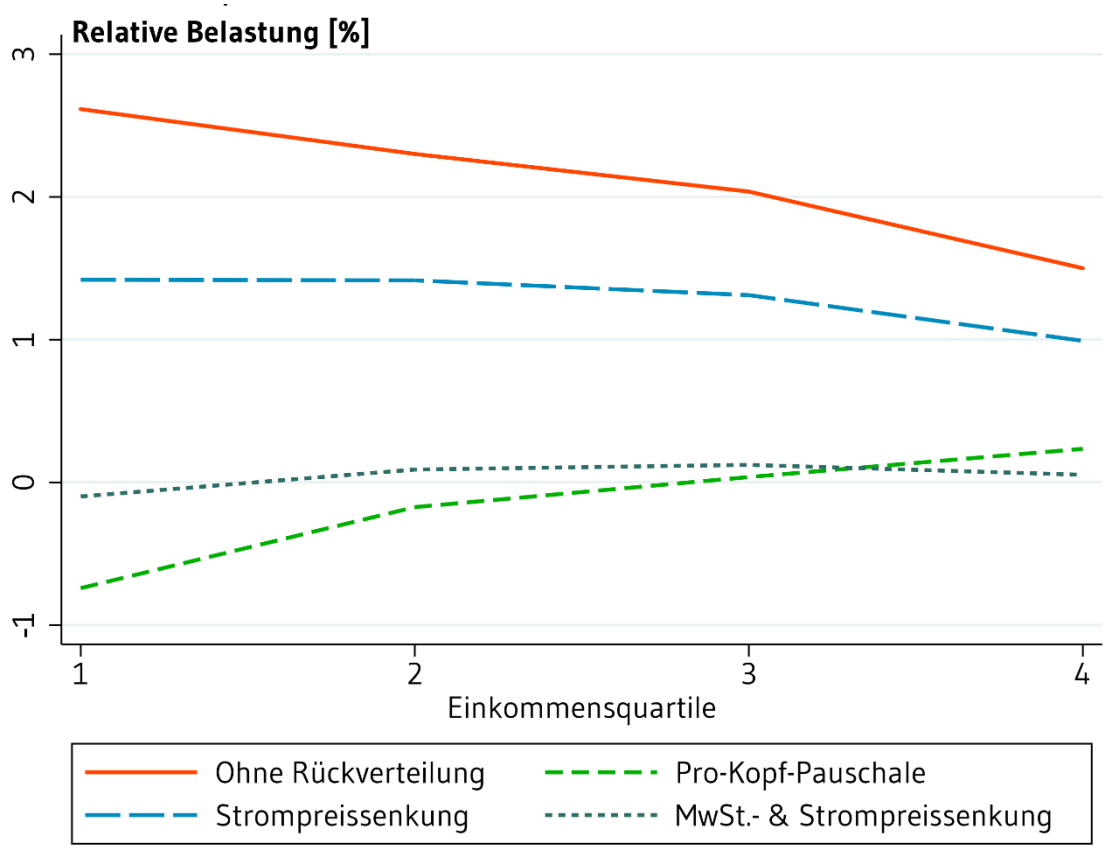


Abbildung 10.7: Relative Verteilung der Steuerlast ohne Rückverteilung sowie nach Rückverteilung per Pro-Kopf-Pauschale, per Strompreissenkung und per Strompreis- und Mehrwertsteuersenkung (130 Euro/tCO_2).

10.5 Fazit

Für eine erfolgreiche Klimapolitik sind die Verteilungswirkungen elementar. Zum einen beeinflussen sie die Akzeptanz der Politik (Sommer et al., 2020). Zum anderen ergeben sich für die privaten Haushalte finanzielle Konsequenzen (z. B. Cronin et al., 2019). In diesem Kapitel wurden die Verteilungswirkungen einer CO_2-Bepreisung für unterschiedliche Szenarien berechnet. Im Kern zeigt sich, wie auch in anderen Studien (z. B. Bach et al., 2020; Sachverständigenrat, 2019), dass eine pure CO_2-Bepreisung regressiv wirkt, indem sie untere Einkommensgruppen relativ stärker belastet als einkommensstarke Haushalte.

Durch eine kluge Rückverteilung können diese regressiven Verteilungswirkungen jedoch abgeschwächt bzw. umgekehrt werden. Eine Reduktion des Strompreises durch die Finanzierung der

EEG-Umlage aus der öffentlichen Hand und der Senkung der Stromsteuer auf das von der Europäischen Union geforderte Minimum senkt die regressiven Verteilungseffekte zwar ab, kann diese jedoch – aufgrund des relativ niedrigen Betrags pro Haushalt – nicht eliminieren. Bei der Entlastung über die Strompreise wird insbesondere bei hohen CO_2-Preisen jedoch nur ein Teil der Einnahmen verwendet, während ein anderer Teil an anderer Stelle, etwa für die Gebäudesanierung oder die Subvention von Elektroautos verwendet werden könnte. Eine weitere Verwendung der Einnahmen bestünde in der zusätzlichen Senkung der Mehrwertsteuer. Hierbei kann die regressive Wirkung der CO_2-Bepreisung so weit abgeschwächt werden, dass Haushalte im untersten Einkommensquartil am geringsten belastet werden und insgesamt die Kostenbelastung aller Haushalte geringer ausfällt als bei einer reinen Strompreissenkung. Schlussendlich ist aber nur eine Pro-Kopf-Rückzahlung in der Lage, die ursprünglich regressiven in eindeutig progressive Verteilungseffekte umzukehren (siehe Abbildung 10.7).

Neben dem CO_2-Preis haben allerdings auch andere Instrumente der Klimapolitik Verteilungswirkungen (Baldenius et al., 2021). Demnach können beispielsweise Energiestandards ebenso regressiv wirken wie ein CO_2-Preis ohne Rückverteilung. Diese Erkenntnis steht im Einklang mit weiteren Studien, etwa Davis & Knittel (2019) sowie Levinson (2019), die Energiestandards in den USA untersuchen. Der Hauptunterschied ist jedoch, dass ein CO_2-Preis im Gegensatz zu diesen ordnungspolitischen Instrumenten Einnahmen generiert, der eine Rückverteilung an die Bevölkerung ermöglicht. Nicht nur Energiestandards, sondern auch Subventionen wirken üblicherweise regressiv, da vor allem Haushalte mit höheren Einkommen Gebrauch davon machen. Baldenius et al. (2021) und Chandra et al. (2010) zeigen das anhand von Subventionen für Elektro- bzw. Hybridautos. Dasselbe gilt jedoch auch für die Förderung privater Solaranlagen und die energetische Sanierung (Borenstein & Davis, 2016).

Dessen ungeachtet wird die CO_2-Bepreisung aller Voraussicht nach im Zentrum der künftigen Klimapolitik stehen. Der tatsächliche Preispfad ist heute noch nicht absehbar, ist jedoch von entscheidender Wichtigkeit für die Ausgestaltung komplementärer Instrumente, deren Effekte es im Rahmen künftiger Analysen noch zu quantifizieren gilt. Dies betrifft einerseits die zusätzliche Einführung ordnungsrechtlicher Instrumente. Andererseits aber auch die Verteilungsperspektive, um bestimmte Einkommensgruppen nicht übermäßig zu belasten und die Akzeptanz in der Bevölkerung nicht zu verlieren.

Literaturangaben

Bach VS, Isaak N, Kampfmann L, Kemfert C, Wägner N, 2020. Nachbesserungen beim Klimapaket richtig, aber immer noch unzureichend – CO2-Preise stärker erhöhen und Klimaprämie einführen. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.739525.de/diw_aktuell_27.pdf.

Baldenius T, Bernstein T, Kalkuhl M, Kleist-Retzow M von, Koch N, 2021. Ordnungsrecht oder Preisinstrumente? Zur Verteilungswirkung von Klimaschutzmaßnahmen im Verkehr. In: Wie fair ist die Energiewende? Verteilungswirkungen in der deutschen Energie- und Klimapolitik. ifo Schnelldienst. ifo Institute - Leibniz Institute for Economic Research, S. 6–10 [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.ifo.de/DocDL/sd-2021-06-energiewende-verteilungswirkungen.pdf.

Banks J, Blundell R, Lewbel A, 1997. Quadratic engel curves and consumer demand. Review of Economics and Statistics, 79(4):527–539 DOI: 10.1162/003465397557015.

Baranzini A, Carattini S, 2017. Effectiveness, earmarking and labeling: testing the acceptability of carbon taxes with survey data. Environ Econ Policy Stud, 19(1):197–227 DOI: 10.1007/s10018-016-0144-7.

Borenstein S, Davis LW, 2016. The distributional effects of US clean energy tax credits. Tax Policy and the Economy, 30(1):191–234 DOI: 10.1086/685597.

Bündnis 90/Die Grünen, 2021. Fragen und Antworten zum CO2-Preis. BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.gruene.de/artikel/fragen-und-antworten-zum-co2-preis.

Chandra A, Gulati S, Kandlikar M, 2010. Green drivers or free riders? An analysis of tax rebates for hybrid vehicles. Journal of Environmental Economics and Management, 60(2):78–93 DOI: 10.1016/j.jeem.2010.04.003.

Cronin JA, Fullerton D, Sexton S, 2019. Vertical and Horizontal Redistributions from a Carbon Tax and Rebate. Journal of the Association of Environmental and Resource Economists, 6 DOI: 10.1086/701191.

Davis LW, Knittel CR, 2019. Are fuel economy standards regressive? Journal of the Association of Environmental and Resource Economists, 6:37–63 DOI: 10.1086/701187.

Deaton A, Muellbauer J, 1980. An Almost Ideal Demand System. American Economic Review, 70(3):312–326.

Destatis, 2019. CO2-Gehalt der Güter der Endverwendung - 2008 - 2015. Datensatz des Statistisches Bundesamt. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/energiefluesse-emissionen/Publikationen/Downloads/co2-gehalt-gueter-endverwendg-pdf-5851101.html.

Destatis, 2020a. Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018 Grundfile 3 (AAGSHB). Datensatz des Statistisches Bundesamt. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Einkommen-Einnahmen-Ausgaben/Methoden/einkommens-verbrauchsstichprobe.html.

Destatis, 2021. Verbraucherpreisindex. Datensatz des Statistisches Bundesamt. [Aufruf am: 30.07.2021] URL: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Verbraucherpreisindex/_inhalt.html.

Destatis, 2020b. VGR des Bundes - Input-Output-Rechnung - 2015 (Revision 2019, Stand: August 2019). (Fachserie 18, Reihe 2) [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Input-Output-Rechnung/input-output-rechnung-2180200157005.html.

Edenhofer O, Kalkuhl M, Ockenfels A, 2020. Das Klimaschutzprogramm der Bundesregierung: Eine Wende der deutschen Klimapolitik? Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 21(1):4–18 DOI: 10.1515/pwp-2020-0001.
Europäische Kommission, 2021. VAT rates applied in the member states of the European Union. Situation at 1st January 2021. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ec.europa.eu/taxation_customs/vat-rates_en.
Frondel M, 2020. CO2-Bepreisung in den Sektoren Verkehr und Wärme: Optionen für eine sozial ausgewogene Ausgestaltung. Z Energiewirtsch, 44(1):1–14 DOI: 10.17877/DE290R-20985.
Gill B, Moeller S, 2018. GHG Emissions and the rural-urban divide. A carbon footprint analysis based on the German official income and expenditure survey. Ecological Economics, 145:160–169 DOI: 10.1016/j.ecolecon.2017.09.004.
Grainger CA, Kolstad CD, 2010. Who pays a price on carbon? Environmental and Resource Economics, 46(3):359–376 DOI: 10.1007/s10640-010-9345-x.
Kalkuhl M, Knopf B, Edenhofer O, 2021. CO2-Bepreisung: Mehr Klimaschutz mit mehr Gerechtigkeit. MCC-Arbeitspapier [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/C18_MCC_Publications/2021_MCC_Klimaschutz_mit_mehr_Gerechtigkeit.pdf.
Knopf B, 2020. Das deutsche Klima-Finanzpaket. MCC Common Economics Blog [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://blog.mcc-berlin.net/post/article/das-deutsche-klima-finanzpaket.html.
Kohn K, Missong M, 2003. Estimation of quadratic expenditure systems using German household budget data / Schätzung Quadratischer Ausgabensysteme anhand der Daten der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe. Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik, 223(4):422–448 DOI: 10.1515/jbnst-2003-0404.
Levinson A, 2019. Energy efficiency standards are more regressive than energy taxes: Theory and evidence. Journal of the Association of Environmental and Resource Economists, 6(S1):7–36 DOI: Energy efficiency standards are more regressive than energy taxes: Theory and evi-dence. Journal of the Association of Environmental and Resource Economists.
Metcalf GE, 2009. Designing a carbon tax to reduce U.S. greenhouse gas emissions. Review of Environmental Economics and Policy, 3(1):63–83 DOI: 10.1093/reep/ren015.
Montag F, Sagimuldina A, Schnitzer M, 2020. Are temporary value-added tax reductions passed on to consumers? Evidence from Germany's stimulus. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://arxiv.org/pdf/2008.08511.pdf.
Nikodinoska D, Schröder C, 2016. On the emissions–inequality and emissions–welfare trade-offs in energy taxation: Evidence on the German car fuels tax. Resource and Energy Economics, 44:206–233 DOI: 10.1016/j.reseneeco.2016.03.001.
OECD, 2009. What are equivalence scales? [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.oecd.org/economy/growth/OECD-Note-EquivalenceScales.pdf.
Paritätischer Gesamtverband, Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND), 2021. Soziale Ausgestaltung höherer CO2-Preise über einen Ökobonus - Vorschlag zur administrativen Umsetzung. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.der-paritaetische.de/fileadmin/user_upload/Schwerpunkte/Klima/Paritaet_BUND-Umsetzung_Oekobonus.pdf.
Pigou AC, 1920. The economics of welfare. 4. Aufl. Macmillan, London [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://doi.org/10.1057/978-1-137-37562-9.
Pizer WA, Sexton S, 2019. The distributional impacts of energy taxes. Review of Environmental Economics and Policy, 13(1):104–123 DOI: 10.1093/reep/rey021.
Poterba JM, 1991. Is the gasoline tax regressive? Tax Policy and the Economy, 5:145–164 DOI: 10.1086/tpe.5.20061803.
Pothen F, Tovar Reaños MA, 2018. The distribution of material footprints in Germany. Ecological Economics, 153:237–251 DOI: 10.1016/j.ecolecon.2018.06.001.

Preuß M, Reuter WH, Schmidt CM, 2019. Verteilungswirkung einer CO2-Bepreisung in Deutschland. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Wiesbaden [Aufruf am: 30.07.2021] URL: https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/Arbeitspapiere/Arbeitspapier_08_2019.pdf.

Rat der Europäischen Union, 2003. Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom. [Aufruf am: 20.09.2021] URL: http://data.europa.eu/eli/dir/2003/96/oj.

Sachverständigenrat, Schmidt CM, Schnabel I, Truger A, Wieland V, 2019. Aufbruch zu einer neuen Klimapolitik, Sondergutachten. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Wiesbaden, Wiesbaden [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/sg2019/sg_2019.pdf.

Schulte I, Heindl P, 2017. Price and income elasticities of residential energy demand in Germany. Energy Policy, 102:512–528 DOI: 10.1016/j.enpol.2016.12.055.

Sommer S, Mattauch L, Pahle M, 2020. Supporting carbon taxes: The role of fairness. Ruhr Economic Papers No 873 DOI: 10.4419/96973010.

Verbraucherzentrale Bundesverband e. V., 2020. CO2-Bepreisung verbraucherfreundlich gestalten. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/19._Lp/behg_aenderung/Stellungnahmen/behg-aenderung_stn_vzbv_bf.pdf.

Appendix: Modellbeschreibungen

A.	REMIND-EU	302
B.	REMod	305
C.	TIMES-PanEU	310
D.	VECTOR21	315
E.	DEMO	318
F.	FORECAST	321
G.	NEWAGE	325
H.	E2M2	326
I.	energyANTS	329
J.	RWI-Modell (CO_2-Verbrauchsmodell)	337
K.	Luftverschmutzung	338
L.	Lebenszyklusanalyse des Mobilitäts-sektors	339
Literaturangaben		347

A. REMIND-EU

REMIND (Regional Model of Investments and Development) (Baumstark et al., 2021; Luderer et al., 2020) ist ein globales multiregionales Energie-Wirtschafts-Klima-Modell, das die Jahre 2005-2100 umfasst. Abbildung A.1 veranschaulicht seine allgemeine Struktur.

REMIND verbindet ein intertemporales makroökonomisches Wachstumsmodell mit einer detaillierten Darstellung des Energiesystems, einschließlich einer detaillierten Darstellung der gesamtwirtschaftlichen Energienachfrage und der Nachfrage nach Energiedienstleistungen im Verkehrssektor. Ein wichtiges Merkmal, das REMIND von anderen energieökonomischen Modellsystemen wie MESSAGEix (Huppmann et al., 2019), REMod (Abschnitt B.) oder TIMES (Abschnitt C) unterscheidet, ist die Formulierung als nichtlineares Optimierungsproblem. Dies ermöglicht die Berücksichtigung entscheidender Nichtlinearitäten, wie z. B. endogenem technologischen Wandel (Edenhofer et al., 2006), nichtlineare makroökonomische Produktionsfunktionen als Energienachfragetreiber(Bauer et al., 2008), oder die nichtlineare Zunahme der Integrationsherausforderungen mit zunehmendem Anteil von fluktuierender Erneuerbarer Stromerzeugung. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über die wichtigsten Komponenten des Modells gegeben. Der Modellcode ist unter https://rse.pik-potsdam.de/doc/remind/2.1.3/ detailliert dokumentiert und ist als Open Source unter https://github.com/remindmodel verfügbar.

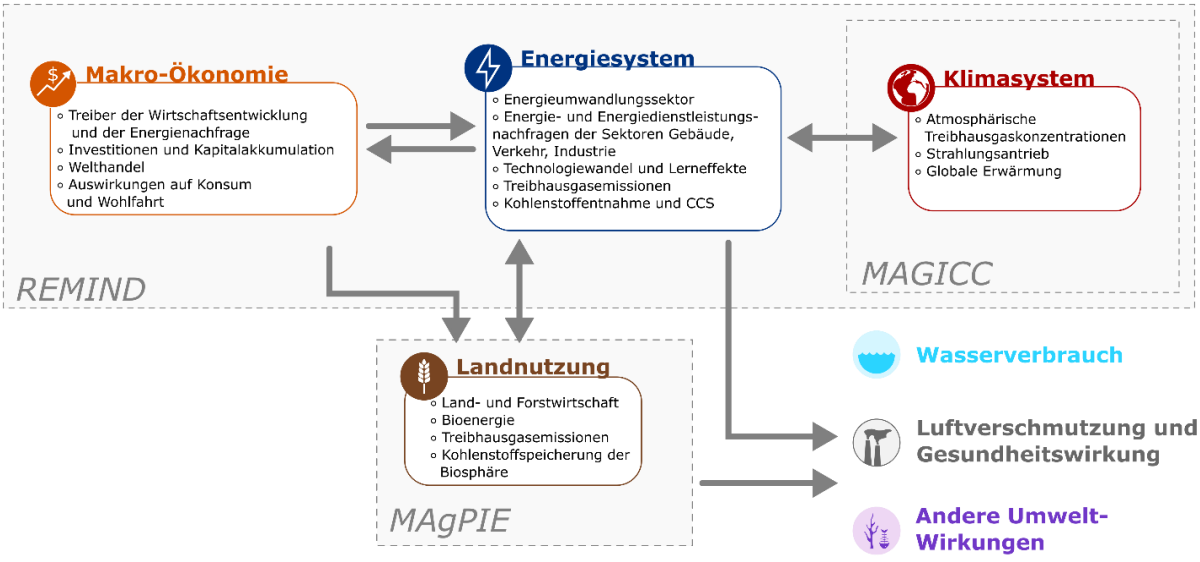


Abbildung A.1: Allgemeine Struktur des REMIND-Modells.

Der makroökonomische Kern von REMIND ist ein Investitionsmodell zur Maximierung der Wohlfahrt unter durch die Systemeigenschaften sowie Klima- und Nachhaltigkeitsziele gegebene Nebenbedingungen. Die gesamtwirtschaftliche Produktion wird anhand einer Produktionsfunktion

mit konstanter Substitutionselastizität und den Inputfaktoren Kapital, Arbeit und Energie berechnet. In Bezug auf seine makroökonomische Formulierung ähnelt REMIND anderen klimaökonomischen Modellen wie RICE (Nordhaus and Yang, 1996) und MERGE (Manne et al., 1995). REMIND ist jedoch breiter angelegt und weist einen wesentlich höheren Detaillierungsgrad bei der Darstellung von Energiesystemtechnologien, Handel und globalen Kapitalmärkten auf. Für die hier vorgestellten Szenarien optimiert das Modell die Regionen einzeln und verwendet einen iterativen Algorithmus, um die internationalen Märkte für Brennstoffe und nichtenergetische Güter zu räumen (Leimbach et al., 2017).

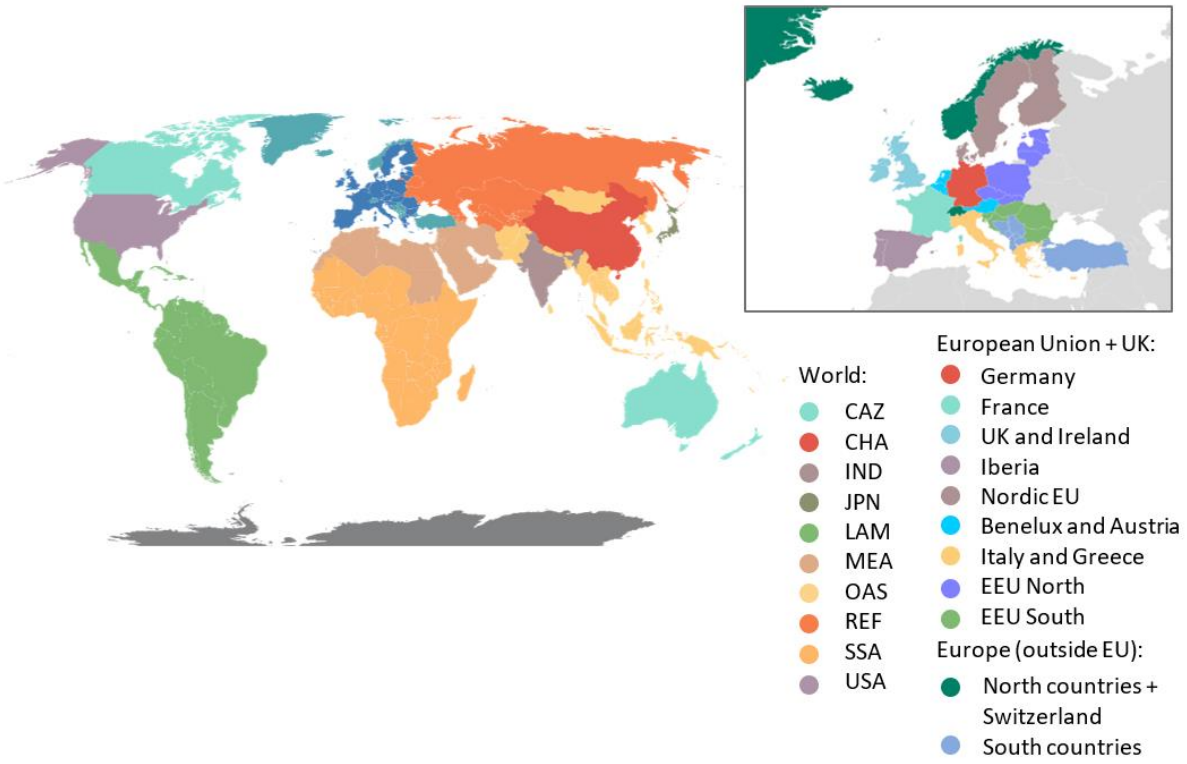


Abbildung A.2: Regionen von REMIND-EU

Die Modellversion REMIND-EU (Rodrigues et al., 2022) ergänzt die ursprüngliche REMIND-Formulierung um eine erweiterte Darstellung der europäischen Politik und räumliches Detail. REMIND-EU behält die globale Abdeckung des REMIND-Modells bei, erweitert aber die bisherige Darstellung von 12 Weltregionen auf insgesamt 21 Regionen (siehe Abbildung A.2). Die erweiterte räumliche Detaillierung konzentriert sich auf Europa, indem insgesamt neun Regionen eingeführt werden, die die Europäische Union und das Vereinigte Königreich repräsentieren, sowie zwei zusätzliche Regionen, die die übrigen europäischen Länder darstellen. Die eingeführte räumliche

Disaggregation folgte einer Kompromissanalyse zwischen zusätzlicher mathematischer Komplexität und besserer Darstellung europäischer Klimazonen, energiespezifischer Politiken, Clusterung von Wirtschaftsmerkmalen, Verhaltensannahmen und Länderspezifika.

Das Energiesystem in REMIND bildet die Umwandlung von Primäenergieressourcen in Sekundärenergieträger und deren Transport und Bereitstellung für die Endnutzungssektoren Verkehr, Gebäude und Industrie ab. In der hier genutzten Version besteht zusätzlich eine Kopplung zum detaillierten Transportmodell EDGE-T, das REMIND eine genauere Auflösung der Transformation des Transportsektors ermöglicht (Rottoli et al., 2021).

Pfadabhängigkeiten und Trägheiten sind durch Kapitalstöcke und technologische Lerneffekte beispielsweise für Windenergie, Photovoltaik, Betteriespeicher und Elektrolyseure abgebildet. Zusätzlich werden Kostenaufschläge für sehr schnelle Hochskalierung von Technologien angenommen (Wilson et al., 2013).

REMIND bildet die Integration fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung von Wind- und Solarenergie über detaillierte Parametrisierungen der Bedarfe für Netzausbau, Kurzfristspeicher (Batterien) und Langfristspeicher (Elektrolyse und Rückverstrumung), sowie der Abregelung in Abhängigkeit Wind- und PV-Erzeugungsanteile. Diese Integrationsherausforderungen wurden auf Basis von Dispatch-Modellen abgeleitet (Scholz et al., 2017; Ueckerdt et al., 2017) und steigen überproportional mit dem Anteil der EE-Erzeugung.

REMIND verwendet Emulatoren in reduzierter Form, die aus dem detaillierten Landnutzungs- und Landwirtschaftsmodell MAgPIE (Model of Agricultural Production and its Impact on the Environment) (Dietrich et al., 2019) abgeleitet sind, um Landnutzungs- und landwirtschaftliche Emissionen sowie die Bioenergieversorgung und andere landbasierte Minderungsoptionen darzustellen.

Das Modell berücksichtigt die gesamte Bandbreite der anthropogenen Treibhausgasemissionen (THG), von denen die meisten explizit in Abhängigkeit der Quellaktivität berücksichtigt werden. Es kann sowohl globale Klimaziele wie CO_2-Budgets als auch spezifische regionale Ziele analysieren. Das MAGICC 6 Klimamodell (Meinshausen et al., 2011) wird verwendet, um Emissionen in Veränderungen der atmosphärischen Treibhausgaskonzentration und die resultierende globale Erwärmung zu übersetzen. Die Implementierung der Klimaziele erfolgt hier über einen iterativen Algorithmus, bei dem ein CO_2-Preis in der jeweiligen Region so lange angepasst wird, bis das gewünschte Klimaziel erreicht ist.

B. REMod

Das Energiesystemmodell REMod wurde entwickelt, um technisch umsetzbare und kostengünstige Transformationspfade des deutschen Energiesystems bis 2050 zu berechnen, mit denen zugleich klimapolitische Ziele in Form von CO_2-Reduktionspfaden, beziehungsweise eines CO_2-Budgets eingehalten werden.[32] Eine zentrale Eigenschaft von REMod ist die gleichzeitige Kostenoptimierung aller Verbrauchssektoren des Energiesystems mit einer stündlichen Auflösung (Palzer, 2016; Sterchele, 2019). Der vorgegebene Reduktionspfad der energiebedingten CO_2-Emissionen setzt sich aus jahresscharfen Zielwerten und einem Gesamtbudget zusammen. Die stundenscharfe Simulation des Energiesystems stellt sicher, dass alle Wandler, Speicher und Verbraucher so dimensioniert werden, dass jeder Verbrauchssektor in jeder Stunde ausreichend mit Energie versorgt wird. Neben Annahmen zur Entwicklung der verschiedenen Sektoren werden abgestimmte Prognosen zu Kostenentwicklungen und Wirkungsgraden sämtlicher berücksichtigter Technologien hinterlegt. Der in REMod verwendete Optimierungsalgorithmus ist das sogenannte „Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy"-Verfahren (Hansen, 2016).

Abbildung A.3 zeigt eine schematische Übersicht über das Modell. Dargestellt sind die wichtigsten Energiewandlungstechnologien und die vier Verbrauchssektoren, gegliedert nach den wesentlichen Nutzungsformen Gebäudewärme (Raumwärme, Trinkwarmwasser), (klassische) Stromanwendungen (z. B. Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnik, Kältetechnik, mechanische Energie), industrielle Prozesswärme und Verkehr.

[32] Diese Modellbeschreibung ist eine gekürzte und aktualisierte Version aus Sterchele et al.,2020.

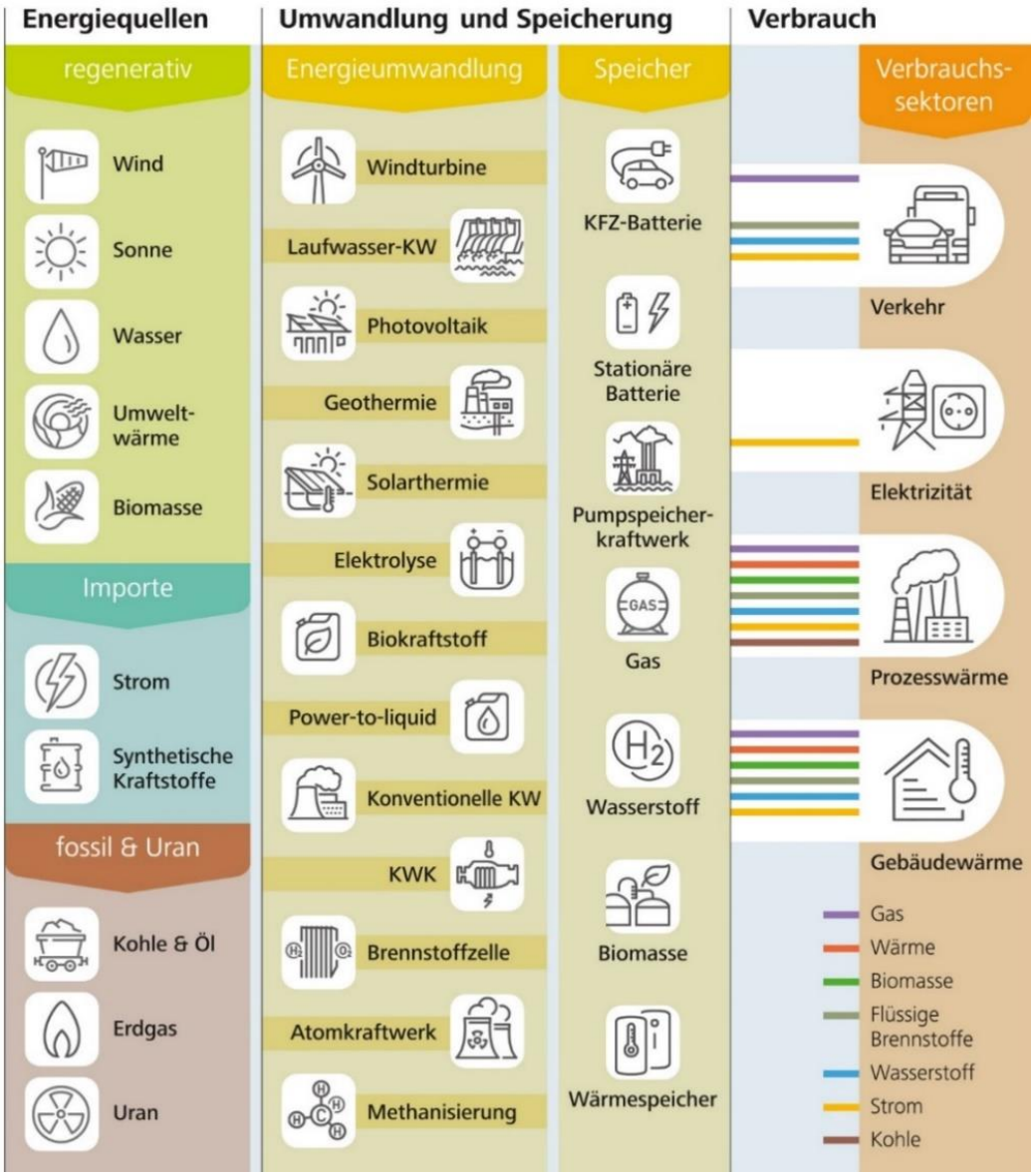


Abbildung A.3: Schematische Darstellung des Modells REMod (KW: Kraftwerk, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung (Sterchele et al., 2020).

Die stündliche Nachfrage nach Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor wird nach der DIN EN 13790 (DIN e.V., 2008) berechnet, welche auf einer Gebäudedatenbank mit insgesamt 19 charakteristischen Typgebäuden aufbaut. Für die Bereitstellung von Raumwärme werden zwei Klassen von Heizungssystemen mit unterschiedlichen Temperaturniveaus der Vorlauftemperatur unterschieden (Standardheizungssystem mit Radiatoren, Niedertemperaturheizung wie z. B. Flächenheizung). In Verbindung mit elf Techniken zur Wärmebereitstellung ergeben sich somit 20 verschiedene Wärmeversorgungoptionen für den Gebäudesektor. Die zur Verfügung stehenden Wärmetechnologien umfassen konventionelle Kessel basierend auf Methan, Biomasse oder Öl, motorische Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), elektrische, brennstoffbasierte und

hybride Wärmepumpen (mit Luft oder Erdreich als Wärmequelle) und Brennstoffzellensysteme basierend auf Methan oder Wasserstoff. Alle Technologien können optional mit Warmwasserspeichern und solarthermischen Kollektoren ergänzt werden. Neben diesen Systemen ist im Modell die Wärmeversorgung auf Basis von Wärmenetzen als Option hinterlegt. Diese Wärmenetze können mit geothermischer Wärme oder durch Wärme aus KWK-Anlagen, elektrischen Großwärmepumpen, (Spitzenlast-) Gaskesseln oder solarthermischen Kollektoren versorgt werden. Außerdem können Großwärmespeicher in Wärmenetzen genutzt werden.

Klassische Stromanwendungen beschreiben die heute im Netz vorkommende Last exklusive der Stromnachfrage für Wärme (Raumwärme und Trinkwarmwasser sowie industrielle Prozesswärme), straßengebundenen Verkehr sowie sonstige flexible Stromverbraucher wie beispielsweise Power-to-X-Technologien.[33] Diese wird über Lastprofile abgebildet, basierend auf den Daten des europäischen Verbandes der Übertragungsnetzbetreiber („European Network of Transmission System Operators for Electricity", kurz ENTSO-E). Hierin ist auch die Stromnachfrage des Schienenverkehrs sowie der Industrie für mechanische Energie enthalten. Im Laufe der zukünftigen Systementwicklung hinzukommende Stromverbräuche wie batterieelektrische Kraftfahrzeuge oder elektrische Wärmepumpen werden innerhalb der Modellierung zusätzlich zur Basisstromlast betrachtet.

Als konventionelle Stromerzeuger sind Kraftwerke mit Braun- und Steinkohle als Brennstoff, Kernkraftwerke (bis zum Ausstieg aus deren Nutzung im Jahr 2022), ölbefeuerte Kraftwerke, Gasturbinen (mit Brennstoff CH_4 oder H_2), KWK-Anlagen, Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) und Brennstoffzellensysteme (basierend auf H_2 oder CH_4) implementiert. Erneuerbarer Strom kann aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen und Laufwasserkraftwerken gewonnen werden. Zusätzlich stehen je nach Parametrierung unterschiedliche Kuppelleistungen für den Import und Export von Strom zur Verfügung.

Die Energienachfrage des Verkehrs wird mit den Daten des BMWi (BMWi, 2019b) und mit stündlich aufgelösten Fahr- bzw. Nachfrageprofilen auf jede Stunde des Jahres verteilt. Über die Wirkungsgrade der jeweiligen Antriebstechnologien wird die Endenergienachfrage für die jeweiligen

[33] Hierbei wird auf das Jahr 2016 verwiesen, da für dieses Jahr die entsprechenden statistischen Werte vorliegen.

Kraftstoffe beziehungsweise Strom ermittelt. Die Energienachfrage für Luft- und Schifffahrt[34] sowie des brennstoffbasierten Bahnverkehrs werden bilanziell berücksichtigt. Der Verkehrssektor wird im Detail durch Pkw und Lkw mit jeweils sieben Antriebskonzepten und dazugehöriger Energienachfrage zur Fortbewegung abgebildet. Neben heute etablierten Verbrennungsmotoren, die als Kraftstoff flüssigen Kraftstoff oder Methan verwenden, sind batterie- und wasserstoffelektrische Antriebskonzepte implementiert. Alle Konzepte können auch als Plug-In-Hybrid-Variante Teil der Lösung sein. Antriebskonzepte mit Batterie können im System als Flexibilitätsoption, also als Stromspeicher, verwendet werden, der zu einem Anteil netzdienlich be- und entladen werden kann.

Energie zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie wird in verschiedene Temperaturniveaus unterteilt. Für den Temperaturbereich unter 480 °C wird ein stündliches Profil angenommen, das demjenigen der Basisstromlast angenähert ist. Für Anwendungen mit einer Temperatur über 480 °C wird eine konstante Energienachfrage unterstellt. Die gesamte Energienachfrage über ein Jahr basiert auf den Daten des BMWi (BMWi, 2019b) und den szenariospezifischen Annahmen.

Als Speicher stehen dem System elektrische Energiespeicher in Form von stationären und mobilen Batterien in Fahrzeugen, Pumpspeicherkraftwerken oder Carnot-Batterien als Hochtemperaturspeicher mit Option zur Rückverstromung zur Verfügung. Zusätzlich werden Wasserstoffspeicher und thermische Warmwasserspeicher in verschiedenen Größenordnungen berücksichtigt.

Wasserstoff kann im Verkehr, der Industrie (stofflich oder energetisch zur Erzeugung von Prozesswärme) oder in Gebäuden (mittels H_2-Brennstoffzellen) genutzt werden. Neben der Einspeisung ins Erdgasnetz besteht zudem die Möglichkeit, Wasserstoff als Rückverstromungsoption in Gasturbinen zu nutzen. Ferner kann Wasserstoff in Methanisierungs- oder in Power-to-Liquid-Anlagen in synthetisches Erdgas beziehungsweise flüssige Kraftstoffe zur Verwendung in Kraftwerken, Heizungstechnologien oder im Verkehr gewandelt werden. Wasserstoff kann entweder importiert werden oder inländisch aus Biomasse, durch Dampfreformierung von Methan oder durch Elektrolyse aus EE-Strom erzeugt werden.

Biomasse kann in unterschiedlichen Nutzungspfaden entweder direkt oder nach Umwandlung in einen anderen Energieträger verwertet werden. So kann z. B. Holz in Kesseln für die Industrie zur

[34] Der Energiebedarf der Luft- und Schifffahrt ist in einen innerdeutschen und einen internationalen Teil, also von Deutschland ausgehenden oder in Deutschland ankommenden, getrennt.

Bereitstellung von Prozesswärme oder zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme im Gebäudesektor verwendet werden. Zusätzlich sind als Anlagen zur Umwandlung von Biomasse Biogasanlagen, Vergaser-Anlagen mit anschließender Synthetisierung in Wasserstoff, Methan oder flüssige Brennstoffe und Biodieselanlagen implementiert.

Neben der inländischen Erzeugung können aus Erneuerbaren Energien hergestellte synthetische Energieträger importiert werden. Hierzu zählen Wasserstoff, Methan und flüssige Kraftstoffe. Jahresscharf wird dafür eine maximal zur Verfügung stehende Menge mit einem jeweiligen spezifischen Preis als Annahme vorgegeben. Der spezifische Preis ergibt sich aus den Herstellungskosten und den jeweils notwendigen Kosten für den Transport des Energieträgers. Wieviel dieser zur Verfügung stehenden Kapazitäten letztendlich verwendet wird, ist Ergebnis der Optimierung.

REMod simuliert stundenscharf den Betrieb und die dabei entstehenden CO_2-Emissionen des Energiesystems, das durch die installierten Kapazitäten der genannten Technologien beschrieben wird. Hierbei wird das Zusammenspiel der Technologien durch eine Betriebsführungshierarchie vorgegeben, welche emissionsarme Technologien bevorzugt betreibt (Palzer, 2016; Sterchele, 2019).

C. TIMES-PanEU

TIMES ist ein Modellgenerator für bottom-up Energiesystemmodelle, der innerhalb des Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) der International Energy Agency (IEA) entwickelt wurde (ETSAP, n.d.). Hierbei kann das Optimierungsproblem als lineares Optimierungsproblem der als gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem modelliert werden. In TIMES erfolgt eine Trennung zwischen der anwenderspezifischen Modellstruktur (dargestellt als Referenzenergiesystem), den Daten, der mathematischen Formulierung der Nebenbedingungen und dem Lösungsverfahren (Loulou et al., 2016a; Remme, 2006). Der Anwender erstellt ein Energiesystemmodell mittels eines Datenmanagementsystems (VEDA-TIMES), von dem die nutzerspezifischen Modellstruktur- und Eingabedaten an TIMES übergeben und in mathematische Gleichungen, basierend auf der algebraischen Modellierungssprache GAMS, umgewandelt werden (Gargiulo, 2009; Gargiulo et al., 2016; Wright et al., 2016). Hierbei werden unterschiedliche Algorithmen zur Lösung des mathematischen Optimierungsproblems zur Verfügung gestellt. Die Zielfunktion in TIMES beinhaltet die Minimierung der Gesamtsystemkosten unter Einhaltung aller Nebenbedingungen (Loulou et al., 2016b).

Grundstruktur von TIMES PanEU

Das europäische Energiesystemmodell TIMES PanEU ist ein lineares Optimierungsmodell, in dem das Energiesystem der Staaten der EU27 sowie von Norwegen, Großbritannien und der Schweiz (siehe Abbildung A.4) hinsichtlich seiner Gesamtsystemkosten integral optimiert wird. Der Modellierungszeitraum reicht von 2010 bis 2050 und ist in mehrere Zeitschritte unterteilt (Fünf-Jahres-Schritte). Bei der Optimierung erfolgen eine integrale Ausbau- und Einsatzoptimierung über den gesamten Modellierungszeitraum (Blesl et al., 2010; Europäische Kommission, 2013).



Abbildung A.4: Regionen des TIMES-PanEU-Modells.

Abbildung A.5 zeigt das länderspezifische Referenzenergiesystem des bestehenden TIMES PanEU Modells in aggregierter Form. Zielfunktion des Modells ist eine zeitintegrale Minimierung der gesamten diskontierten Systemkosten für den Zeithorizont 2010 bis 2050. Dabei ist im Modell ein vollständiger Wettbewerb zwischen verschiedenen Technologien beziehungsweise Energieumwandlungspfaden unterstellt. Als Energiesystemmodell enthält TIMES PanEU auf einzelstaatlicher Ebene alle an der Energieversorgung und -nachfrage beteiligten Sektoren, wie beispielsweise die öffentliche und industrielle Strom- und Wärmeerzeugung, die Industrie, den Gewerbe-, Handels-, Dienstleistungssektor (GHD), die Haushalte und den Transportsektor. Sowohl die Treibhausgasemissionen (CO_2, CH_4, N_2O) als auch die wichtigsten Schadstoffemissionen (CO, NOx, SO_2, NMVOC, PM10, PM2,5) sind in TIMES PanEU erfasst.

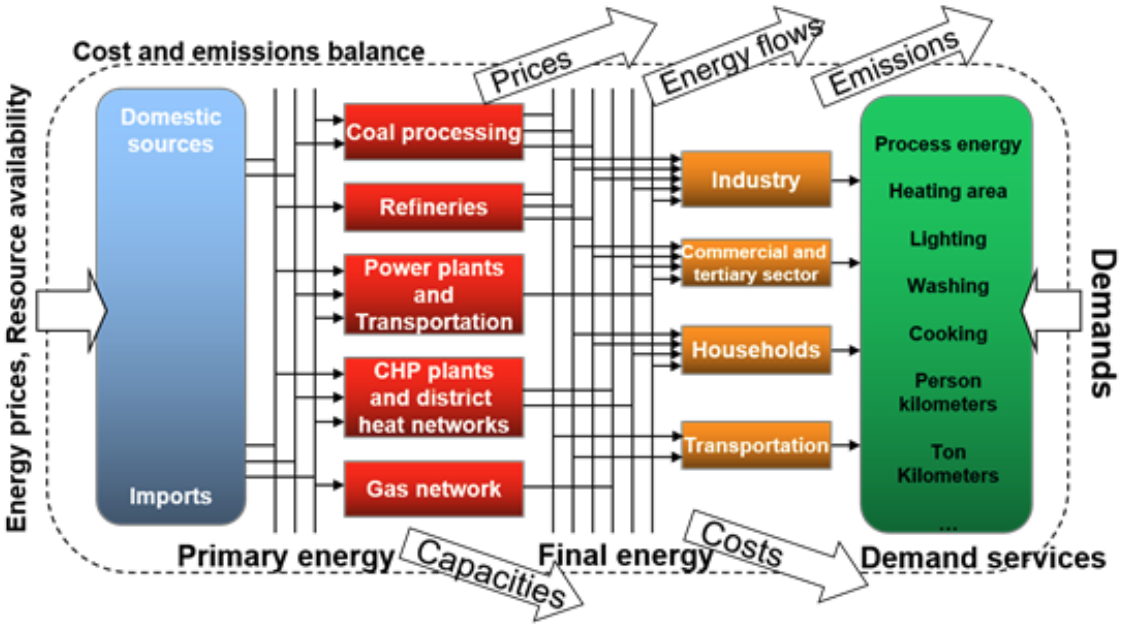


Abbildung A.5: Allgemeine Struktur des TIMES-PanEU-Modells.

Bereitstellung von Energieträgern und sonstige Energieumwandlung

Im Energieträger-Bereitstellungssektor sind die Primärenergieressourcen durch Angebotskurven mit mehreren Kostenstufen modelliert. Dazu gehören Rohöl, Erdgas, Steinkohle und Braunkohle. Darüber hinaus werden verschiedene Bioenergieträger modelliert: Holz, Biogas, Haushaltsmüll, Industriemüll und Energiepflanzen. Für die Rohstoffe stehen verschiedene Umwandlungstechnologien wie Raffinerien zur Verfügung (Kober, 2013).

Öffentliche Strom- und Wärmebereitstellung

Die Modellierung der öffentlichen Strombereitstellung erfolgt auf Basis von drei Spannungsebenen: Höchst- und Hochspannung, Mittelspannung, Niederspannung. Versorgungsseitig stehen verschiedene Strombereitstellungstechnologien zur Verfügung, die die elektrische Energie in die unterschiedlichen Spannungsebenen einspeisen. Hierbei nutzen die zentralen Großkraftwerke das Höchstspannungsnetz, dezentrale Kraftwerke, wie z. B. PV Anlagen, das Mittel- und Niederspannungsnetz. Sowohl der Kraftwerksbestand im Jahr 2015 als auch die Investitionsoptionen für die folgenden Perioden sind dabei nach Technologieleistungsklassen und eingesetztem Brennstoff aggregiert. Die Wasserkraftwerke (Pumpspeicher, Laufwasser) sind ebenso im Strombereitstellungssektor modelliert.

Die Stromnachfrage ist in TIMES PanEU in die Sektoren Haushalte, GHD, Landwirtschaft, Transport und Industrie unterteilt. Transportverluste werden über Wirkungsgrade der Transformationsprozesse berücksichtigt. Zudem fallen hier Netznutzungsentgelte in Form von variablen Kosten an. Die von den öffentlichen KWK-Anlagen und Heizwerken zentral bereitgestellte Fernwärme wird ebenfalls über Wärmeumwandlungsprozesse in sektorspezifische Fernwärme umgewandelt. Auch diese Prozesse berücksichtigen Kosten und die Wärmeverluste in Form von Wirkungsgraden.

Haushalte, GHD und Landwirtschaft

Hinsichtlich der Nachfrage nach Energiedienstleistungen beziehungsweise -mengen wird in TIMES PanEU sektorspezifisch differenziert, wobei für jede Nachfragekategorie verschiedene Bestandstechnologien und Investitionsoptionen, aggregiert nach Technologie und eingesetztem Endenergieträger, zur Bereitstellung der entsprechenden Nutzenergie zur Verfügung stehen. Im Haushaltssektor ist die Nachfrage in folgende Nutzenergien unterteilt: Raumwärme, Raumklimatisierung, Warmwasser, Kochen, Beleuchtung, Kühlung, Spülmaschine, Waschmaschine, Trockner, Sonstige Elektrizitätsnachfrage, Sonstige Energienachfrage. Der Wärmebedarf (Raumwärme, Klimatisierung, Warmwasser) wird zusätzlich unterteilt in den Wärmebedarf städtischer und ländlicher Einfamilienhäuser sowie der Mehrfamilienhäuser (jeweils Alt- und Neubau). Im Sektor GHD ist die Nachfrage in folgende Nutzenergien unterteilt: Raumwärme, Raumklimatisierung, Warmwasser, Kochen, Beleuchtung, Kühlung, Öffentliche Beleuchtung, Sonstige Elektrizitätsnachfrage, Sonstige Energienachfrage. Hier wird der Wärmebedarf weiter unterteilt nach Gebäudetyp (kleine und große Gebäude). Die Energienachfrage der Landwirtschaft wird durch einen allgemeinen Prozess modelliert, der verschiedene Energieträger als Input zur Deckung der Nachfrage benötigt.

Transport

Im Transportsektor sind verschiedene Nachfragekategorien abgebildet. Die Nachfragekategorien werden unterteilt in: Pkw-Personenkilometer, Bus-Personenkilometer (Stadt/Land), Lkw-Tonnenkilometer (leicht/schwer), Kraftrad-Personenkilometer, Passagierzug-Personenkilometer (leicht/schwer), Güterzug-Tonnenkilometer, Flugverkehr-PJ (Inland/international innerhalb der EU/international außerhalb der EU), Schifffahrt-PJ (allgemein/Bunker). Die Nachfragen können jeweils durch verschiedene Technologien (Prozesse) mit unterschiedlichen Input-Energieträgern gedeckt werden.

Industrie

Im Industriesektor wird zwischen energieintensiven und nicht-energieintensiven Branchen unterschieden. Die energieintensiven Branchen werden unterteilt in die Bereiche Eisen und Stahl, Aluminium, Kupfer, Ammoniak, Chlor, Zement, Kalk, Flachglas, Behälterglas und Papier. Zur Deckung der Nachfragen stehen auf den unterschiedlichen Prozessstufen verschiedene Technologien zur Verfügung. Die nicht-energieintensiven Branchen werden unterteilt in sonstige Nichteisenmetalle, sonstige Chemie, sonstige nichtmetallische Mineralien, Lebensmittel und übrige Industrien (Kober, 2013). Darüber hinaus sind in TIMES PanEU die industriellen Eigenerzeuger modelliert. Für die Wärme- und Strombereitstellung stehen unterschiedliche Technologien zur Deckung der Nachfrage zur Verfügung.

D. VECTOR21

Das Simulationstool VECTOR21 (Vehicle Technology Scenario Model) des DLR-Instituts für Fahrzeugkonzepte dient der Erstellung von Szenarien zur Marktentwicklung von Fahrzeugtechnologien des deutschen Pkw- und Lkw-Markts bis 2050. Die Modellierung des Marktangebots berücksichtigt Fahrzeuge mit unterschiedlichen technisch-ökonomischen Eigenschaften, differenziert nach Antriebsstrangkonfiguration (z. B. Diesel und Benzin; Plug-in Hybrid, batterieelektrisch) und Fahrzeugsegment. Nachfrageseitig bildet VECTOR21 für verschiedene Käufergruppen das Fahrverhalten (z. B. Jahresfahrleistung) sowie Präferenzen (z. B. Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur und Beschleunigungsverhalten der Fahrzeuge) ab. Zusätzlich sind Entwicklungen von für den Fahrzeugmarkt relevanten Rahmenbedingungen hinterlegt, wie die zukünftige Entwicklung der EU-CO_2-Emissionsnormen für Fahrzeuge, Verfügbarkeit der Lade- und Tankinfrastruktur, Technologiekosten sowie Kraftstoff- und Stromkosten. Der wichtigste Output der Modellierungen ist die Entwicklung der Marktanteile der Fahrzeugtechnologien, sowie darauf basierende Indikatoren wie Energieverbrauch und CO_2-Emissionen des Straßensektors. Tabelle A.1 fasst die Annahmen für die VECTOR21-Simulationen zusammen.

	Mix	Elek.	H2	E-Fuel
CO_2-Preise (Euro2020)	Starke Erhöhung, 2025: 100 Euro, 2030: 200 Euro, 2045: 500 Euro	Starke Erhöhung, 2025: 100 Euro, 2030: 200 Euro, 2045: 500 Euro	Starke Erhöhung, 2025: 100 Euro, 2030: 200 Euro, 2045: 500 Euro	Starke Erhöhung, 2025: 100 Euro, 2030: 200 Euro, 2045: 500 Euro
Flottengrenzwerte Pkw	Reduktion von 50 % gegenüber 2021 bis 2030, post-2030 Verschärfung bis 2050, um 90 % THG-Minderung zu erreichen (gemäß Green Deal)	Reduktion von 50 % gegenüber 2021 bis 2030, post-2030 Verschärfung bis 2050, um 90 % THG-Minderung zu erreichen (gemäß Green Deal)	Reduktion von 50 % gegenüber 2021 bis 2030, post-2030 Verschärfung bis 2050, um 90 % THG-Minderung zu erreichen (gemäß Green Deal)	Reduktion von 50 % gegenüber 2021 bis 2030, post-2030 Verschärfung bis 2050, um 90 % THG-Minderung zu erreichen (gemäß Green Deal) + Anrechenbarkeit von synthetischen Kraftstoffen auf die CO_2 Flottengrenzwerte für bis zu 10 % der abgesetzten Pkw ab 2030

	Mix	Elek.	H2	E-Fuel
Flotten-grenzwerte Lkw	31 % für leichte und 30 % für schwere Nutz-fahrzeuge bis 2030, Verschär-fung bis 2050, um 90 % THG-Minderung zu erreichen	31 % für leichte und 30 % für schwere Nutz-fahrzeuge bis 2030, Verschär-fung bis 2050, um 90 % THG-Minderung zu erreichen	31 % für leichte und 30 % für schwere Nutz-fahrzeuge bis 2030, Verschär-fung bis 2050, um 90 % THG-Minderung zu erreichen	31 % für leichte und 30 % für schwere Nutzfahrzeuge bis 2030, Verschärfung bis 2050, um 90 % THG-Minderung zu erreichen + Anre-chenbarkeit von synthetischen Kraft-stoffen auf die CO_2-Flottengrenzwerte ab 2030
Energiesteuer	Benzin+Diesel: 2020 Sätze no-minal konstant, H_2/E-Fuels bis 2030 befreit, bis 2035 halber Satz, ab 2035 wie fossile Kraft-stoffe	Benzin+Diesel: 2020 Sätze no-minal konstant, H_2/E-Fuels bis 2030 befreit, bis 2035 halber Satz, ab 2035 wie fossile Kraft-stoffe	Benzin+Diesel: 2020 Sätze no-minal konstant, H_2/E-Fuels bis 2030 befreit, bis 2035 halber Satz, ab 2035 wie fossile Kraft-stoffe	Benzin+Diesel: 2020 Sätze nominal kon-stant, H_2/E-Fuels bis 2030 befreit, bis 2035 halber Satz, ab 2035 wie fossile Kraftstoffe
Synthetische Kraftstoffe (E-Fuels)	Ab 2023 1 % Beimischung, bis 2045 >90 %	Ab 2023 1 % Beimischung, bis 2045 >90 %	Ab 2023 1 % Beimischung, bis 2045 >90 %	Ab 2023 1 % Beimischung, bis 2040 >90 %
H_2 Tank- / La-deinfrastruk-tur Pkw, Leichte Nutz-fahrzeuge	Ladeinfrastruk-tur-Ausbau bis 2030 abge-schlossen, H_2-Infrastruktur-ausbau bis 2035 abge-schlossen	Schneller Aus-bau der Ladeinf-rastruktur bis 2025, bis 2030 abgeschlossen, geringer Aus-bau der H_2-Inf-rastruktur	Schneller Aus-bau der Ladeinf-rastruk-tur bis 2030, bis 2035 abgeschlossen, H_2-Infrastruk-tur-ausbau bis 2030 abge-schlossen	Schneller Ausbau der Ladeinfrastruk-tur bis 2030, bis 2035 abgeschlos-sen, H_2-Infrastruk-turausbau bis 2040 abgeschlossen
Ladeinfra-struktur Schwere Nutzfahr-zeuge	Ausbau der not-wendigen Strom-Lade- und H_2-Tank-Inf-rastruktur bis 2035 abge-schlossen	Ladeinfrastruk-tur-Ausbau bis 2030, geringer Ausbau der H_2-Infrastruktur	Ladeinfrastruk-tur-Ausbau bis 2035, H_2-Infra-struktur-ausbau bis 2030 abge-schlossen	Ausbau der Ladeinf-rastruktur bis 2035, geringer Ausbau der H_2-Infrastruktur
PKW Technol-ogiekosten Annahmen (Euro2020)	Batterie: 90 Euro/kWh bis 2030 (Avi-cenne Energy, 2020); Brenn-	Batterie: 54 Euro/kWh bis 2030) (Hen-best et al., 2020); Brenn-	Batterie: 90 Euro/kWh bis 2030 (Avi-cenne Energy, 2020); Brenn-	Batterie: 90 Euro/kWh bis 2030 (Avicenne Energy, 2020); Brennstoff-zellen-system: 58 Euro/kW

	Mix	Elek.	H2	E-Fuel
	stoff-zellensys-tem: 58 Euro/kW bis 2050 (James et al., 2018; eigene Annahmen) Lkw endogen	stoff-zellensys-tem: 58 Euro/kW bis 2050 (James et al., 2018; eigene Annahmen) Lkw endogen	stoff-zellensys-tem: 58 Euro/kW bis 2030 (James et al., 2018; eigene Annahmen)Lkw endogen	bis 2050 (James et al., 2018; eigene An-nahmen) Lkw endogen
Strompreis (Pkw Heimla-der) (EUR2020/kW h)	Konstant: 0,35 Euro/kWh (Annahme)	Reduktion auf 0,29 Euro/kWh bis 2045	Konstant: 0,35 Euro/kWh (Annahme)	Konstant: 0,35 Euro/kWh (An-nahme)
Strompreis (Lkw, Großab-nehmer, ohne MwSt.) (EUR2020/kW h)	Konstant: 0,25 Euro/kWh (Annahme)	Reduktion auf 0,23 Euro/kWh bis 2045	Konstant: 0,25 Euro/kWh (Annahme)	Konstant: 0,25 Euro/kWh (An-nahme)
Ölpreis (Euro2020/ barell)	Anstieg bis 2045 auf 95 Euro/barell (REMIND-EU)	Anstieg bis 2045 auf 87 Euro/barell (REMIND-EU)	Anstieg bis 2045 auf 90 Euro/barell (REMIND-EU)	Anstieg bis 2045 auf 102 Euro/barell (REMIND-EU)
H_2 (grün) Tankstellen-preis (Euro2020/ kg)	2030: 7,80 Euro/kg; 2050: 5,70 Euro/kg (basierend auf Prognos, 2020)	2030: 7,80 Euro/kg; 2050: 5,70 Euro/kg (basierend auf Prognos, 2020)	2030: 7,80 Euro/kg; 2050: 5,70 Euro/kg (basierend auf Prognos, 2020)	2030: 7,80 Euro/kg; 2050: 5,70 Euro/kg (basierend auf Prog-nos, 2020)
Umwelt-prämie	Gemäß Stand 2021 (z. B. 9.000 Euro für kleine und mitt-lere BEVs/FCEVs)	Gemäß Stand 2021	Gemäß Stand 2021	Gemäß Stand 2021
Förderkulisse Lkw	Kfz-Steuer-Be-freiung, Kauf-prämie und Mautbefreiung für BEV und FCEV bis 2025, anschließend reduzierter Mautsatz bis 2035	Kfz-Steuer-Be-freiung , Kauf-prämie und Mautbefreiung für BEV und FCEV bis 2025, anschließend reduzierter Mautsatz bis 2035	Kfz-Steuer-Be-freiung , Kauf-prämie und Mautbefreiung für BEV und FCEV bis 2025, anschließend reduzierter Mautsatz bis 2035	Kfz-Steuer-Befrei-ung , Kaufprämie und Mautbefreiung für BEV und FCEV bis 2025, anschlie-ßend reduzierter Mautsatz bis 2035

Tabelle A.1: Annahmen-Übersicht VECTOR21.

E. DEMO

Das Deutschlandmodell (DEMO) des DLR-Instituts für Verkehrsforschung ist eine Modellllandschaft, die aus mehreren Teilmodellen besteht, die die Verkehrsentwicklung in allen Bereichen (Personenverkehr, Wirtschaftsverkehr) und für alle Verkehrsträger (Straße, Schiene, Binnenschiff, Luft) in Deutschland maßnahmensensitiv und prognosefähig abbilden.

Im Personenverkehr kommt ein räumlich hoch aufgelöstes, multimodales synthetisches Verkehrsmodell zur Anwendung (Winkler and Mocanu, 2017). Modelliert werden die Verkehrserzeugung (Gesamtanzahl der Wege), Verkehrsverteilung (Zielwahl, Entfernung der Wege) und Verkehrsaufteilung (Moduswahl). Zwei Teilmodelle differenzieren anhand der Entfernung (Grenze bei 100 km) nach Nah- und Fernverkehr und dort jeweils nach Wegezwecken. Neben dem innerdeutschen Binnenverkehr kann der auch der Quell-, Ziel- und Transitverkehr (vereinfacht) abgebildet werden.

Wichtige Outputs im Personenverkehr sind die Gesamtanzahl der Wege und Verkehrsleistung je Verkehrsmodus, sowie eine räumlich fein aufgelöste Verortung dieser Wege, das heißt eine Verkehrsumlegung (Routenwahl und Berechnung von Verkehrsströmen auf einzelne Straßen).

Die wichtigsten Eingangsgrößen sind die räumlich differenzierte Bevölkerungszahl (nach Altersgruppen, Erwerbstätigkeit, Pkw-Besitz) und die Verkehrsangebotskenngrößen (Reisezeiten und –kosten je Verkehrsmodus). Diese Kenngrößen werden aus detaillierten Netz- und Angebotsmodellen modusspezifisch generiert. Außerdem werden soziale Trends, technische Entwicklungen und politische Maßnahmen berücksichtigt.

Die Annahmen für den Personenverkehr sind in Tabelle A.2 hinterlegt.

	Quelle	Mix	Elek.	H2	E-Fuel
Bevölkerungs-entwicklung	Eurostat (Gesamt-summe), BBSR, Destatis (räumliche Verteilung)	2030: 83,5 Mio. 2050: 82,7 Mio.			
BIP	Eurostat	2030: 3.309 Mrd. Euro 2050: 4.159 Mrd. Euro			
Pkw-Dichte	VECTOR21 + eigene Annahmen	2030: 588 2050: 606	2030: 588 2050: 616	2030: 587 2050: 607	2030: 583 2050: 613
Energiekosten Pkw pro km	VECTOR21	2030: 15 ct/km	2030: 14 ct/km	2030: 14 ct/km	2030: 15 ct/km

	Quelle	Mix	Elek.	H2	E-Fuel
		2050: 10 ct/km	2050: 8 ct/km	2050: 10 ct/km	2050: 11 ct/km
Parkkosten Pkw	Eigene Annahmen	Erhöhung um 50 % (2030) bzw. 100 % (2050)			
Kosten ÖPNV	Eigene Annahmen	Stagnation			
Reisezeiten ÖPNV und Bahn	Eigene Annahmen	leichte Beschleunigung (bis zu 12 % schneller in 2050 im Vergleich zu 2020)			
Attraktivierung Radverkehr	Eigene Annahmen	leichte Beschleunigung (bis zu 15 % schneller in 2050 im Vergleich zu 2020)			

Tabelle A.2: Annahmen-Übersicht Personenverkehr.

Für den Güterverkehr wird die Entwicklung der Transportnachfrage mithilfe eines zusätzlichen Zeitreihenmodells auf Basis der Berechnungsmethode chain-linked volumes mit „Verkehr in Zahlen 2020/2021“ (BMVI, 2021) sowie der zurückliegenden und prognostizierten Entwicklung des deutschen Bruttoinlandsprodukts ermittelt. Eine Ausnahme bildet der wasserstraßengebundene Güterverkehr, dessen Transportleistung mit Hinblick auf die verringerten Infrastrukturausbauten in diesem Bereich als konstant angenommen wird. Die Annahmen für den Güterverkehr sind Tabelle A.3 zu entnehmen.

	Quelle	Mix	Elek.	H2	E-Fuel
BIP	Eurostat	2030: 3.309 Mrd. Euro 2050: 4.159 Mrd. Euro			
Flottenzusammensetzung Lkw	Gesamtverkehrsleistung: Eigene Berechnungen, Anteile der jeweiligen Antriebe: VECTOR 21				
Antriebsenergie Schiene	Eigene Annahmen	Linearer Anstieg des elektrischen Antriebs bis 2050 auf 100 %			
Antriebsenergie Wasserstraße	Eigene Annahmen	Linearer Anstieg des Wasserstoff- bzw. E-Fuelanteils bis 2050 auf 100 %			

Tabelle A.3: Annahmen-Übersicht Güterverkehr.

Daneben kommen Kohorten-Modelle zur Entwicklung des Bestands hinzu, welche die Brücke zwischen Neufahrzeugverkäufen und der Nutzung von Fahrzeugen schlagen. Diese Logik gilt sowohl für Pkw als auch für Lkw.

Sowohl auf der Seite der Modelleingangsgrößen (z. B. Berücksichtigung der antriebsspezifischen Kraftstoffkosten) als auch auf der Seite der Modellergebnisse (z. B. differenzierte Verkehrsleistung nach Antriebsarten) besteht eine enge Kopplung zwischen DEMO und VECTOR21.

Aufbauend auf den Modellergebnissen werden Energienachfrage und Emissionen mittels prognostizierter spezifischer Emissions- und Energieverbrauchsfaktoren berechnet.

F. FORECAST

FORECAST als Sektormodell für die Industriesimulation

Zur Berechnung der Szenarien für den Industriesektor wird das Modell FORECAST eingesetzt (siehe Fleiter et al., 2018). Es ermöglicht detaillierte Tiefenanalysen hinsichtlich der Struktur von Vermeidungskosten und -Potenzialen im Industriesektor.

Modellstruktur

FORECAST ist ein bottom-up Energienachfragemodell. Es bildet die Technologiestruktur der Industrie ab und berechnet Energieverbrauch und Emissionen sowie Kosten auf Prozessebene. Eingangsdaten für die Modellierung sind übergreifende Aktivitätsgrößen wie die Wirtschaftsleistung je Branche, Energie- und CO_2-Preise, Annahmen zu Instrumenten, Strukturdaten wie Energie- und THG-Bilanzen sowie techno-ökonomische Daten der abgebildeten Technologien (Abbildung A.6). Zur Parametrisierung wird auf statistische Daten, empirische Studien, Literatur und Expertenschätzungen zurückgegriffen. FORECAST ist hierarchisch aufgebaut und unterteilt die Industrie anhand von Energiebilanzen in einzelne Wirtschaftszweige beziehungsweise Subsektoren. Diesen sind Prozesse zugeordnet, welche durch einen spezifischen Energieverbrauch und eine Aktivitätsgröße beschrieben werden. Weiterhin werden Technologiebereiche wie Elektromotoren, Industrieöfen, Raumwärme und Dampferzeugung separat modelliert.

Dekarbonisierungsstrategien

Für die Berechnung von Dekarbonisierungsszenarien/-pfaden kann eine große Bandbreite an unterschiedlichen Dekarbonisierungsstrategien berücksichtigt werden:

- Inkrementelle Verbesserung der **Energieeffizienz durch beste verfügbare Technik** der bestehenden Anlagen: Hohe Auflösung bei Prozessen und umfassende Datenbank zu Einspartechniken erlaubt möglichst genaue Bewertung des vorhandenen Effizienz-Potenzials.
- **Prozesswechsel auf neue CO_2-arme beziehungsweise CO_2-neutrale Herstellungsverfahren**: Hohe Auflösung bei Produktionsrouten und Prozessen erlaubt konkrete Annahmen zum Wechsel auf neue Herstellungsverfahren je Produktionsroute. Neue Verfahren sind gegebenenfalls auch mit dem Wechsel auf einen anderen Energieträger verbunden (z. B. Wasserstoff oder Strom).

- **Brennstoffwechsel**: Bestandsmodell der Dampferzeuger inklusive Discrete-Choice-Modellierung der Investitionsentscheidung erlaubt endogene Simulation des Brennstoffwechsels entsprechend Wirtschaftlichkeit und Technologiebestand der verschiedenen Dampferzeuger. Ein vereinfachter Discrete-Choice-Ansatz wird für die Modellierung des Brennstoffwechsels bei Industrieöfen verwendet (Rehfeldt et al. 2018). Dabei ist ein Wechsel auf Biomasse, Strom (Elektrokessel, Wärmepumpen), Wasserstoff oder PtG (Power-To-Gas) möglich.
- **CO_2-Abscheidung und -Speicherung (CCS) sowie –Nutzung (CCU)**: Hohe Prozessauflösung erlaubt Zuordnung von CCS zu ausgewählten Prozessen, z. B. um verbleibende prozessbedingte Emissionen zu mindern.

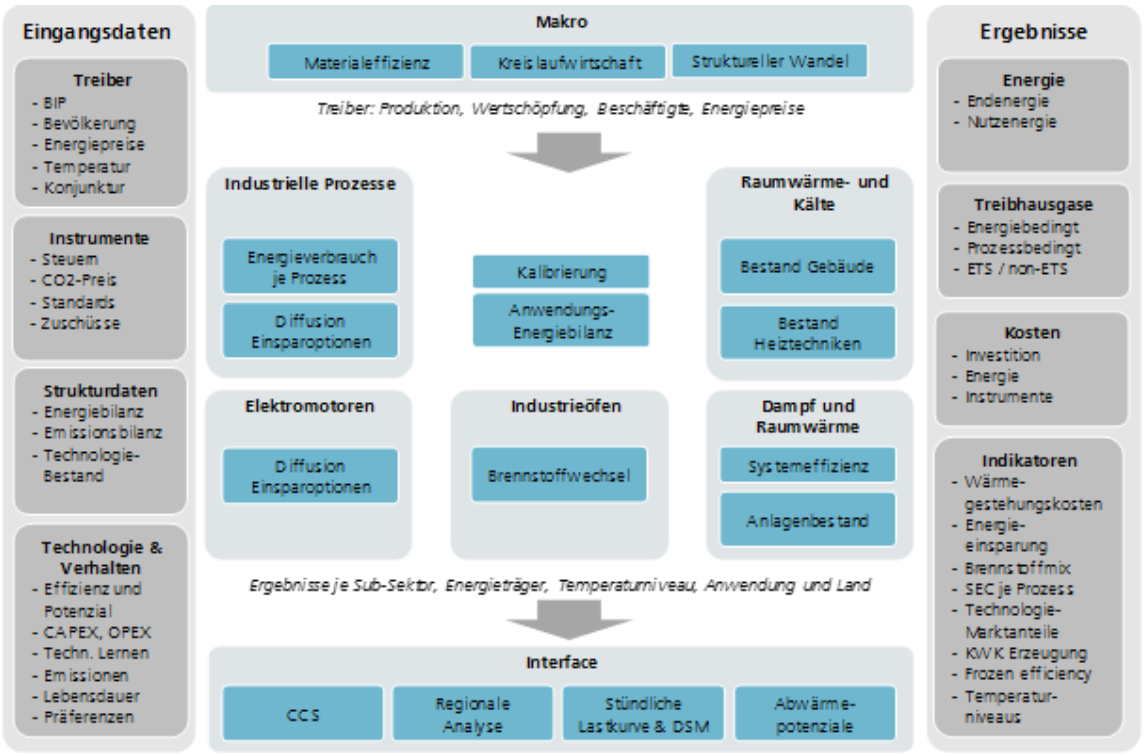


Abbildung A.6: Übersicht Modell FORECAST-Industry.

Recycling und Materialeffizienz entlang der Wertschöpfungskette

Eine große Anzahl berücksichtigter Produkte und separate Modellierung von Primär- und Sekundärrouten erlaubt je Szenario spezifische Annahmen zum Fortschritt bei Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft.

FORECAST umfasst aktuell alle Länder der EU27 (zusätzlich das Vereinigte Königreich, Norwegen und die Schweiz) und verfügt für diese über eine ausgeprägte und regelmäßig aktualisierte Datenbasis. Es wurde in verschiedenen Beratungsprojekten z. B. für die Europäische Kommission im EU-Kontext eingesetzt und ist kompatibel sowohl mit den deutschen (AGEB, 2020b) als auch den Eurostat Energiebilanzen. Der methodische Ansatz (Darstellung der Industrie auf Prozessebene) erlaubt es, landestypische Besonderheiten der industriellen Struktur abzubilden (Rehfeldt et al., 2018a, 2018b).

Simulation von Technologiediffusion und Investitionsentscheidungen

FORECAST Industry legt besonderen Schwerpunkt auf die Abbildung von Transformationspfaden mit hohem technischem Detailgrad. So wird die Dampferzeugung mit einem Bestandsmodell abgebildet. Dieses ermöglicht es, anhand der Altersstruktur der bestehenden Anlagen, der an die technische Lebensdauer der Anlagen geknüpften Austauschgeschwindigkeit und (abstrahierten) Annahmen zu Markteigenschaften (z. B. die Transparenz des Marktes) die Trägheit der Reaktion auf Preissignale abzubilden. Insbesondere im Kontext begrenzter Zeithorizonte lassen sich so Gelegenheitsfenster für den Technologieaustausch beschreiben. Ergänzend sind Anlagen der energieintensiven Industrie von erheblicher Bedeutung (u. a. Hochöfen, Dampfspaltöfen, Papiermaschinen). Diese sind auf Standortebene und mit ihrer Altersstruktur individuell erfasst. Die mit der Dekarbonisierung ihrer Branchen verbundenen zeitlichen Restriktionen (Infrastruktur, Preissignale, Modernisierungszyklen…) können so detailliert berücksichtigt werden. Im Rahmen der Szenariotechnik werden verschiedene Optionen verglichen.

Modelldatenbank

FORECAST Industry nutzt eine Vielzahl verschiedener Datenquellen, welche in einer Modelldatenbank strukturiert und gebündelt sind. Maßgebliche, jährlich aktualisierte Daten umfassen die Energiebilanzen (z. B. AGEB, 2020b; Eurostat, 2021), Produktionsmengen (verschiedene Quellen, Verbände, nationale/europäische Statistiken) und Emissionsmengen (UNFCCC, 2021). Hinzu kommen techno-ökonomische Daten zu den Prozessen, Prozesswärmeerzeugungstechnologien und innovative Technologieoptionen (CCU/S, H_2-Direct-reduced iron (DRI), neue Zementsorten…) und ökonomische Daten (Energieträgerpreise, CO_2-Preise). Weiterhin ist eine EU-weite Datenbank mit den Standorten der Grundstoffindustrie an das Modell angebunden.

Simulation von Politikinstrumenten

FORECAST Industry ermöglicht an vielen Stellen der Modellierung Interventionen in den simulierten Ablauf. Diese werden zur Integration politischer Maßnahmen genutzt. Dazu gehören Preissignale und ordnungsrechtliche Maßnahmen ebenso wie eher weiche Hebel (z. B. Zugang zu Informationen). Der Grad der Abstrahierung variiert dabei stark, abhängig von der Verfügbarkeit empirischer Daten. An verschiedenen Stellen spielen Verhaltensaspekte eine Rolle, insbesondere wenn die Reaktion auf Preissignale bewertet wird. Das EU-ETS als zentrales Instrument der Dekarbonisierungsbemühungen der EU wird auf Prozess- oder Subsektorebene (entsprechend der ETS-Aktivitäten) abgebildet. Entsprechend werden nicht im EU-ETS vertretene Brennstoffbedarfe nationalen (z. B. BEHG) Bepreisungssystemen zugeordnet.

Ausgewählte Referenzen

FORECAST Industry wird in vielen nationalen und europäischen Projekten und zur Beantwortung unterschiedlicher inhaltlicher Fragestellungen eingesetzt. Darunter sind Projekte, die die Transformation des deutschen (Langfrist- und Klimaszenarien) und europäischen Industriesektors in verschieden ausgeprägten Szenarien untersuchen (Fleiter et al., 2019), aber auch fokussierte Betrachtungen der Wirkung von ETS-Preissignalen auf die Industrie. Weiterhin wird das Modell in der langjährigen Projektreihe der Politikszenarien zur Modellierung der Wirkung der Klimaschutzmaßnahmen der Bundesregierung eingesetzt.

G. NEWAGE

Das NEWAGE-Modell (National European Worldwide Applied General Equilibrium) ist ein globales, rekursiv-dynamisches Allgemeines Gleichgewichtsmodell mit besonderem Fokus auf den Energiesektor, insbesondere der Elektrizitätserzeugung. Es dient der gesamtwirtschaftlichen Analyse von Energie- und Klimapolitikstrategien im Hinblick auf ihre volkswirtschaftlichen Kosten. Aufgrund des totalanalytischen Rahmens des Allgemeinen Gleichgewichtsansatzes kann die Interaktion von Akteuren auf Märkten der Volkswirtschaft in einem geschlossenen Einkommenskreislauf beschrieben werden. Dadurch können sowohl direkte Effekte in einzelnen Sektoren (z. B. Energiewirtschaft) als auch indirekte Rückkopplungseffekte in der gesamten Volkswirtschaft erfasst werden, die durch preisinduzierte Angebots- und Nachfrageverschiebungen hervorgerufen werden. Neben einer technologisch fundierten Abbildung der Stromerzeugung liegen Schwerpunkte in der Modelltiefe bei der Abbildung verschiedener Haushaltsgruppen sowie der detaillierten Darstellung des staatlichen Steuer- und Transfersystems und der Abbildung verschiedener Umverteilungsvarianten im Zuge einer CO_2-Bepreisung.

NEWAGE wurde am IER entwickelt und bereits in zahlreichen nationalen und internationalen Projekten (zuletzt Kopernikus „ENavi“ und Horizon2020 „REEEM“) mit Fokus „Energiewende“ angewendet (siehe z. B. Beestermöller, 2017; Geres et al., 2016; Roland Montenegro et al., 2019; Roland Montenegro and Ulrich Fahl, 2017; Ulrich Fahl et al., 2019). Anwendungsbeispiele finden sich zudem in (Beestermöller et al., 2013; Beestermöller and Fahl, 2013; Küster, 2009; Küster et al., 2009, 2007; Marcel Zürn, 2010).

H. E2M2s

Das European Electricity Market Model (E2M2) ist ein fundamentalanalytisches Elektrizitätsmarktmodell, das unter der Zielsetzung der Systemkostenminimierung die Einsatzplanung und die Investitionsentscheidung im europäischen wettbewerblichen Strommarkt optimiert. Mittels E2M2 ist die Identifikation sinnvoller Maßnahmen für die kosteneffiziente und langfristig zuverlässige Integration hoher Anteile Erneuerbarer Energien in das Elektrizitätssystem möglich. Das „s" im Modellnamen steht für die Möglichkeit der Modellierung von Unsicherheiten mittels eines stochastischen Ansatzes, welcher im Rahmen dieses Berichts aber nicht zur Anwendung kommt.

Aufgrund der Wechselwirkungen im Strommarkt ist die integrale Betrachtung der zur Verfügung stehenden Technologien notwendig, um effiziente Kombinationen von Integrations- und Flexibilisierungsoptionen zu ermitteln. Daher umfasst E2M2 die detaillierte Abbildung von anlagen- und blockscharfen thermischen Kraftwerken, Erneuerbaren Energieerzeugern und Flexibilitätsoptionen, wie Speichertechnologien oder Lastmanagement. Neben reinen Kondensationskraftwerken wird der Betrieb der verschiedenen Typen der KWK-Anlagen zur Stromerzeugung unter Berücksichtigung der Wärmenachfrage in die Optimierung mit einbezogen. Die Vorhaltung von Regelenergie unterscheidet zwischen den unterschiedlichen Regelenergiearten und berücksichtigt dabei die betriebliche Flexibilität der Kraftwerke.

E2M2 ist als lineares Optimierungmodell mit optionalen gemischt-ganzzahligen Variablen für die Kraftwerkseinsatzplanung in bis zu stündlicher Auflösung formuliert, wodurch detaillierte Restriktionen wie Mindestbetrieb- oder Mindeststillstandzeiten berücksichtigt werden können.

Eine Übersicht über das Elektrizitätsmarktmodell E2M2 und seine typischen Modellcharakteristika ist in Abbildung A.7 dargestellt.

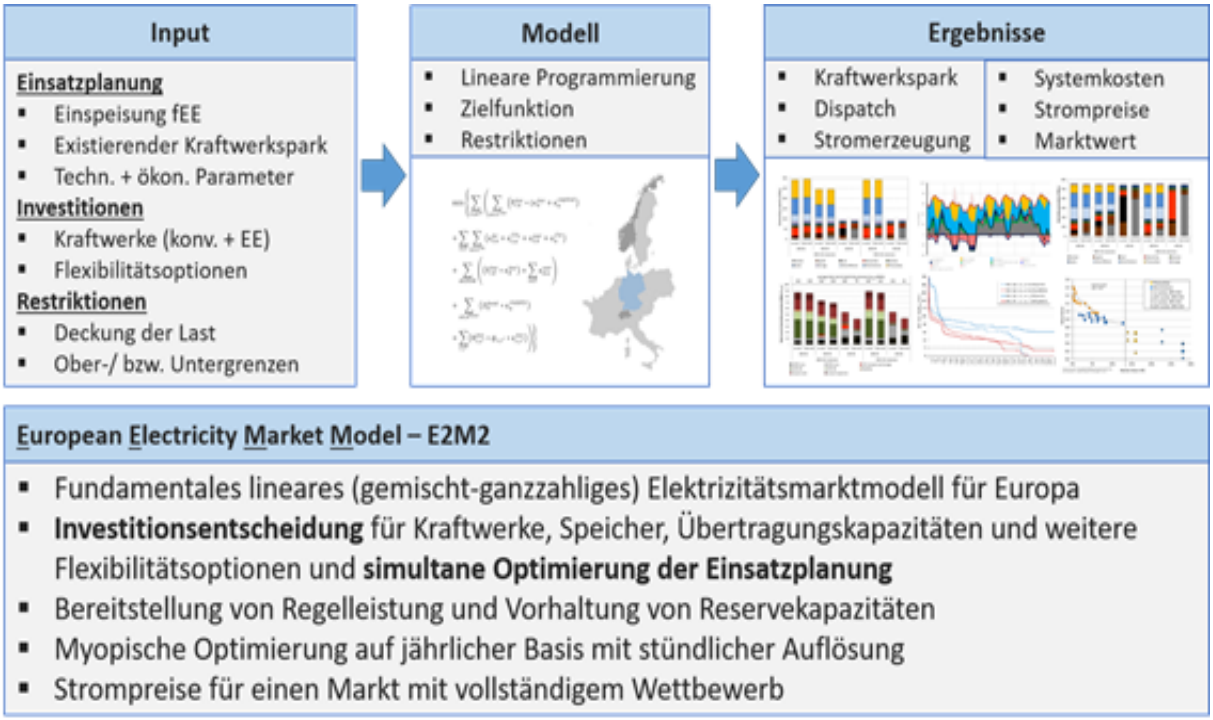


Abbildung A.7: Aufbau E2M2.

Zielfunktion

Als Zielfunktion werden die Systemkosten zur Deckung der exogen vorgegebenen Nachfrage in einem durch technische und regulatorische Restriktionen (installierte Kapazitäten, Anlagenverfügbarkeit, maximale CO_2-Emissionen und so weiter) begrenzten Lösungsraum minimiert. Die Systemkosten bestehen aus den annuisierten Investitionskosten und den jährlichen Fixkosten der neu installierten Kapazitäten sowie aus den variablen Kosten. Bei der Berechnung der variablen Kosten werden die Betriebs- und Wartungskosten sowie die Brennstoffkosten über die betrachteten Zeitschritte summiert.

Restriktionen

Die zu deckende Strom- und Wärmenachfrage ist der entscheidende Treiber des Elektrizitätsmarktmodells E2M2. Zu jedem Zeitpunkt muss eine vollständige Nachfragedeckung gewährleistet werden. Dafür können bestehende und neue Kapazitäten sowie Flexibilitätsoptionen, die dazu beitragen, die durch fluktuierende Erneuerbare Energien generierten Schwankungen auszuglei-

chen und damit das Residuallastprofil zu glätten, unter bestimmten technisch bedingten Restriktionen eingesetzt werden.

Strommarktpreise und CO_2-Preise

Neben den direkt berechneten primalen Variablen (z. B. die kostenoptimale Einsatz- und Investitionsplanung) des linearen Optimierungsproblems, können im Modell die dualen Variablen als marginale Kosten interpretiert werden. Die duale Variable der Gleichung zur Stromnachfragedeckung bildet die stündlichen Day-Ahead-Strompreise als Angebotspreis des Grenzkraftwerkes für einen Markt mit vollständigem Wettbewerb ab. Bei der Definition einer CO_2-Obergrenze können analog die Preise der CO_2-Zertifikate, bei dem sich diese CO_2-Emissionen am Markt einstellen würden, ermittelt werden.

Referenzen

Das Strommarktmodell E2M2 wird seit über zehn Jahren in verschiedenen Forschungsprojekten zur Analyse zukünftiger volkswirtschaftlich kostenminimaler Entwicklungen des Strommarktes bei hohen CO_2-Reduktionszielen und gleichbleibendem Niveau der Versorgungssicherheit angewendet. Der grundlegende Aufbau des Modells ist in Sun (2013) beschrieben, sowie Erweiterungen bezüglich der Abbildung von Flexibilität in Bothor et al. (2015) und Fahl et al. (2015). Anwendungen des Modells neueren Datums finden sich z. B. in Gillich et al. (2020) und Schick et al. (2020).

I. energyANTS

Mit dem Modell energyANTS (**energy** system **AN**alyses using **T**emporal and spatial **S**imulation) des Fraunhofer IEE werden die Simulationen für den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung vorgenommen. Die energyANTS setzen sich aus den hier relevanten Teilmodellen regioANTS, windANTS und pvANTS zusammen.

Wind Onshore

Die Simulationen für den Wind Onshore Ausbau werden in zwei Schritten vorgenommen. Es werden zuerst die Anlagen standortscharf platziert (regioANTS) und anschließend werden für die Anlagen die Zeitreihen berechnet (windANTS).

Modellierung des regionalen Zubaus

Damit eine Platzierung vorgenommen werden kann, müssen die Potenzialflächen bekannt sein. Die Potenzialflächen werden bestimmt, indem Flächen wie Siedlungsgebiete mit einem Puffer, geschützte Gebiete und Weitere ausgeschlossen werden. Für diese Analyse wurden die Flächen ausgeschlossen, wie in Schäfer (2015) dargelegt. Für das *Fokus Wind*-Szenario wurde die Karte mit Restriktionen verwendet, für das *Fokus PV*-Szenario sollte Naturschutz stärker gewichtet werden. Dies wurde umgesetzt, indem eine Potenzialkarte in der auch die restriktionsfreien Gebiete wie unter anderem Wald und Naturparke ausgeschlossen werden. Anschließend wurde die Eignung der Flächen mittels eines Analytic Hierarchy Process (AHP) bestimmt. Für die AHP wurden Experten des Fraunhofer IEE und der Wirtschaft befragt, welche Gewichtung elf verschiedene Kriterien (Tabelle A.4) zueinander erhalten sollen, damit eine „Bewertung eines Standortes für Windenergieanlagen" vorgenommen werden kann. Die Ergebnisse der Gewichtung sind in Tabelle A.4 zu finden. Für die Flächenbewertung werden zusätzlich zur Gewichtung fünf Kategorien verwendet, die die finale Bewertung bestimmen (Tabelle A.4). Aus der AHP mit den Kategorien ergeben sich Potenzialflächen die Werte zwischen null und fünf haben können, von nicht geeignet (0) zu besonders geeignet (5). Die Flächenbewertung wird auf einem 25 mal 25 m Raster durchgeführt. Es werden für alle Potenzialflächen iterativ Anlagen platziert, wobei von einer Ellipsenform ausgegangen wird, um Abschattungseffekte mit zu betrachten. Die Ellipse definiert den Rotordurchmesser, wobei ein Verhältnis zwischen Höhe und Breite von drei zu fünf angenommen wird. Der Rotordurchmesser, sowie die Nabenhöhe und die installierte Leistung sind von den Wetterjahren sowie der Technologie (Stark- und Schwachwind) abhängig (Tabelle A.5). Die Einteilung nach Stark- oder Schwachwind hängt am Winddargebot in 150 m Höhe. An allen Standorten mit einer Windgeschwindigkeit > 8 m/s wird von Starkwind ausgegangen und alle

Windgeschwindigkeit > 8 m/s wird von Starkwind ausgegangen und alle anderen Standorte werden als Schwachwind gewertet. Für das Jahr 2045 wird zwischen 2030 und 2050 interpoliert. Die Richtung der Ellipse orientiert sich an der Hauptwindrichtung, die hier als 230° (Südwest) angenommen werden. Sind alle Anlagen platziert, werden in Abhängigkeit der Flächenbewertung mittels einer Wahrscheinlichkeitsverteilung zufällig Anlagen ausgewählt. Durch die Wahrscheinlichkeitsverteilung werden die Anlagen, die auf besonders geeigneten Potenzialflächen stehen, häufiger gewählt. Ausgehend von der gezogenen Anlage werden bis zu 10 weitere Anlagen auf der Fläche platziert, da in der Regel mehrere Anlagen gleichzeitig gebaut werden.

AHP Ergebnis als Reihenfolge	Kriterium	Kat.5	Kat.4	Kat.3	Kat.2	Kat.1	Einheit
1	Abstand zu FFH (Fauna-Flora-Habitatrichtlinie) Gebieten	1000	500	200	50	0	m
2	Abstand zu Vogelschutzgebieten	1000	500	200	50	0	m
3	Abstand zu Ortslagen	2000	1500	1000	800	600	m
4	Standortgüte Wind	8	7,5	7	6	5,5	m/s
5	Abstand zu Wohngebäuden	1000	850	700	550	400	m
6	Abstand zu Landschaftsschutzgebieten	1000	500	200	50	0	m
7	Abstand zu Waldstandorten	1000	500	200	50	0	m
8	Hangneigung	10	15	20	25	30	%
9	Südregion	0	1	2	3	5	m
10	Bevölkerungsdichte	20	60	120	200	1000	Anzahl
11	Abstand zum 110 kV Netz	1	3	6	10	20	km

Tabelle A.4: Kriterien für die Flächenbewertung eines Standortes für Windenergieanlagen für das Fokus Wind Szenario.

Jahr	Anlagentyp	Rotordurchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Installierte Leistung [MW]
2020	Starkwind	149	116	4,2
2020	Schwachwind	149	164	4,5
2030	Starkwind	165	132	5,8
2030	Schwachwind	165	180	4,9
2040	Starkwind	180	140	6,9
2040	Schwachwind	180	200	5,6
2050	Starkwind	195	150	7,9
2050	Schwachwind	195	220	6,3

Tabelle A.5: Technologieparameter für Wind Onshore für verschiedene Jahre.

Zeitreihenmodellierung

Die platzierten Anlagen werden dann an die windANTS übergeben und dort werden Winderzeugungszeitreihen berechnet. Basis für die Simulation der Windenergie an Land mit windANTS bilden die Gitter in ca. 2,8 km Auflösung der COSMO-Wettermodelle des Deutschen Wetterdienstes(Baldauf et al., 2011). Es werden stündlich aufgelöste Windgeschwindigkeiten verwendet. Die Windgeschwindigkeiten werden durch logarithmische Höheninterpolation auf die Nabenhöhe für die einzelnen COSMO Planflächen berechnet. Abschattungseffekte werden berechnet, indem eine windgeschwindigkeitsabhängige Windeffizienz die Windgeschwindigkeiten reduziert. Für jeden Anlagentyp steht eine Leistungskennlinie zur Verfügung, damit werden aus den Zeitreihen der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe die Leistungszeitreihen berechnet. Die Windgeschwindigkeiten aus dem COSMO-Wettermodell sind zeitliche und räumliche Mittelwerte. Um die Leistungsabgabe der einzelnen Windkraftanlagen zu bestimmen, ist eine Glättung der Leistungskennlinie erforderlich(Nørgård and Holttinen, 2004). Diese wird durch rekursive Faltung der Leistungskennlinie mit einer Gauss-Verteilung vorgenommen. Anschließend werden mechanische und elektrische Verluste sowie die Verfügbarkeit der Anlagen durch einen Faktor reduziert.

Parallel dazu werden Bestandsanlagen als für die nächsten 20 Jahre in Betrieb angenommen und für das Szenariojahr 2030, die dann noch sich in Betrieb befindenden Anlagen, selektiert. Diese finden ebenfalls Eingang in die windANTS, um die Zeitreihen für den Bestand zu berechnen. Die Daten Bestandsanalgen stammen aus dem Marktstammdatenregister (MaStR), vom Umweltbundesamt und Daten der einzelnen Bundesländer.

Für die Jahre 2021 bis 2025 wird die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber(enervis energy advisors GmbH, 2020) als Grundlage verwendet (Tabelle A.6), für alle folgenden Jahre wird von einem linearen Anstieg ausgegangen. Bei den Anlagen, die nach 2020 gebaut werden, wird davon ausgegangen, dass die Windenergieanlagen länger im Bestand sind. Hier wird von 25 Jahren ausgegangen, wobei ab dem 21. Jahr nur noch 80 % des Vorjahres im Bestand bleiben. Der Bestand wird mit dem Zubau verrechnet, um auf die passenden installierten Leistungen, die für das Ziel-Szenariojahr vorgegeben sind, zu kommen.

Szenario	2021	2022	2023	2024	2025
Fokus Wind	56.110	58.028	60.000	63.200	68.000
Fokus PV[35]	56.110	58.028	59.533	61.528	63.941

Tabelle A.6: Annahmen zum Ausbau der Onshore Windenergie bis 2025 in Anlehnung an die Mittelfristprognose in MW.

Wind Offshore

Die Abbildung der Einspeisung durch Offshore-Windenergie erfolgt in zwei Schritten. Zunächst wird ein zukünftiger Ausbau der Windenergie auf See unter Berücksichtigung von Bestands-Windparks modelliert. Anschließend werden unter Berücksichtigung des Zubaus Leistungszeitreihen für die Offshore-Windenergie simuliert. Basis für die Simulation der Offshore-Windenergie bildet das REA6-Modell des Deutschen Wetterdienstes mit einer räumlichen Auflösung von ca. 6 x 6 km.

[35] „Oberes Szenario“ der Mittelfristprognose

Modellierung des regionalen Zubaus

Der Zubau der Offshore Windenergieanlagen wird ebenfalls mittels regioANTS vorgenommen. Zur Abbildung des Zubaus wurden Vorranggebiete und Vorbehaltsgebiete für die Windenergie auf See aus Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat and Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2020) verwendet. Die Informationen zu den verwendeten Bestands-Windparks resultieren aus DG Mare (n.d.). Der Zubau erfolgte unter Berücksichtigung von Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2020), Deutsche WindGuard GmbH (2020) und – für Vorranggebiete ohne konkrete Ausbauplanung - mittels eines Kostenmodells. Das Kostenmodell bildet die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Energieertrag (mit Basisjahr 2012), der Wassertiefe und dem Abstand zur Küste ab. Die Investitionskosten basieren auf dem Kostenmodell von NREL und OREC und sind zusätzlich um einen Faktor zur Berücksichtigung der Wassertiefe korrigiert. Die Betriebskosten werden insbesondere zur Berücksichtigung von leitungsgebundenen Kosten in Abhängigkeit der Küstenentfernung berechnet. Die so ermittelten Kosten werden verwendet, um eine Zubaureihenfolge der verfügbaren Flächen von günstig nach teuer festzulegen, bis die Zielleistung erreicht wird. Nach der Ermittlung der Zubaureihenfolge wird auch eine Abschätzung der möglichen Ausbaumenge durchgeführt. Dabei ist relevant, wie dicht die Anlagen auf den zur Verfügung stehenden Flächen platziert werden können. Zwischen den Anlagen soll ein Abstand von fünf Rotordurchmessern liegen. Um Verzerrungen durch die Größe und Form der einzelnen Flächen zu berücksichtigen (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2020), werden die Flächen mit dem Rotordurchmesser und dem Faktor 2,8 gepuffert und zur Berechnung einer korrigierten Leistungsdichte angesetzt. Als Kompromiss zwischen Anlagendichte und erwartetem Kapazitätsfaktor wurde eine korrigierte Leistungsdichte von 8 bis 10 MW/km² ermittelt, je nach Standort wie in Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2020) beschrieben.

Zeitreihenmodellierung

Die Modelle für die Erstellung von Leistungszeitreihen der Windenergie an Land und auf See nutzen grundsätzlich dieselben Rechenalgorithmen der windANTS. Lediglich die Parameter zur Anlagenverfügbarkeit sowie die Modellierung der Anlagenverschattung und der Glättungseffekte werden an die jeweilige Anlagenkonfiguration angepasst. Dazu werden vordefinierte Verschattungsmodelle für 5 MW, 7 MW und 9 MW Turbinen für einen vorgegebenen Abstand in Haupt- und Nebenwindrichtung vom fünf-, sieben- oder neunfachen des Rotordurchmessers benutzt. Die dazugehörigen Technologieparameter sind in Tabelle A.7 abgebildet.

Jahr	Installierte Leistung [MW]	Rotordurchmesser [m]	Spezifische Flächenleistung [W/m²]	Nabenhöhe [m]
2020	6,8	148	400	104
2030	14	211	400	136
2045	18,5	243	400	151

Tabelle A.7: Technologieparameter für Wind Offshore.

PV auf Dachflächen

Modellierung des regionalen Zubaus

Um den PV-Dachflächen Ausbau zu bestimmen, wurde zuerst mittels des Modells regioANTS die räumliche Verteilung der installierten Leistung pro Jahr und Gemeinde ermittelt. Der Zielwert pro Bundesland wurde ausgehend von einem Ausbauziel für ganz Deutschland anhand der potenziell zur Verfügung stehenden Dachflächen berechnet. In dem Algorithmus wird die Ausbaugeschwindigkeit pro Gemeinde ermittelt, indem ausgehend auf der historischen installierten Leistung pro Gemeinde die bisherige Ausbaugeschwindigkeit ins Verhältnis zur Ausbaugeschwindigkeit des jeweiligen Bundeslandes gesetzt wird. Dabei wird das maximale Ausbaupotenzial jeder Gemeinde berücksichtigt, das sich aus den verfügbaren und genutzten Dachflächen einer Gemeinde ergibt. Der Ausbau wird bis zu einem gesetzten Wert im Zieljahr durch eine logistische Funktion für jede Gemeinde abgebildet. Entlang der Kurve wird für jede Gemeinde zugebaut, solange ein weiterer Ausbau möglich ist (Begrenzung durch das Dachflächenpotenzial), bis der Zielwert erreicht ist. Das Dachflächenpotenzial wird durch die Fläche der Hausumringe angenähert mit der Annahme, dass eine PV-Anlage auf Schrägdächern für ein kW_{Peak} etwa 5,5 m² benötigt werden. Auf Flachdächern wird von 13 m²/kW ausgegangen. Allerdings stehen bei Schrägdächern nur 30 % und bei Flachdächern 50 % der Fläche für PV-Anlagen zur Verfügung. Der aktuelle Anlagenbestand stammt aus dem Marktstammdatenregister. Für jede Einzelanlage wird die zugehörige Postleitzahl angegeben. Ein Postleitzahlengebiet kann in mehreren Gemeinden liegen, sowie eine Gemeinde mehrere Postleitzahlen umfassen kann. Die installierte Leistung pro Postleitzahl wird anhand der Fläche, die in einer Gemeinde liegt, aufgeteilt. Die Zielwerte für das Szenario werden anhand der potenziell zur Verfügung stehenden Dachfläche auf die Bundesländer verteilt.

Zeitreihenmodellierung

Die Ergebnisse der Regionalisierung (installierte Leistung pro Gemeinde im Zieljahr) werden anschließend an das Modell pvANTS übergeben. Dieses Modell berechnet die Leistungseinspeisung einer PV-Anlage. Dazu werden als Eingangsdaten Wetterdaten (hier REA6 Daten) verwendet. Das Modell besteht aus drei Teilen: i) dem Solaranteilmodell ii) dem Kollektormodell und iii) dem Wechselrichtermodell. Im Solaranteilmodell wird die Globalstrahlung in direkte und diffuse Strahlung zerlegt. Zusammen mit Temperaturdaten und räumlichen Daten zur Position, Ausrichtung und Neigung eines PV-Moduls werden diese Informationen an das Kollektormodell weitergegeben. Die räumlichen Daten stammen aus dem Marktstammdatenregister, wobei für jede Gemeinde die Mittelwerte aus den Einzelanlagen berechnet werden. Das Kollektormodell berechnet daraus Gleichstrom-Leistungszeitreihen. Das Wechselrichtermodell multipliziert die Gleichstrom-Leistungszeitreihen des Kollektormodells mit der installierten Nennleistung und generiert die Netzeinspeisung der PV-Anlagen.

Freiflächen-PV

Modellierung des regionalen Zubaus

Für PV Freiflächenanlagen wird mittels regioANTS der Zubau gerechnet, indem zuerst die Flächen bestimmt werden, wo Anlagen gebaut werden können (Potenzialflächen). Die Potenzialflächen bestehen zum einen aus Randstreifen von 185 m Breite neben Autobahnen und Schienenwegen aus Open Street Map (OSM) Daten. Per Gesetz sind 200 m Randstreifen vorgesehen, wobei allerding 15 m zur Fahrbahn hin frei bleiben müssen. Die OSM Daten werden als Linienvektor abgebildet und dementsprechend ist die Fahrbahnfläche nicht mit abgebildet. Ein Puffer von 15 m um die Linie würde so zu einer Scheingenauigkeit führen, zumal alle folgenden Analysen auf Gemeindeebene betrachtet werden und Einzelanlagen nicht von Relevanz sind. Weitere Potenzialflächen sind Konversionsflächen. Diese setzen sich aus Landwirtschafs- und Heideflächen zusammen. Bei den landwirtschaftlichen Flächen werden nur Flächen mitberücksichtigt, deren Bodenqualität keine guten Landwirtschaftlichen Erträge zulassen, dies wird durch ein Soil Quality Rating < 40 bestimmt. Von diesen Flächen werden wiederum weitere Ausschlussflächen entfernt. So kann z. B. der Randstreifen von Schienenwegen in Ortslagen nicht mit PV Freiflächenanlagen bebaut werden. Die Ausschlussflächen beinhalten: Naturschutzgebiete, Flora Fauna Habitat Gebiete, Vogelschutzgebiete, Ramsar-Flächen (Feuchtgebiete von internationaler Bedeutung für den Lebensraum von Wasser- und Watvögeln), Nationalparks, Biosphärenreservate der Kern-

und Pflegezone, Naturparke, Wasserschutzgebiete der Zone 1, Überflutungsgebiete, Oberflächengewässer, Wälder und Gebäude. Anschließend werden auf die Potenzialflächen zufällig Anlagen platziert. Die Anlagengröße wird mittels einer Wahrscheinlichkeitsverteilung aus dem EEG-Erfahrungsbericht bestimmt. Ausrichtung und Neigung sind für Freiflächenanlagen immer optimal mit 30° Neigung und Ausrichtung nach Süden angenommen.

Zeitreihenmodelleriung

Diese regionalen Informationen werden an das Modell pvANTS übergeben, wobei die Berechnung der Erzeugungszeitreihen für PV-Freiflächenanlagen identisch zur Berechnung für PV-Dachflächen erfolgt.

J. RWI-Modell (CO_2-Verbrauchsmodell)

Das Modell zur Berechnung von Verteilungseffekten stützt sich auf eine Verrechnung privater Konsumausgaben mit Input-Output-Berechnungen, mit dessen Hilfe die CO_2-Intensität des Konsums ermittelt werden kann (vgl. Grainger & Kolstad (2010) für die USA sowie Gill & Möller (2018) und Preuß et al. (2019) für Deutschland). Ausgangspunkt dieser Analyse ist die Verknüpfung der direkten und indirekten CO_2-Emissionen, die beim Konsum bestimmter Güter und Dienstleistungen anfallen, mit den Konsumausgaben der privaten Haushalte für die entsprechenden Gütergruppen. Dazu werden die aktuelle Welle der Umweltökonomischen Gesamtrechnung (UGR) für das Jahr 2015 (Destatis, 2019) und die Konsumausgaben für das Jahr 2015 aus der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) (Destatis, 2020b) genutzt. Die UGR fasst die indirekten CO_2-Emissionen des inländischen Konsums sowie die direkten Emissionen durch Heizen und Verkehr in einer Input-Output-Rechnung zusammen, während die VGR für die gleichen Gütergruppen die Konsumausgaben der privaten Haushalte erfasst. Die Verknüpfung der beiden Datensätze ergibt für jede Gütergruppe die CO_2-Intenstität, das heißt die Emissionen je verausgabtem Euro (Vektor *g*).

Im nächsten Schritt wird die CO_2-Intensität mit den Ausgaben, *a*, der privaten Haushalte für jeden Verwendungszweck kombiniert. Dazu wird die aktuelle Welle der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) für das Jahr 2018 (Destatis, 2020a) genutzt. Die EVS erfasst detailliert die Ausgaben für verschiedene Verwendungszwecke von circa 50.000 deutschen Haushalten. Aus der Verknüpfung der Konsumausgaben aus der EVS mit der CO_2-Intensität der Ausgaben ergeben sich die Gesamtemissionen der Haushalte, $e = g*a$, für einen durchschnittlichen Warenkorb. Schließlich können die CO_2-Emissionen jeden Haushalts mit einem CO_2-Preis, τ, multipliziert werden und so die Mehrkosten der Haushalte durch einen CO_2-Preis ergeben: $\tau*e$.

K. Luftverschmutzung

Die Analyse der durch Luftverschmutzung verursachten Schäden für die öffentliche Gesundheit bedürfen der Modellierung der gesamten Wirkungskette, von den Schadstoffemissionen und deren Treibern, bis zur Gesundheitswirkung auf den Menschen und deren Gesellschaftskosten. Hierfür ist die Kopplung komplexer Modelle aus verschiedenen Forschungsdisziplinen nötig. In einem ersten Schritt wird das Energieökonomiemodell REMIND für die Modellierung von Schadstoffemissionen ertüchtigt. Hierzu liefert das GAINS Modell (Amann, 2012) des International Institute for Applied Systems Analysis sektorspezifische Emissionsfaktoren für alle relevanten Luftschadstoffe. Nun werden die Szenarien aus dem Portfolio von Ariadne um für die Schadenbewertung relevante sozioökonomische Parameter ergänzt. Um die angestrebte Vergleichbarkeit der Ergebnisse der Modellansätze sicherzustellen wird hier besonders Wert auf Kohärenz gelegt. Die räumlich und zeitlich aufgelösten Szenarienergebnisse werden dann in ein chemisches Transportmodell eingespeist, welches die sich einstellende Atmosphärenzusammensetzung vereinfacht darstellt. Im ersten Schritt werden hierfür die gröber aufgelösten, aber erprobten Modelle TM5-FASST (Van Dingenen et al., 2018) verwendet. Die sich ergebenden Gesundheitsschäden und Kosten hängen stark von sozioökonomischen Trends wie der Urbanisierung und dem demographischen Wandel ab. Deshalb werden die sich einstellenden Luftschadstoffkonzentrationen mit räumlich hoch aufgelösten sozioökonomischen Daten verschnitten. Durch demographiespezifische Schadensfunktionen lassen sich nun die assoziierte Mortalität und auch vorzeitige Gesundheitseinschränkungen errechnen. Die monetarisierten volkswirtschaftlichen Schäden werden nun in einem letzten Schritt in die ökonomische Analyse integriert und lassen sich so ins Verhältnis zu den Kosten der Transformation des Energiesystems setzten.

Um die räumlichen Analysen der Emissionsverteilung zu ermöglichen wurde das am Hereon neu entwickelten Emissionsmodell HiMEMO (Highly Modular Emission MOdel) eingesetzt. Hierfür wurden Gesamtemissionen aus dem REMIND Modell verarbeitet und auf ein Gitter verteilt. Die räumliche und zeitliche Verteilung ist sektorabhängig: Emissionen aus dem Verkehrssektor werden anhand der Straßendichte verteilt, Landwirtschaftsemissionen anhand von Landnutzungsdaten und alle anderen Sektoren (wie z. B. Industrie und Wärmeerzeugung) anhand der Bevölkerungsdichte.

L. Lebenszyklusanalyse des Mobilitässektors

Die Lebenszyklusanalyse (LCA) ist eine ganzheitliche Methode zur Berechnung der Umwelt- oder Ökobilanz von Produkten oder Dienstleistungen über den gesamten Lebenszyklus hinweg, das heißt, einschließlich Rohstoffgewinnung, Transport, Herstellung, Nutzung und Verwertung von Abfallprodukten. Alle relevanten Stoff- und Energieflüsse werden dabei hinsichtlich ihrer Umweltwirkung bewertet. Eine detaillierte Erklärung der Methode bietet die Internationale Organisation für Normung (ISO) unter dem Aktenzeichen 14040/14044 (The International Standards Organisation, 2006). Im Einklang mit den Vorgaben aus ISO 14040/14044 folgt eine Beschreibung des Umfangs und Ziels („goal and scope") sowie der Systemgrenzen der durchgeführten Analyse.

Ziel und Umfang

Die Ergebnisse in Kapitel 9 beruhen auf einer LCA für Personenkraftwagen mit Wärmekraftmaschinen (Otto- oder Dieselmotoren) oder elektrischem Antrieb. Als Kraftstoffe für die Verbrennung werden Benzin, Diesel und ihre synthetischen Äquivalente verwendet. Das Ziel der Untersuchung ist einerseits die Bestimmung der technologie- beziehungsweise fahrzeugspezifischen Umweltwirkungen für 2020 und 2045 und andererseits der Vergleich der Umweltwirkungen der Flottenszenarien, die die genannten Fahrzeuge zu verschiedenen Anteilen enthalten.

Systemgrenzen

Die Systemgrenzen umfassen alle relevanten Prozesse zur Bereitstellung Pkw-basierter Mobilität. Im Einzelnen sind dies die Konstruktion und Wartung der Straßen, die Herstellung der Fahrzeugkomponenten, die Produktion der Fahrzeuge, die Bereitstellung der Energieträger inklusive Tankstellen, Raffinerien, Kraftwerke und Leitungen, die Fahrzeugwartung und Reparatur und die Verschrottung und Wiederverwertung. Umweltwirkungen aus Recycling werden im verwendeten Modell nicht dem Ausgangsmaterial zugeschrieben - Recycling ist also aus Sicht des Abfallprodukts ohne Umweltwirkungen - sondern den Recyclingprodukten, die für andere Prozesse wiederverwendet werden. Für die Recyclingprodukte werden wiederum nur die Umweltwirkungen aus dem Recycling betrachtet, nicht die Herstellung des recycleten Produkts („cut-off system model", siehe Abschnitt 2.13).

Funktionseinheit

Im Rahmen einer LCA werden alle Stoffflüsse und die damit verbundenen Umweltwirkungen auf ein bestimmtes Produkt oder eine bestimmte Dienstleistungseinheit normiert, die Funktionseinheit („functional unit"). Für die Ergebnisse in Kapitel 9 ist die Funktionseinheit „ein Fahrzeugkilometer", das heißt, ein Kilometer gefahren mit einem Fahrzeug durchschnittlicher Größe. Das Geschwindigkeitsprofil basiert auf dem Worldwide Light-Duty Vehicles Test Procedure (WLTP)- Fahrzyklus. Die Besetzungszahl und die Größenverteilung der Flotte wurde der TRACCS Datenbank entnommen (European Commission, DG Climate Action, 2013).

Verwendete Inventare

ecoinvent

Als statisches Hintergrundinventar wird die „cut-off system" Variante der ecoinvent 3.7.1 Datenbank verwendet. ecoinvent enthält die Stoffflüsse zwischen etwa 20000 „Aktivitäten" (Fertigungs- und Verarbeitungsprozesse, Produkte, Dienstleistungen und Märkte) aus verschiedenen Ländern. Alle Prozesse, für die keine expliziten Projektionen vorliegen, sind statisch und werden für Zeitschritte in der Zukunft nicht angepasst. Eine Beschreibung des „cut-off system" Modells findet sich in der ecoinvent Dokumentation (ecoinvent, n.d.). Im Folgenden werden die zeitabhängigen Bestandteile des Inventars aufgelistet.

carculator

Die LCA Modelle der verschiedenen Pkw Technologien basieren auf der Python Bibliothek carculator (Sacchi et al., in review). carculator wurde am Paul-Scherrer Institut entwickelt ausgehend von Arbeiten von Cox et al. (2020) und stellt LCA Fahrzeugmodelle für verschieden Antriebstechnologien und Fahrzeuggrößen im Zeitraum 2000 bis 2050 zur Verfügung. Verbesserungen der Motoren, des Getriebes, der Aerodynamik, der Batterietechnik und des Chassis werden berücksichtigt. Die resultierenden Inventare sind nicht vollständig, sondern bauen auf der Hintergrunddatenbank ecoinvent auf (carculator beschreibt nur das Fahrzeug und die beim Betrieb anfallenden Stoffflüsse).

PREMISE und REMIND

Ein wichtiger Bestandteil der vorliegenden Analyse ist die Kopplung zwischen dem REMIND Modell (siehe oben) und ecoinvent. Wie bereits erwähnt, stellt ecoinvent ein statisches Prozessinventar dar. Mit Hilfe der Python Bibliothek premise (Sacchi et al., submitted) können Resultate aus den REMIND Szenarien in ecoinvent übernommen werden. Das Ergebnis sind szenario- und zeitspezifisch angepasste Versionen der ecoinvent Datenbank, die als Grundlage für LCAs verwendet werden können.

Für die vorliegenden Ergebnisse wurden folgende Änderungen an ecoinvent im Einklang mit Resultaten aus REMIND vorgenommen:

Modifizierte Strommärkte bilden die steigenden Anteile Erneuerbarer Energien ab. Neue Kraftwerkstypen, z. B. Kraftwerke mit Kohlenstoffabscheidung, werden hinzugefügt. Die Effizienz von Kraftwerken und ihr Emissionsprofil wird nach Ergebnissen aus dem GAINS Modell angepasst (Amann et al., 2011). Die Anteile von wiederverwertetem Stahl werden übernommen. Für einige stark emittierende Prozesse aus der Stahlindustrie, für die Verkokung und das Sintern von Stahl und für die Bereitstellung von Wärme, wurden Anpassungen an den Emissionsfaktoren aus dem GAINS Modell übernommen.

Die Fahrzeugmodelle aus carculator werden schließlich mit den modifizierten Hintergrunddatenbanken verknüpft. Schlussendlich können Pkw-LCAs für bestimmte Szenarien und Zeitschritte erstellt werden. Für diesen Schritt wird die LCA Software Brightway2 (Mutel, 2017) verwendet.

Charakterisierung der Umwelteinflüsse

Zur Charakterisierung der Stoffflüsse bezüglich ihrer Umweltwirkungen wird die Methode ReCiPe 2008 (Goedkoop et al., 2009) in der aktualisierten Version von 2014 (Goedkoop et al., 2014) angewandt. Mithilfe der Methode können Stoffflüsse auf der Ebene von 18 Stoffflussäquivalenten (Midpoint-Ebene) oder auf der Ebene von Auswirkungen auf Mensch, Natur und Ressourcen (Endpoint-Ebene) charakterisiert werden. In der vorliegenden Analyse werden lediglich die Auswirkungen auf den Menschen untersucht. Die Einheit in dieser Kategorie ist die Anzahl verlorener gesunder Lebensjahre.

Kritische Materialien:

In Abbildung A.8 ist der Workflow der Berechnungen zur Materialkritikalität schematisch dargestellt.

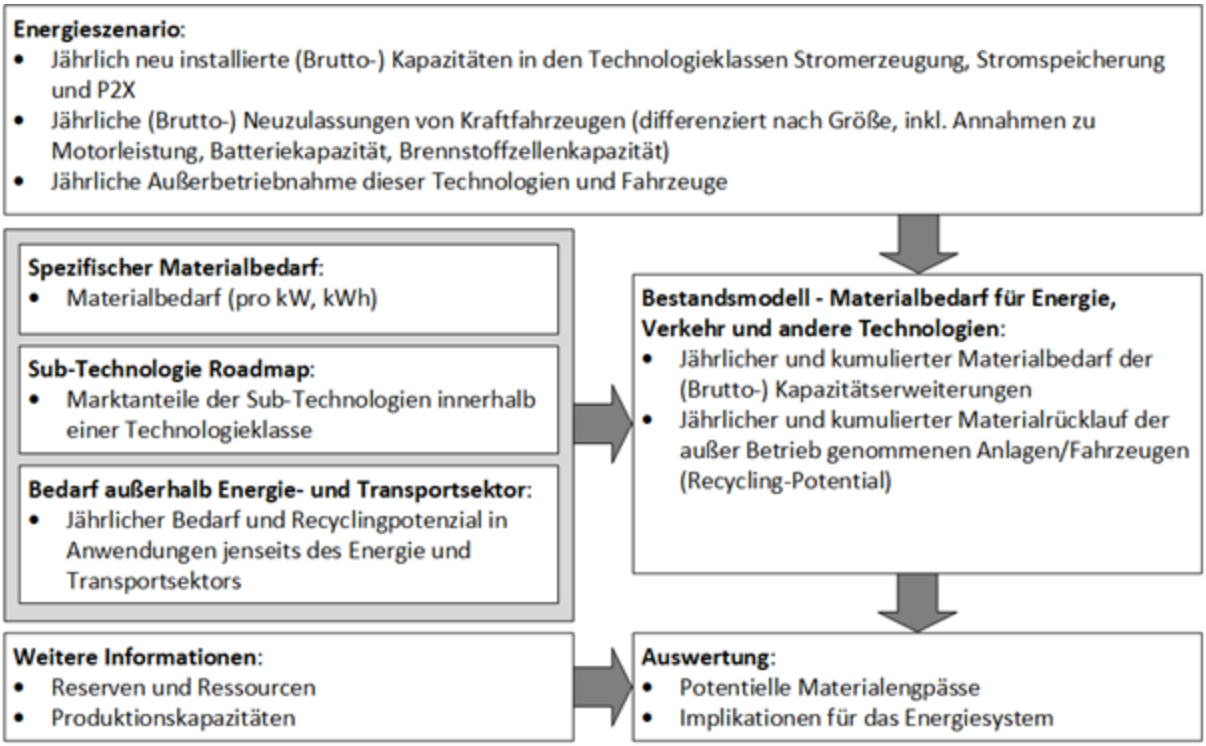


Abbildung A.8: Workflow der Berechnungen zur Materialkritikalität.

Ausgangsbasis der Analysen zum Ressourcenbedarf sind zwei Datenbanken, die am DLR auf Basis umfassender Literaturauswertungen und Experteninterviews aufgebaut wurden: Die „Datenbank spezifischer Materialbedarf" umfasst Daten zur Entwicklung des spezifischen Bedarfs (das heißt z. B. pro kW installierte Leistung, pro kWh Speicherkapazität, …) für 26 Materialien und über 50 Technologien in verschiedenen Technologieklassen im Zeitraum bis 2050. Die Datenbank berücksichtigt somit schon Annahmen zur Änderung der Materialintensität beziehungsweise zur Steigerung der Materialeffizienz. In den verschiedenen Technologieklassen (z. B. stationäre Batterien oder Windkraftanlagen (WKA) an Land) werden dabei in der Regel mehrere Sub-Technologien differenziert (z. B. verschiedene Batterie-Typen, verschiedene Typen von WKAs mit und ohne Getriebe etc.), da der Materialbedarf zum Teil deutlich von der Subtechnologie abhängt.

In einer zweiten Datenbank „Subtechnologie-Roadmaps" wird in verschieden Szenarien dargestellt, wie sich die Marktanteile verschiedener Subtechnologien innerhalb einer Technologie-Klasse bis 2050 entwickeln können. Auf diese Art und Weise kann der Effekt von Technologie-

Substitution innerhalb einer Technologieklasse auf den Materialbedarf untersucht werden. Für diese Studie wurden Roadmaps der verschiedenen Technologieklassen zu zwei übergeordneten Roadmaps (*RM1* und *RM2*) kombiniert. *RM1* und *RM2* umfassen dabei weitgehend jene Roadmaps, die bezüglich kritischer Materialen zu einem höheren (*RM1*) beziehungsweise niedrigeren (*RM2*) Materialbedarf führen.

Die Kombination beider Datenbanken liefert Abschätzungen zur Entwicklung des Materialbedarfs auf der Ebene von Technologie-Klassen (d.h. der technischen Granularität der meisten Energiesystem-Modelle) in Abhängigkeit von den definierten Roadmaps. Multiplikation des spezifischen Materialbedarfs auf Ebene der Technologie-Klassen mit den Ergebnissen für neu installierten Leistungen der verschiedenen Technologieklassen (bzw. Neuzulassungen bei den Kraftfahrzeugen (KFZ)) aus den REMIND-Szenarien ergibt den (Brutto-)Bedarf der verschiedenen Materialen pro Zeitschritt. Nach Ende der technischen Lebensdauer der Anlagen können die verbauten Materialmengen prinzipiell recycelt werden. Die Differenz zwischen Brutto-Materialbedarf und potentiell recycelbaren Materialmengen beschreibt die Mindest-Mengen an (Primär)-Material, die zur Realisierung der Szenarien nötig sind.

Für die vorliegende Analyse wurde neben dem Materialbedarf in Energie- und Transport-Technologien (E&T) auch der Materialbedarf für Anwendungen jenseits E&T grob abgeschätzt. Dabei wurde der heutige Verbrauch der Materialien als Differenz zwischen den Produktionszahlen und dem errechneten Bedarf im Energie- und Transportsektor der jeweiligen Materialien definiert und mittels Annahmen zur Bruttoinlandsprodukt (BIP)-Entwicklung bis ins Jahr 2045 extrapoliert.

Zur Abschätzung der Kritikalität der einzelnen Materialien wird der kumulierte Bedarf mit globalen Werten für Ressourcen und Reserven des jeweiligen Materials abgeglichen, die über den deutschen Anteil am globalen BIP auf Deutschland heruntergerechnet wurden. Beim Vergleich des Bedarfs mit Reserven und Ressourcen muss beachtet werden, dass diese Größen dynamisch z. B von den Weltmarktpreisen und Fortschritte im Bereich der Abbautechnologien abhängen und somit keine fixen Grenzen für den Materialbedarf darstellen.

Zur besseren Veranschaulichung der Berechnungen sind nachfolgend beispielhaft die notwendigen Daten zur Berechnung des Materialbedarfs einer Nickel-Mangan-Kobalt (NMC) 622 Lithium-Ionen-Batterie dargestellt.

Spezifischer Bedarf:

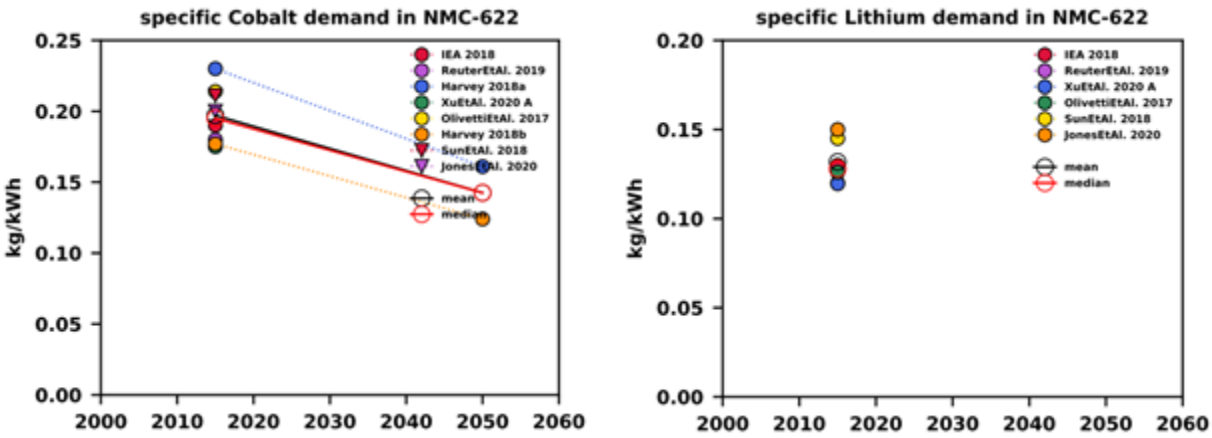


Abbildung A.9 Spezifischer Materialbedarf (Kobalt & Lithium) einer NMC-622 Lithium-Ionen-Batterie.

Der verwendete Mittelwert des spezifischen Bedarfs errechnet sich aus einer Vielzahl an verschiedenen Literaturquellen, ebenso wie die Prognosen zur Reduzierung des spezifischen Materialbedarfs.

Abbildung A.9 zeigt die Literaturauswertung zum spezifischen Bedarf an Cobalt und Lithium in Lithium-Ionen-Batterien vom Typ NMC-622. Für Cobalt liegen verschiedene Werte für circa 2010 sowie zwei Abschätzungen für das Jahr 2050 vor. Werte für 2010 streuen moderat. Für die Berechnungen hier wurde jeweils der Mittelwert verwendet. Für Lithium liegen für das Jahr 2010 ebenfalls verschiedene Werte aus der Literatur vor, allerdings keine für 2050. In diesem Fall wurde ein konstanter Lithium-Bedarf in NMC-622-Batterien bis 2050 angenommen. Eine potenzielle Erklärung für unterschiedliche Annahmen zum spezifischen Bedarf aus der Literatur sind manchmal unterschiedliche Systemgrenzen der analysierten Systeme. Daher stellt es eine zusätzliche Herausforderung dar, bei der Sammlung von Daten zu gewährleisten, dass sich alle verwendeten Daten auf dieselbe / vergleichbare Systemgrenzen beziehen.

Roadmaps:

Die Marktanteile der Subtechnologien der letzten circa 10 Jahre werden aus der Literatur entnommen; die Fortschreibungen basieren auf unterschiedlichen Prognosen zur potenziellen Marktentwicklung. Diese Prognosen sind ebenfalls aus der Literatur entnommen und zum Teil anhand von Experteninterviews ergänzt. Abbildung A.10 und Abbildung A.11 zeigen die beiden Roadmaps *RM1* und *RM2* für mobile Batterien wie sie in die Berechnungen in die Studie eingeflossen sind.

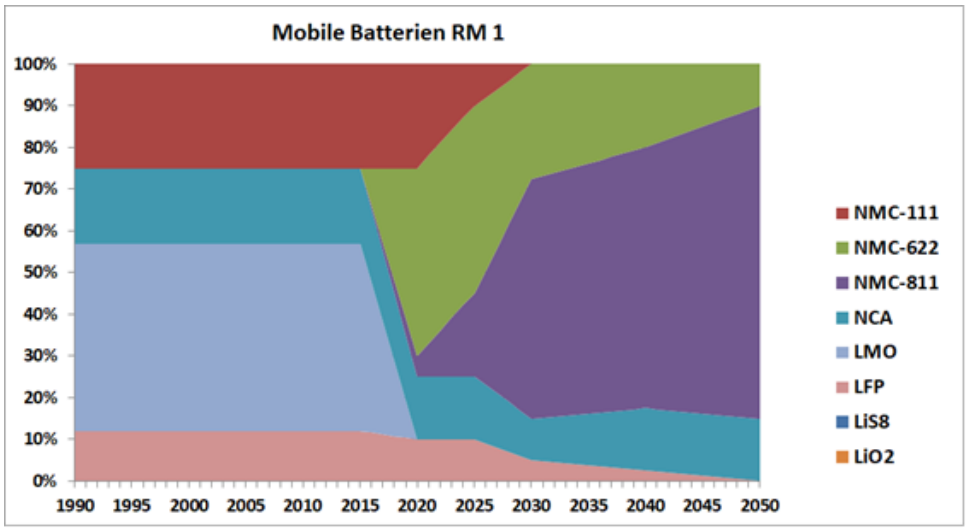


Abbildung A.10: Marktanteile verschiedener mobiler Batterietypen in der Roadmap 1.

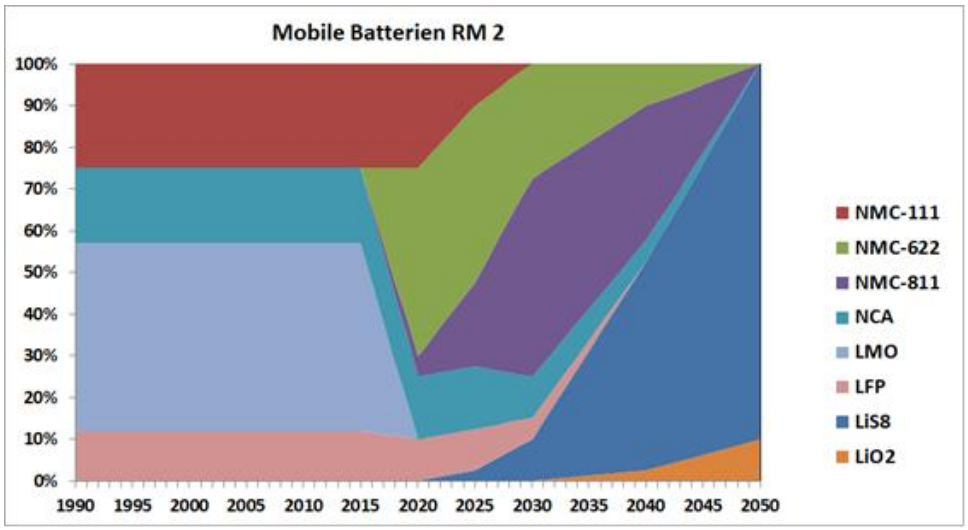


Abbildung A.11: Marktanteile verschiedener Batterietypen in der Roadmap 2.

Roadmap 1 für mobilen Batterien (Nutzung in Elektrofahrzeugen) stellt einen Markt dar, in dem sich der Trend hin zu sogenannten NMC-Lithium-Ionen-Batterien fortsetzt. Dabei setzt sich die NMC-811 Variante immer mehr durch. Für Roadmap 2 wird ein drastischer Umschwung hin zu Lithium-Schwefel und Lithium-Luft Batterien angenommen, die bis 2050 den gesamten Markt übernehmen. Die Sub-Technologen LMO (Lithium-Mangan-Oxid) und LFP (Lithium-Eisen-Phosphat), die in der Vergangenheit noch signifikante Marktanteile aufwiesen, werden in beiden Roadmaps aus dem Markt verdrängt.

Reserven / Ressourcen:

In Tabelle A.8 sind die globalen Reserven und Ressourcen der verwendeten Materialien aufgelistet. Die Umrechnung auf die Deutschland zur Verfügung stehenden Reserven und Ressourcen basiert auf Deutschlands Anteil am globalen BIP (Stand 2015, International Monetary Found (2021)).[36]

Material	Reserven [Mt]	Ressourcen [Mt]	Quelle
Kobalt	7	25	U. S. Geological Survey (2020)
Dysprosium	0,54	1,26	U. S. Geological Survey (2020), Zhou et al (2017)
Iridium	0,00044	0,00064	Sverdrup and Ragnarsdottir (2016), U. S. Geological Survey (2020)
Lithium	17	80	U. S. Geological Survey (2020)
Nickel	89	130	U. S. Geological Survey (2020)
Vanadium	22	63	U. S. Geological Survey (2020)

Tabelle A.8: Reserven und Ressourcen der betrachteten Materialien.

[36] Verteilt man die globalen Reserven und Ressourcen anhand Deutschlands Anteil an der Weltbevölkerung (Stand 2020) auf Deutschland, so erhält man einen Verteilungsfaktor von ca. 0,11 (83 Mio. / 7795 Mio.), d.h. ca. einen Faktor 3 niedriger als bei der Verteilung nach BIP (United Nations, 2019).

Literaturangaben

AGEB, 2020b. Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019. Stand: März 2020. AGEB [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2019_20200325_dt.pdf.

Amann M, 2012. Greenhouse gas and air pollution interaction and synergies (GAINS). EC4MACS Modelling Methodology. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://www.ec4macs.eu/content/report/EC4MACS_Publications/MR_Final%20in%20pdf/GAINS_Methodologies_Final.pdf.

Amann M, Bertok I, Borken-Kleefeld J, Cofala J, Heyes C, Höglund-Isaksson L, Klimont Z, Nguyen B, Posch M, Rafaj P, et al., 2011. Cost-effective control of air quality and greenhouse gases in Europe: Modeling and policy applications. Environmental Modelling & Software, 26(12):1489–1501 DOI: 10.1016/j.envsoft.2011.07.012.

Avicenne Energy, 2020. Worldwide Rechargeable Battery Market 2019-2030 2020 edition. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://www.avicenne.com/reports_energy.php.

Baldauf M, Seifert A, Förstner J, Majewski D, Raschendorfer M, Reinhardt T, 2011. Operational Convective-Scale Numerical Weather Prediction with the COSMO Model: Description and Sensitivities. Monthly Weather Review, (139):3887–3905 DOI: 10.1175/MWR-D-10-05013.1.

Bauer N, Edenhofer O, Kypreos S, 2008. Linking energy system and macroeconomic growth models. Computational Management Science, 5(1–2):95–117 DOI: 10.1007/s10287-007-0042-3.

Baumstark L, Bauer N, Benke F, Bertram C, Bi S, Gong CC, Dietrich JP, Dirnaichner A, Giannousakis A, Hilaire J, et al., 2021. REMIND2.1: Transformation and innovation dynamics of the energy-economic system within climate and sustainability limits. Geoscientific Model Development Discussions:1–50 DOI: 10.5194/gmd-2021-85.

Beestermöller R, 2017. Die Energienachfrage privater Haushalte und ihre Bedeutung für den Klimaschutz - Volkswirtschaftliche Analysen zur deutschen und europäischen Klimapolitik mit einem technologiefundierten Allgemeinen Gleichgewichtsmodell. Eigenverlag, Stuttgart (Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung; ISSN 0938-1228) [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://dx.doi.org/10.18419/opus-9123.

Beestermöller R, Blesl M, Kuder R, Fahl U, 2013. Energie- und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen veränderter Rahmenbedingungen auf die Nutzung von Erdgas in Deutschland. Studie für dasZentrum für Energieforschung Stuttgart (ZfES). [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://dx.doi.org/10.18419/opus-2167.

Beestermöller R, Fahl U, 2013. Impacts of German energy policies on the competitiveness of national energy intensive industries. Full paper at the EcoMod2013 International Conference on Economic Modeling, Czech University of Life Sciences. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ideas.repec.org/p/ekd/004912/5653.html.

Blesl M, Kober T, Bruchhof D, Kuder R, 2010. Effects of climate and energy policy related measures and targets on the future structure of the European energy system in 2020 and beyond. Energy Policy, 38(10):6278–6292 DOI: 10.1016/j.enpol.2010.06.018.

BMVI, 2021. Verkehr in Zahlen 2020/2021. 49. Jahrgang. Herausgegeben durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Korrekturversion vom 13.04.2021. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2020-xls.xlsx?__blob=publicationFile.

BMWi, 2019b. Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi. Stand Oktober 2019. [Aufruf am: 30.09.2021] URL:

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-pdf-grafiken.html.
Bothor S, Steurer M, Eberl T, Brand H, Voß A, 2015. Bedarf und Bedeutung von Integrations-und Flexibilisierungsoptionen in Elektrizitätssystemen mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien. In: Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. IEWT 2015.
Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2020. Entwurf Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee. [Aufruf am: 30.09.2020] URL: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/_Anlagen/Downloads/Entwurf_FEP_2020.pdf;jsessionid=5DCA851708938090EDE1968C558784E2.live21303?__blob=publicationFile&v=6.
Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2020. Entwurf Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nord- und Ostsee. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraumplanung/Fortschreibung/_Anlagen/Downloads/Entwurf_Raumordnungsplan.pdf;jsessionid=71DEE7A4E265548FE4BE1654B0A4ABFC.live21322?__blob=publicationFile&v=8.
Cox B, Bauer C, Mendoza Beltran A, van Vuuren DP, Mutel CL, 2020. Life cycle environmental and cost comparison of current and future passenger cars under different energy scenarios. Applied Energy, 269:115021 DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115021.
Destatis, 2019. CO2-Gehalt der Güter der Endverwendung - 2008 - 2015. Datensatz des Statistisches Bundesamt. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/energiefluesse-emissionen/Publikationen/Downloads/co2-gehalt-gueter-endverwendg-pdf-5851101.html.
Destatis, 2020a. Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018 Grundfile 3 (AAGSHB). Datensatz des Statistisches Bundesamt. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Einkommen-Einnahmen-Ausgaben/Methoden/einkommens-verbrauchsstichprobe.html.
Destatis, 2020b. VGR des Bundes - Input-Output-Rechnung - 2015 (Revision 2019, Stand: August 2019). (Fachserie 18, Reihe 2) [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Input-Output-Rechnung/input-output-rechnung-2180200157005.html.
Deutsche WindGuard GmbH, 2020. Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland – Erstes Halbjahr 2020. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.windguard.de/id-1-halbjahr-2020.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/windenergiestatistik/2020/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus_Halbjahr%202020.pdf.
Dietrich JP, Bodirsky BL, Humpenöder F, Weindl I, Stevanović M, Karstens K, Kreidenweis U, Wang X, Mishra A, Klein D, et al., 2019. MAgPIE 4 – a modular open-source framework for modeling global land systems. Geoscientific Model Development, 12(4):1299–1317 DOI: https://doi.org/10.5194/gmd-12-1299-2019.
DIN e.V., 2008. Energieeffizienz von Gebäuden – Berechnung des Energiebedarfs für Heizung und Kühlung (ISO 3790:2008). Deutsche Fassung EN ISO 13790:2008.
Directorate-General for Maritime Affairs and Fisheries, 2021. European Marine Observation and Data Network (EMODnet). [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://emodnet.ec.europa.eu/en.
ecoinvent, 2021. Cut-off system model. ecoinvent [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ecoinvent.org/the-ecoinvent-database/system-models/.
Edenhofer O, Lessmann K, Bauer N, 2006. Mitigation Strategies and Costs of Climate Protection: The Effects of ETC in the Hybrid Model MIND. Energy Journal, Endogenous Technological Change and the Economics of Atmospheric Stabilistaion, Special Issue:207–222 DOI: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-VolSI2006-NoSI1-10.

enervis energy advisors GmbH, 2020. Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEGgeförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2021 bis 2025. Erstellt im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202021/2020-10-07%20Endbericht%20enervis.pdf.

ETSAP, 2021. Energy Technology Systems Analysis Program, „ETSAP". [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://iea-etsap.org/.

Europäische Kommission, 2013. Grünbuch - Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030. Europäische Kommission, Brüssel [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52013DC0169&from=EN.

European Commission, DG Climate Action, 2013. TRACCS –Transport data collection supporting the quantitative analysis of measures relating to transport and climate change. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://traccs.emisia.com/.

Eurostat, 2021. Energy balances. Datensatz des Statistische Amt der Europäischen Union. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances.

Fahl U, Gaschnig H, Hofer C, Hufendiek K, Maier B, Pahle M, Pietzcker R, Quitzow R, Rauner S, Sehn V, et al., 2019. Das Kopernikus-Projekt ENavi – Die Transformation des Stromsystems mit Fokus Kohleausstieg. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://dx.doi.org/10.18419/opus-10519.

Fahl U, Welsch J, Eberl T, Steurer M, Bothor S, 2015. Systemanalyse Energiespeicher. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Stuttgart [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://edocs.tib.eu/files/e01fb16/864594895.pdf.

Fleiter T, Herbst A, Rehfeldt M, Arens M, 2019. Industrial innovation: Pathways to deep decarbonisation of industry. Pt.2: Scenario analysis and pathways to deep decarbonisation. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/2050/docs/industrial_innovation_part_2_en.pdf.

Fleiter T, Rehfeldt M, Herbst A, Elsland R, Klingler A-L, Manz P, Eidelloth S, 2018. A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector: The FORECAST model. Energy Strategy Reviews, 22:237–254 DOI: 10.1016/j.esr.2018.09.005.

Gargiulo M, 2009. Getting started with TIMES-VEDA. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://iea-etsap.org/index.php/documentation.

Gargiulo M, Vaillancourt K, De Miglio R, 2016. Documentation for the TIMES Model, Part IV. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://iea-etsap.org/index.php/documentation.

Geres R, Kohn A, Nickel F, Scholz D, Mühlpointner T, Sternhardt M, Beestermöller R, Blesl M, Brunke J-C, Fahl U, et al., 2016. Ausgestaltung des EU-Emissionshandels nach 2020 und seine Auswirkungen – insbesondere auf die industrielle Wettbewerbsfähigkeit und die Energiewirtschaft – unter Berücksichtigung von Optionen zur Vermeidung von Carbon Leakage. FutureCamp Holding GmbH; FutureCamp Climate GmbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Schlussbericht zum Vorhaben 06/15.

Gill B, Moeller S, 2018. GHG Emissions and the rural-urban divide. A carbon footprint analysis based on the German official income and expenditure survey. Ecological Economics, 145:160–169 DOI: 10.1016/j.ecolecon.2017.09.004.

Gillich A, Hufendiek K, Klempp N, 2020. Extended policy mix in the power sector: How a coal phase-out redistributes costs and profits among power plants. Energy Policy, 147:111690 DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111690.

Goedkoop M, Heijungs R, De Schryver A, Struijs J, van Zelm R, 2009. ReCiPe 2008. A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://www.leidenuniv.nl/cml/ssp/publications/recipe_characterisation.pdf.
Goedkoop M, Heijungs R, Huijbregts M, de Schryver A, Struijs J, van Zelm R, 2014. ReCiPe 2008 (version 1.08)—report I: characterisation (updated May 2013). [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.rivm.nl/documenten/a-lcia-method-which-comprises-harmonised-category-indicators-at-midpoint-and-endpoint.
Grainger CA, Kolstad CD, 2010. Who pays a price on carbon? Environmental and Resource Economics, 46(3):359–376 DOI: 10.1007/s10640-010-9345-x.
Hansen N, 2016. The CMA Evolution Strategy: A Tutorial. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://arxiv.org/pdf/1604.00772v1.
Henbest et al. S, 2020. New Energy Outlook 2020. BloombergNEF [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://about.bnef.com/new-energy-outlook-2020/.
Huppmann D, Gidden M, Fricko O, Kolp P, Orthofer C, Pimmer M, Kushin N, Vinca A, Mastrucci A, Riahi K, et al., 2019. The MESSAGEix Integrated Assessment Model and the ix modeling platform (ixmp): An open framework for integrated and cross-cutting analysis of energy, climate, the environment, and sustainable development. Environmental Modelling & Software, 112:143–156 DOI: 10.1016/j.envsoft.2018.11.012.
International Monetary Found, 2021. World Economic Outlook Database: April 2021 Edition. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2021/April.
James BD, Huya-Kouadio JM, Houchins C, DeSantis DA, 2018. Mass Production Cost Estimation of Direct H2PEM Fuel Cell Systems for Transportation Applications: 2018 Update. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.energy.gov/sites/default/files/2020/02/f71/fcto-sa-2018-transportation-fuel-cell-cost-analysis-2.pdf.
Kober T, 2013. Energiewirtschaftliche Anforderungen an neue fossil befeuerte Kraftwerke mit CO2-Abscheidung im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt. DOI: 10.18419/opus-2327.
Küster R, 2009. Klimaschutz, Volkswirtschaft und Beschäftigung - Analysen zur deutschen und europäischen Klimaschutzpolitik mit einem berechenbaren allgemeinen Gleichgewichtsmodell. Mensch und Buch Verlag, Berlin.
Küster R, Ellersdorfer I, Fahl U, 2007. A CGE-Analysis of Energy Policies Considering Labor Market Imperfections and Technology Specifications. Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), Nota di Lavoro, 7.2007. CCMP – Climate Change Modelling and Policy. DOI: 10419/74212.
Küster R, Ellersdorfer I, Voß A, 2009. Economic Impacts of EU Climate Policy Targets Accounting for No-Regret Options – Scenario Analyses with NEWAGE-W. Eine Studie für die BASF AG. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.ier.uni-stuttgart.de/en/research/models/NEWAGE/.
Leimbach M, Schultes A, Baumstark L, Giannousakis A, Luderer G, 2017. Solution algorithms for regional interactions in large-scale integrated assessment models of climate change. Annals of Operations Research, 255(1–2):29–45 DOI: 10.1007/s10479-016-2340-z.
Loulou R, Goldstein G, Lettila A, Remme U, 2016. Documentation for the TIMES Model, Part II. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://iea-etsap.org/docs/Documentation_for_the_TIMES_Model-Part-II_July-2016.pdf.
Loulou R, Kanudia A, Lethila A, Goldstein G, 2016. Documentation for the TIMES Model, Part I. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://iea-etsap.org/docs/Documentation_for_the_TIMES_Model-Part-I_July-2016.pdf.
Luderer G, Bauer N, Baumstark L, Bertram C, Leimbach M, Pietzcker R, Strefler J, Aboumahboub T, Auer C, Bauer N, et al., 2020. REMIND - REgional Model of INvestments and Development. Zenodo DOI: 10.5281/zenodo.3899869.

Manne A, Mendelsohn R, Richels R, 1995. MERGE: A model for evaluating regional and global effects of GHG reduction policies. Energy Policy, 23(1):17–34 DOI: 10.1016/0301-4215(95)90763-W.
Meinshausen M, S. C. B. Raper, T. M. L. Wigley, 2011. Emulating coupled atmosphere-ocean and carbon cycle models with a simpler model, MAGICC6–Part 1: Model description and calibration. Atmos Chem Phys, 11(4):1417–1456 DOI: 10.5194/acp-11-1417-2011.
Mercel Zürn, 2010. Auswirkungen des technologischen Fortschritts und des Klimaschutzes auf die Stromerzeugung - Analysen mit einem allgemeinen Gleichgewichtsmodell. Josef Eul Verlag, Köln.
Montenegro R, Fahl U, 2017. Carbon leakage and competitiveness: Socio-economic impacts of greenhouse gas emissions decrease on the European area until 2050. 14th International Conference on the European Energy Market (EEM), Dresden. DOI: 10.1109/EEM.2017.7981970.
Montenegro R, Lekavičius V, Brajković J, Fahl U, Hufendiek K, 2019. Long-Term Distributional Impacts of European Cap-and-Trade Climate Policies: A CGE Multi-Regional Analysis. Sustainability, 11(23):6868 DOI: 10.3390/su11236868.
Mutel C, 2017. Brightway: An open source framework for Life Cycle Assessment. The Journal of Open Source Software, 2(12):236 DOI: 10.21105/joss.00236.
Nordhaus WD, Yang Z, 1996. A Regional Dynamic General-Equilibrium Model of Alternative Climate-Change Strategies. The American Economic Review, 86(4):741–765.
Nørgård P, Holttinen H, 2004. A Multi-Turbine Power Curve Approach. Proc. Nordic Wind Power Conference, Gotenburg, Sweden, 2004. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://aaltodoc.aalto.fi/bitstream/handle/123456789/2453/article4.pdf?isAllowed=y&sequence=5.
Palzer A, 2016. Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, Dissertation [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://publica.fraunhofer.de/documents/N-408742.html.
Preuß M, Reuter WH, Schmidt CM, 2019. Verteilungswirkung einer CO2-Bepreisung in Deutschland. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Wiesbaden [Aufruf am: 30.07.2021] URL: https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/Arbeitspapiere/Arbeitspapier_08_2019.pdf.
Rehfeldt M, Fleiter T, Toro F, 2018. A bottom-up estimation of the heating and cooling demand in European industry. Energy Efficiency, 11(5):1057–1082 DOI: 10.1007/s12053-017-9571-y.
Rehfeldt M, Fleiter T, Worrell E, 2018. Inter-fuel substitution in European industry: A random utility approach on industrial heat demand. Journal of Cleaner Production, 187:98–110 DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.03.179.
Remme U, 2006. Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell. Universität Stuttgart, Stuttgart [Aufruf am: 30.09.2021] URL: http://dx.doi.org/10.18419/opus-1703.
Rodrigues R, Pietzcker R, Fragkos P, Price J, McDowall W, Siskos P, Fotiou T, Luderer G, Capros P, 2022. Narrative-driven alternative roads to achieve mid-century CO2 net neutrality in Europe. Energy, 239:121908 DOI: 10.1016/j.energy.2021.121908.
Rottoli M, Dirnaichner A, Kyle P, Baumstark L, Pietzcker R, Luderer G, 2021. Coupling a Detailed Transport Model to the Integrated Assessment Model REMIND. Environ Model Assess DOI: 10.1007/s10666-021-09760-y.
Sacchi R, Bauer C, Cox B, Mutel CL, in review. carculator: cn open-source tool for prospective environmental and economic life cycle assessment of vehicles. When, Where and How can battery-electric vehicles help reduce greenhouse gas emissions? Renewable and Sustainable Energy Reviews [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.psi.ch/en/media/57994/download.

Sacchi R, Dirnaichner A, Mutel CL, Bauer C, Cox BL, Daioglou V, Terlouw T, Siala K, Luderer G, submitted. Prospective EnvironMental Impact asSEment (premise): a streamlined approach to producing databases for prospective Life Cycle Assessment using Integrated Assessment Models. Renewable and Sustainable Energy Reviews.

Schäfer K, 2015. Entwicklung einer GIS-basierten Analyse zur Bestimmung des technisch nutzbaren Flächenpotenzials der Windenergie an Land unter Verwendung von frei verfügbaren Geodaten. Hochschule Nordhausen, Bachelorarbeit.

Schick C, Klempp N, Hufendiek K, 2020. Role and impact of prosumers in a sector-integrated energy system with high renewable shares. IEEE Trans Power Syst:1–1 DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3040654.

Scholz Y, Gils HC, Pietzcker RC, 2017. Application of a high-detail energy system model to derive power sector characteristics at high wind and solar shares. Energy Economics, 64(Supplement C):568–582 DOI: 10.1016/j.eneco.2016.06.021.

Sterchele P, 2019. Analysis of Technology Options to Balance Power Generation from Variable Renewable Energy. 1. Auflage. Shaker, Düren (Schriftenreihe der Reiner Lemoine-Stiftung).

Sterchele P, Brandes J, Heilig J, Wrede D, Kost C, Schlegl T, Bett A, Henning H-M, 2020. Studie: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2021/bbsr-online-23-2021.html.

Sun N, 2013. Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes: Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen. Universtität Stuttgart, Stuttgart [Aufruf am: 20.09.2021] URL: http://dx.doi.org/10.18419/opus-2159.

Sverdrup HU, Ragnarsdottir KV, 2016. A system dynamics model for platinum group metal supply, market price, depletion of extractable amounts, ore grade, recycling and stocks-in-use. Resources Conservation and Recycling, 114:130–152 DOI: 10.1016/j.resconrec.2016.07.011.

The International Standards Organisation, 2006. ISO 14040:2006. Environmental management — Life cycle assessment — Principles and framework. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://www.iso.org/standard/37456.html.

U. S. Geological Survey, 2020. Mineral commodity summaries 2020. DOI: 10.3133/mcs2020.

Ueckerdt F, Pietzcker R, Scholz Y, Stetter D, Giannousakis A, Luderer G, 2017. Decarbonizing global power supply under region-specific consideration of challenges and options of integrating variable renewables in the REMIND model. Energy Economics, 64(Supplement C):665–684 DOI: 10.1016/j.eneco.2016.05.012.

UNFCCC, 2021. Inventarbericht und CRF-Tabellen für Deutschland. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2021.

United Nations, 2019. World Population Prospects 2019. [Aufruf am: 05.08.2021] URL: https://population.un.org/wpp/DataQuery/.

Van Dingenen R, Dentener F, Crippa M, Leitao J, Marmer E, Rao S, Solazzo E, Valentini L, 2018. TM5-FASST: a global atmospheric source–receptor model for rapid impact analysis of emission changes on air quality and short-lived climate pollutants. Atmospheric Chemistry and Physics, 18(21):16173–16211 DOI: 10.5194/acp-18-16173-2018.

Wilson C, Grubler A, Bauer N, Krey V, Riahi K, 2013. Future capacity growth of energy technologies: are scenarios consistent with historical evidence? Climatic Change, 118(2):381–395 DOI: 10.1007/s10584-012-0618-y.

Winkler C, Mocanu T, 2017. Methodology and Application of a German National Passenger Transport Model for Future Transport Scenarios. In: Proceedings of the 45th European Transport Conference. European Transport Conference, 4.-6. Okt. 2017. , Barcelona, Spanien.

Wright E, Kanudia A, Loulou R, Goldstein G, 2016. Documentation of the TIMES Model PART V. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: https://iea-etsap.org/docs/Part5_FINAL.pdf.

Zhou BL, Li ZX, Chen CC, 2017. Global Potential of Rare Earth Resources and Rare Earth Demand from Clean Technologies. Minerals, 7(11) DOI: 10.3390/min7110203.

Glossar

Abkürzung	Volltext
a	Jahr
AG	Arbeitsgemeinschaft
AGEB	AG Energiebilanzen
AHP	Analytic Hierarchy Process (Analytischer Hierarchieprozess)
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt und Raumforschung
BC	Black Carbon (Ruß)
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage (Bioenergie mit Kohlenstoffabscheidung und –speicherung)
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEV	Battery electric vehicle (batterie-elektrische Fahrzeuge)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BVT	Beste verfügbare Technik
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (Grenzausgleichsmechanismus)
CCS	Carbon Capture and Storage (Kohlenstoffabscheidung und –speicherung)
CCU	Carbon Capture and Utilization (Kohlenstoffabscheidung und –nutzung)
CES	Constant Elasticity of Substitution (konstante Substitutionselastizität)
CH_4	Methan
Co	Kobalt
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CO_2äq	Kohlenstoffdioxidäquivalente
COP	Coefficient of Performance (Vergleichskriterium für die Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen)
CPA	Classification of Products by Activity (Statistische Güterklassifikation in Verbindung mit den Wirtschaftszweigen)

Abkürzung	Volltext
DAC	Direct Air Capture (Direkte Abscheidung aus der Umgebungsluft)
DACCS	Direct Air Carbon Capture and Storage (Direkte Kohlenstoffabscheidung aus Luft und Speicherung)
DALY	Disability-Adjusted Life Years (verlorene gesunde Lebensjahre)
DEMO	Deutschlandmodell (Verkehrsmodell)
DRI	Direct-reduced iron (Eisenschwamm, Produkt des ebenso bezeichneten Direktreduktionsverfahren)
DSM	Demand Side Management (Lastmanagement)
EBC	European Biochar Certificate
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEG-Umlage	Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage
E-Fuels	Strombasierte Kohlenwasserstoffe und Ammoniak
EJ	Exajoule
energyANTS	**energy** system **AN**alyses using **T**emporal and spatial **S**imulation (EE-Ausbau-Modell)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
E-Pkw	Elektrisch betriebenes Fahrzeug, entweder BEV, FCEV oder PHEV
ERK	Expertenrat für Klimafragen
ETS	Emissions Trading System (Emissionshandelssystem)
ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Programme
EU	Europäische Union
EU-ETS	EU Emissions Trading System (EU-Emissionshandelssystem)
EVS	Einkommens- und Verbrauchsstichprobe
E2M2s	European Electricity Market Model (Elektrizitätsmarktmodell)
E&T	Energie- und Transport-Technologien
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Wasserstoffbrennstoffzellen-Fahrzeug)
FKW	Fluorkohlenwasserstoffe (insbesondere als Kältemittel verwendete Stoffe mit hoher Treibhauswirkung)
FORECAST	FORecasting Energy Consumption Analysis and Simulation Tool (Industriemodell)

Abkürzung	Volltext
FRL	Forest Reference Level (Referenzwerte für Wälder)
G2V	Grid-to-Vehicle
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GuD Kraftwerk	Gas- und Dampfkraftwerk
H_2	Wasserstoff
ha	Hektar
IAM	Integrated Assessment Model (Integriertes Bewertungsmodell)
ICCT	International Council on Clean Transportation (Internationaler Rat für sauberen Verkehr)
IEA	International Energy Agency
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Weltklimarat)
iSFP	Individueller Sanierungsfahrplan
ISO	Internationale Organisation für Normung
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KFZ	Kraftfahrzeug
KohleAusG	Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KSPr	Klimaschutzprogramm 2030
kt	Kilotonnen
kWh	Kilowattstunde
LCA	Life-Cycle Assessment (Ökobilanz)
LFP	Lithium-Eisen-Phosphat
Li	Lithium
Lkw	Lastkraftwagen
LMO	Lithium-Mangan-Oxid
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft)
MAgPIE	Model of Agricultural Production and its Impact on the Environment (Landnutzungs- und Landwirtschaftsmodell)

Abkürzung	Volltext
MaStR	Marktstammdatenregister
Mt	Millionen Tonnen
MtO	Methanol-to-Olefins (Verfahren zur Herstellung von Ethen und Propen aus Methan)
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan
NEWAGE	National European Worldwide Applied General Equilibrium (Allgemeines Gleichgewichtsmodell)
Ni	Nickel
NMC	Nickel-Mangan-Kobalt
NMVOC	Non Methane Volatile Organic Compounds (Sammelbegriff für flüchtige organische Verbindungen ohne Methan (CH_4))
NOx	Stickoxide
NPM	Nationale Plattform Mobilität
N_2O	Distickstoffmonoxid / Lachgas
OC	Organic Carbon (Organischer Kohlenstoff)
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung)
OEM	Original Equipment Manufacturer (Originalgerätehersteller / Erstausrüster)
OMF	Ottomotor-Fahrzeuge
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
OSM	Open Street Map
PHEV	Plug-In Hybrid Vehicle (Plug-In-Hybrid-Fahrzeug)
PJ	Petajoule
PM2,5	particulate matter / Feinstaub mit einem maximalen Durchmesser von 2,5 µm
PM10	particulate matter / Feinstaub mit einem maximalen Durchmesser von 10 µm
PO	Photochemische Oxidationsmittel
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
P2Heat	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
QUAIDS	Quadratic Almost Ideal Demand System

Abkürzung	Volltext
REMIND	Regional Model of Investments and Development (Gesamtsystemmodell)
REMod	Regenerative Energien Modell (Gesamtsystemmodell)
SchnellLG	Schnellladegesetz
SO_2	Schwefeldioxid
THG	Treibhausgas
TIMES PanEU	Pan-Europäisches TIMES Energiesystemmodell (TIMES: The Integrated MARKAL-EFOM System) (Gesamtsystemmodell)
TRL	Technology Readiness Level (Technologie-Reifegrad)
TWh	Terrawattstunden
UBA	Umweltbundesamt
VECTOR21	Vehicle Technology Scenario Model (Marktentwicklungsmodell für Fahrzeuge)
VLS	Volllaststunden
VGR	Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung
VOC	Volatile Organic Compounds (Flüchtige organische Verbindungen)
V2G	Vehicle-to-Grid
WKA	Windkraftanlage
WLTP	Worldwide Light-Duty Vehicles Test Procedure (Prüfzyklus für Fahrzeuge)
$	US-Dollar

Der rote Faden durch die Energiewende: Das Kopernikus-Projekt Ariadne führt durch einen gemeinsamen Lernprozess mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, um Optionen zur Gestaltung der Energiewende zu erforschen und politischen Entscheidern wichtiges Orientierungswissen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Deutschland bereitzustellen.

Folgen Sie dem Ariadnefaden:

@AriadneProjekt

ariadneprojekt.de

Mehr zu den Kopernikus-Projekten des BMBF auf kopernikus-projekte.de

Wer ist Ariadne? Durch den Faden der Ariadne gelang Theseus in der griechischen Mythologie die sichere Navigation durch das Labyrinth des Minotaurus. Dies ist die Leitidee für das Energiewende-Projekt Ariadne. Im Konsortium von mehr als 25 Forschungseinrichtungen führt Ariadne durch einen gemeinsamen Lernprozess mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, erforscht Optionen zur Gestaltung der Energiewende und erarbeitet wichtiges Orientierungswissen für politische Entscheider. Wir sind Ariadne:

adelphi | Brandenburgische Technische Universität Cottbus – Senftenberg (BTU) | Deutsche Energie-Agentur (dena) | Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) | Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) | Ecologic Institute | Fraunhofer Cluster of Excellence Integrated Energy Systems (CINES) | Guidehouse Germany | Helmholtz-Zentrum Hereon | Hertie School | Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen (HfWU) | ifok | Institut der deutschen Wirtschaft Köln | Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität | Institute For Advanced Sustainability Studies (IASS) | Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) | Öko-Institut | Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) | RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung | Stiftung 2° – Deutsche Unternehmer für Klimaschutz | Stiftung Umweltenergierecht | Technische Universität Darmstadt | Technische Universität München | Universität Greifswald | Universität Hamburg | Universität Münster | Universität Potsdam | Universität Stuttgart – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) | ZEW – Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung